



ÉVALUATION DE LA PERFORMANCE ÉNERGETIQUE ET DE LA RENTABILITÉ ÉCONOMIQUE DE LA CENTRALE PV DE 2,762 MWC DE L'ONEA (ZIGA SP2) : PROPOSITION DE SOLUTIONS D'AMÉLIORATION

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC
GRADE DE MASTER
SPÉCIALITE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE (GEE)

Présenté et soutenu publiquement le 15 juillet 2024 par

Sidzambnoma Ella KABORE (20200314)

Directeur de mémoire : Dr. Daniel YAMEGUEU NGUEWO Enseignant Chercheur / Maître de Conférence – Département Génie Électrique, Énergétique et Industriel (GEEI)

Encadrant 2iE : Dr. Mahaman Sani MOUSSA KADRI Enseignant-chercheur / Maître-Assistant – Département Génie Électrique, Énergétique et Industriel (GEEI)

Maître de stage : M. Samuel YALGPOUGDOU, Chef de Station de Traitement de ZIGA

Structure (s) d'accueil du stage : Office National de l'Eau et de l'Assainissement (ONEA)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. habil. Kokouvi Edem N'TSOUKPOE

Membres et correcteurs : Dr. Yrébégan Moussa SORO
Ing. Sédi AGBOKOU

Promotion [2023/2024]

Dédicaces

À TOUTE MA FAMILLE.

Remerciements

Ce projet d'étude a été rendu possible grâce à la générosité et aux soutiens reçus tout au long de ma formation. Je tiens à exprimer ma profonde gratitude pour ces moments de bienveillance.

- ❖ Je remercie vivement l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), ainsi que tout le personnel et le corps professoral pour leur accompagnement durant ma formation et pour m'avoir aidé à devenir l'ingénieur que je suis aujourd'hui.
- ❖ Un grand merci au Pr Yrébégan Moussa SORO, Maître de Conférence, Chef de Département Génie Électrique, Énergétique et Industriel, pour son soutien et sa disponibilité.
- ❖ Je suis également reconnaissant envers mon Directeur de Mémoire, le Pr Daniel YAMEGUEU NGUEWO, pour son accompagnement et sa disponibilité.
- ❖ Ma gratitude va à mon encadrant, Dr Mahaman Sani Moussa Kadri, pour ses conseils avisés et son assistance précieuse tout au long de cette étude.
- ❖ Je remercie l'Office National de l'Eau et de l'Assainissement pour l'opportunité d'approfondir mes connaissances et pour le soutien moral et financier apporté à ma formation. Je remercie aussi l'ensemble du personnel et mes collaborateurs pour leur soutien, leur fraternité et leur disponibilité.
- ❖ Enfin, mes remerciements vont à M. YALPOUGDOU Samuel et M. NOMBRE Assane, Chefs de station, pour leur encadrement et leur assistance malgré leurs multiples occupations, ainsi qu'à toutes ces personnes qui ont contribué dans l'ombre à la réussite de ce travail.

MERCI, ANITCHE, BARKA, THANKS, ... A TOUS!!!

Resumé

Cette étude a porté sur l'évaluation de la performance énergétique et la rentabilité économique d'une centrale photovoltaïque connectée réseau de 2,762 MWc de l'ONEA avec propositions d'amélioration. L'objectif étant de connaître l'état de fonctionnement de la centrale PV, d'identifier les défauts et de vérifier si la production du système répond aux attentes du projet, tout en visant la réduction du budget énergétique grâce aux énergies renouvelables. Dans l'atteinte de notre objectif, notre méthodologie a consisté :

D'abord, à effectuer une étude technique qui a consisté à faire ressortir les différents indicateurs de performances énergétiques à partir d'outils d'évaluation tels que PVSYST, la norme IEC 61724-1 (2021) et par la mesure comparative des puissances du modèle et mesurées ;

Ensuite, une étude économique qui a permis de situer la rentabilité financière par une analyse financière pour révéler l'économie brute réalisée sur les factures d'électricité, le temps de retour sur investissement (ROI), le coût actualisé de l'énergie solaire photovoltaïque (LCOE) ;

Enfin, proposer des solutions pour améliorer davantage sa performance énergétique ;

L'analyse, réalisée sur les années 2020 et 2021, a révélé des performances énergétiques peu satisfaisantes de 63 % et 45 % par rapport à la recommandation pour un système bien conçu et entretenu $R_p \geq 75\%$. Avec un investissement initial de 2 716 357 950 FCFA, l'analyse financière a révélé un LCOE de 58,56 FCFA/kWh, un ROI de 7 ans dans les conditions optimales. Pour les conditions actuelles de fonctionnement, nous avons un LCOE de 75,60 FCFA/kWh, un ROI de 9 ans. Les écarts de performance sont attribués à diverses pannes entraînant des pertes de production énergétique. Par ailleurs, les propositions de solutions d'amélioration ont été formulées pour réduire les pannes impactant l'amélioration des performances énergétiques et la rentabilité économique afin d'atteindre les objectifs souhaités.

Mots Clés :

1 - Système connecté réseau 2,762MWc de Ziga

2 - Évaluation de performance énergétique et rentabilité économique :

3 - Solutions d'améliorations

4 - Méthodes d'analyse

Abstract

This study focused on the evaluation of the energy performance and economic profitability of a 2.762 MW grid-connected photovoltaic power plant operated by ONEA, along with improvement proposals. The goal was to assess the operational status of the PV plant, identify existing faults, and verify if the system's production meets the project expectations, while aiming to reduce the energy budget through renewable energy integration. Our methodology to achieve this goal included:

First, conducting a technical study to highlight various energy performance indicators using evaluation tools such as PVSYST, the IEC 61724-1 (2021) standard, and comparative measurement of model and actual power;

Second, an economic study to determine financial profitability through a financial analysis, revealing the gross savings on electricity bills, the return on investment (ROI), and the levelized cost of solar photovoltaic energy (LCOE);

Finally, proposing solutions to further improve energy performance.

The analysis, conducted over the years 2020 and 2021, revealed unsatisfactory energy performance of 63% and 45% compared to the recommendation for a well-designed and maintained system ($R_p \geq 75\%$). With an initial investment of 2,716,357,950 FCFA, the financial analysis revealed an LCOE of 58.56 FCFA/kWh and an ROI of 7 years under optimal conditions. Under current operating conditions, the LCOE is 75.60 FCFA/kWh, and the ROI is 9 years. The performance discrepancies are attributed to various breakdowns causing energy production losses. Furthermore, improvement proposals were formulated to reduce these breakdowns, thereby enhancing energy performance and economic profitability to achieve the desired objectives.

Key words:

1 - 2.762 MWp Grid-Connected System of Ziga

2 - Evaluation of Energy Performance and Economic Profitability

3 - Improvement Solutions

4 - Analysis Methods

Liste des abréviations

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

ABER : Agence Burkinabè d'Électrification Rurale

AEPA : Approvisionnement en Eau Potable et Assainissement

AFD : Agence Française de Développement

ASI : Alimentation Sans Interruption

DC / AC : Direct Current / Alternative Current

EMS : Energy Management System

FCFA : Franc des Colonies Françaises d'Afrique

GPV / PV : Générateur PhotoVoltaire / PhotoVoltaire

IEC / CIE : International Electrotechnical Commission / Commission Électro-technique Internationale

LCOE: Levelized Cost of Electricity

OPEX: Operating Expenses

ONEA : Office Nationale de l'Eau et de l'Assainissement

SONABEL : Société Nationale d'Électricité du Burkina

SP : Station de Pompage

STC : Standard Test Conditions

TRI : Temps de Retour sur Investissement

VAN : Valeur Actuelle Nette

SINCO : Société d'Ingénierie et de Construction Industrielle

Sommaire

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Resumé	iii
Abstract	iv
Liste des abréviations	v
Sommaire	vi
Liste des tableaux	ix
Liste des figures	x
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil, la zone d'étude et la présentation du projet	2
I. Présentation de la structure d'accueil.....	2
I.1. Présentation de l'ONEA	2
I.2. Historique	2
I.3. Orientation stratégique	3
I.4. Organigramme	3
II. Présentation de la zone d'étude Ziga SP2	3
II.1. Justification du type de système choisi	4
II.2. Situation géographique de la centrale PV	4
II.3. Présentation de la centrale solaire PV	5
II.4. Constitution de la centrale PV de Ziga 2.....	5
III. Présentation du projet.....	6
III.1. Contexte énergétique du Burkina Faso	6
III.2. Justification	7
III.3. Objectifs et résultats attendus	7
Chapitre II : Analyse Bibliographique, approche méthodologique globale et présentation de la centrale PV de Ziga	9
I. Analyse bibliographique	9
I.1. Description des outils et méthode à utiliser.....	9
II. Approche méthodologique globale	13
II.1. ÉTUDE TECHNIQUE	14
II.1.1. Collecte des données	14
II.1.2. Analyse et traitement des données.....	14
II.1.3. Interprétations et conclusions partielle	15

II.2. ÉTUDE FINANCIÈRE	16
II.2.1. Économies brutes réalisées sur les factures d'électricité.....	16
II.2.2. Coût de revient du kWh (LCOE).....	16
II.2.3. Temps de retour sur investissement (ROI)	18
II.2.4. Résultats et discussions	18
II.2.5. Recommandations et perspectives.....	19
III. Présentation de la centrale solaire PV de Ziga SP2	19
III.1. Le champ photovoltaïque	19
III.2. Les boîtes de jonctions PV	21
III.3. Les onduleurs	23
III.4. Système de télésurveillance et de commande	23
III.5. Local technique	23
III.6. Protection du système (mise à la terre)	24
III.7. Alimentation sans interruption (ASI)	25
III.8. Câblage des équipements	25
III.9. Fonctionnement de la centrale PV de Ziga	25
III.10. La maintenance	26
III.10.1. Contrôle périodique et pannes.....	26
III.10.2. Le nettoyage	26
III.11. Différents facteurs de dégradation d'une installation PV	26
III.12. Méthodes de détection des défauts	27
Chapitre III : Analyse des performances énergétiques et la rentabilité économique de la centrale	28
I. ETUDE TECHNIQUE.....	28
I.1. Analyse des performances suivant les différents outils.....	29
I.1.1. Analyse des performances par l'utilisation du logiciel PVSYST	29
I.1.2. Analyse des performances selon la norme IEC 61724-2021	29
I.1.3. Analyse de la consommation énergétique de la station de traitement.....	32
I.1.4. Analyse des performances par la méthode comparative des puissances.....	35
II. ÉTUDE FINANCIERE	38
II.1. Économie financière brute réalisée sur les factures d'électricité.	38
II.2. Résultats et discussions des calculs de l'analyse financière	38
Chapitre IV : Propositions des solutions d'améliorations des performances énergétiques et économiques de la centrale solaire PV.....	42
I. Synthèse des défaillances sur site.....	42

I.1. Décrochage permanent des onduleurs	42
I.1.1 Défaillances liées aux modules	42
I.1.2. Défaillances des onduleurs	43
I.1.3. Instabilité du réseau électrique.....	43
I. 2. Faible portée de la maintenance.....	43
I.3. Défaillances du système de télégestion	44
I.4. Pertes du réseau électrique dues aux délestages	44
II. Étude technique des solutions	44
II.1. Réduction de la fréquence de décrochage des onduleurs	44
II.2. Amélioration de la maintenance	48
II.3. Amélioration de la télégestion.....	48
II.4. Intégration du groupe électrogène comme réseau secondaire d'injection	49
II.4.1. 1 ^{ère} approche : Injection limitée du solaire	49
III. Analyse du coût des solutions	50
III.1. Analyse des coûts sur la réduction des fréquences de décrochages.....	50
III.2. Analyse des coûts d'amélioration de la maintenance	50
III.3. Analyse des coûts d'amélioration de la télégestion	51
IV. Conclusion générale et perspectives.	52
V. Recommandations	53
VI. Bibliographie	54
Annexes	I

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques du champ solaire (Source : Dossier projet PV Ziga).....	20
Tableau 2 La configuration des Boites de Jonctions.....	22
Tableau 3: Résultats des différentes énergies du système.....	28
Tableau 4: Résultats issues des performances du champ solaire suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2020.....	30
Tableau 5 : Résultats issues des performances du champ solaire suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2021.....	30
Tableau 6: Consommations de la station de Ziga enregistrées avant et après la mise en place de la centrale solaire.....	33
Tableau 7 : Récapitulatif de synthèse des consommations	34
Tableau 8 : Résultats des analyses comparatives des énergies de 2020.....	35
Tableau 9 : Résultats des analyses comparatives des énergies de 2021.....	35
Tableau 10 : Économie brute réalisée sur les factures d'électricité.....	38
Tableau 11 : Résultats de l'analyse économique de la centrale PV	39
Tableau 12 : Temps de retour sur investissement de la centrale	40
Tableau 13 : Résultats de l'analyse économique de la centrale PV	40
Tableau 14 : Temps de retour sur investissement	41

Liste des figures

Figure 1: Localisation de la centrale	4
Figure 2 : Emplacement de la centrale Ziga SP2 (Photo : FED 2014).....	5
Figure 3 : Schéma du système de connexion au réseau	6
Figure 4 : Méthodologie du travail.....	13
Figure 5: Matériels de collecte de données (PVSYST, Site internet de SMA, Fluke 438 II) (source : PHOTOVOLTAIC SOFTWARE, SMA PV système de monitoring, Fluke Corporation,)	14
Figure 6 : Les outils et Normes utilisés (PVSYST, Norme IEC) (Source : BDM, Tienda AENOR, PHOTOVOLTAIC SOFTWARE)	15
Figure 7 : Exemple d'une table.....	19
Figure 8 : Champ solaire	21
Figure 9 : Boite de jonction.....	21
Figure 10: Onduleurs installés.....	23
Figure 11: Local technique.....	24
Figure 12 : Diagramme des courants.....	46
Figure 13 : Diagramme des énergies.....	46
Figure 14 : Diagramme des tensions composées	47

Introduction générale

L'industrie en Afrique en général et au Burkina Faso en particulier est en pleine croissance, mais l'autonomie énergétique demeure un défi majeur. La Société nationale d'électricité du Burkina (SONABEL) rencontre des difficultés à satisfaire la demande en énergie de ces abonnés, notamment ceux des gros consommateurs tels que l'ONEA, les mines, etc. Il faut noter également que le coût de l'énergie est cher, constituant ainsi un facteur de ralentissement de cette croissance économique. À l'Office Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (ONEA), la production d'eau nécessite d'importantes quantités d'énergie électrique chaque année. En raison de la dépendance de la quasi-totalité de ses installations clés à l'électricité d'origine SONABEL, l'ONEA rencontre des difficultés budgétaires liées au coût élevé des factures d'électricité. Pour pallier cette situation pesante, plusieurs centrales photovoltaïques ont été construites sur les sites de production énergivores. C'est le cas de la centrale photovoltaïque de 2,762 MWc, mise en service en 2019 et alimentant partiellement la station de traitement d'eau de ZIGA. Cependant, depuis la mise en service de cette centrale, l'absence de suivi effectif de celle-ci ne permet pas à l'ONEA de mesurer ces bénéfices par rapport aux exigences prédéfinies par ce dernier. Ainsi, notre étude intitulée « Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations » a été retenue pour répondre à cette problématique. L'objectif de cette étude est d'apprécier le fonctionnement de la centrale solaire PV, les performances énergétiques du système et de connaître sa rentabilité économique. Pour ce faire, nous avons commencé par déterminer les indicateurs de performance énergétique à partir d'outils tels que PVSYST, la norme IEC 61724-2021 et la mesure comparative des puissances issue de notre revue de littérature. Et pour terminer, une analyse financière nous a permis de déterminer les paramètres de rentabilité économique. Notre travail sera structuré en quatre chapitres répartis comme suit :

Le chapitre I présente la structure d'accueil, la zone de l'étude et la présentation du projet.

Le chapitre II est constitué d'une revue de littérature qui synthétise les méthodes d'évaluation utilisées et de la présentation de la centrale solaire PV connectée réseau de Ziga.

Le chapitre III présente l'analyse des performances énergétiques et la rentabilité économique.

Le chapitre IV présente les propositions de solutions d'amélioration ainsi qu'une évaluation des coûts. Nous terminerons par une conclusion générale et Perspective accompagnée de recommandations.

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil, la zone d'étude et la présentation du projet

I. Présentation de la structure d'accueil

I.1. Présentation de l'ONEA

Depuis 1994, l'Office National de l'Eau et de l'Assainissement (ONEA) est une entreprise de l'État du Burkina Faso engagée dans la fourniture d'eau potable et d'assainissement (AEPA) dans les villes (population supérieure à 10 000 habitants). Il est responsable de 59 centres qui sont actuellement équipés de systèmes d'approvisionnement en eau potable, répartis dans 6 directions différentes.

I.2. Historique

Fondée le 1er janvier 1970, la Société Nationale des Eaux (SNE) avait sept centres (Ouagadougou, Bobo-Dioulasso, Banfora, Koudougou, Kaya, Dori et Ouahigouya). La SNE était composée de quatre services : l'exploitation de Ouaga, les exploitations externes N°1 (Bobo et Banfora), les exploitations externes N°2 (Koudougou, Ouahigouya, Kaya et Dori) et la comptabilité.

La politique de l'eau, créée en 1976, fait passer la gestion de l'eau au service public. La gestion des systèmes collectifs d'AEP a été nationalisée en 1977 avec la création de l'Office National de l'Eau (ONE), un établissement public industriel et commercial (ordonnance N°77/006/PRES du 23/02/77). La gestion de toutes les entreprises et de toutes les opérations de traitement, de transport et de distribution d'eau brute et potable, de stockage, d'épuration est confiée à cet office.

Un plan directeur 1979-2000 a été élaboré en 1978 afin de consolider les sept premiers centres existants et de créer 37 nouveaux. L'Office s'étend sur l'ensemble du territoire national avec cinq départements régionaux. À partir de 1970, les prix de l'eau variaient entre Ouaga et Bobo. Ils seront par la suite uniformisés pour tous les centres ONEA.

Le 10 octobre 1984, la réorganisation du Ministère de l'eau entraîne une extension des activités de l'ONE à l'assainissement. Cela était motivé par les problèmes de pollution et d'assainissement associés à la consommation croissante d'eau dans les villes et à l'insuffisance des infrastructures nécessaires.

Créé le 22 juillet 1985 (décret 85/387/CNR/PRES/EAU), l'Office National de l'Eau et de l'Assainissement (ONEA) est un établissement public de l'État à caractère industriel et commercial (EPIC). Le 2 novembre 1994, il devient une société d'État (décret N°94-391/PRES/MICM/EAU).

I.3. Orientation stratégique

À l'horizon 2030, le Programme National d'Approvisionnement en Eau Potable (PN-AEP 2016-2030) vise à faire passer le taux d'accès de 65 % en 2015 à 100 % en 2030 [1].

Afin de concrétiser sa vision à l'horizon 2030, l'ONEA doit réaliser les objectifs structurants majeurs suivants en matière d'AEP d'ici 2030 [Orientations stratégiques-ONEA] :

Un accès à l'eau potable de 100 %, assuré en continuité et en qualité 24 heures sur 24 ; des résultats opérationnels améliorés et une meilleure satisfaction des clients ; Une tarification de l'eau accessible à tous ; une société qui maintient sa santé économique et financière [1].

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire d'atteindre :

Une augmentation de la population desservie en eau de 3,6 millions en 2015 à plus de 8 millions d'habitants en 2030 ;

La mise en place d'un réseau d'eau de près de 10 000 km, de réservoirs de 70 000 m³ et d'une capacité de production de 250 000 m³/jour [1].

De cette manière, d'ici 2030, l'ONEA aura une portée de 77 centres, avec un taux de 20 % pour les bornes fontaines et une desserte de 80 % pour les branchements privés pour répondre aux exigences des objectifs stratégiques [1].

I.4. Organigramme

Pour offrir une vue d'ensemble claire et structurée de notre société, un organigramme (**Annexe 12 : Organigramme de l'ONEA**) détaillant les divisions, départements et postes clés a été élaboré. Il permet de visualiser les relations hiérarchiques et les responsabilités de chaque unité au sein de l'entreprise.

II. Présentation de la zone d'étude Ziga SP2

Introduction

La réalisation de la centrale de Ziga a fait partie d'un large projet dénommé Eco-électrification dans le nord et le centre nord du Burkina Faso. Ceci entre dans le cadre de la deuxième partie Facilité ÉNERGIE lancée par l'Union européenne dans le but d'améliorer l'accès au service énergétique durable et moderne. Le projet a été financé par l'Union européenne à hauteur de 64,34 % du montant du projet et 35,66 % par des cofinanceurs locaux du Burkina Faso : l'ONEA 24,13 %, le Fonds de Développement de l'Électricité (FDE) 7,42 %, la SONABEL 0,74 % et les usagers avec leurs propres ressources 3,37 % [2]. La centrale a été mise en service le 15 décembre 2019.

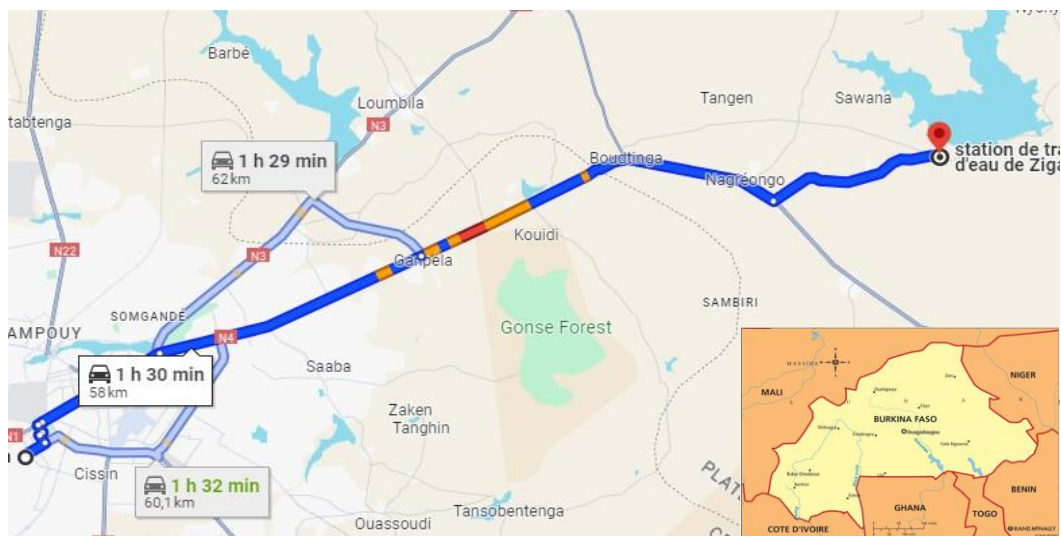


Figure 1: Localisation de la centrale

II.1. Justification du type de système choisi

L'ONEA désire réduire son budget lié à l'énergie et renforcer son engagement éco-responsable à travers ce projet, en participant au développement des énergies renouvelables et à la transition énergétique. Le choix de l'autoconsommation vise à stabiliser le budget énergétique, en réduisant l'impact des hausses tarifaires et en permettant une meilleure anticipation des coûts énergétiques. Cette initiative projette une image positive de l'entreprise, montrant son engagement envers la transition énergétique et ses objectifs de Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE).

II.2. Situation géographique de la centrale PV

La centrale solaire de Ziga SP2 est dans le village de Ziga situé dans le département de Ziniaré dans la province de l'Oubritenga dans la région du Plateau central du Burkina Faso.

La station de pompage ONEA Ziga SP2 est située aux coordonnées UTM 30 P/706046. 72 m E/1381355.61 m N, élévation 281 m [2].



Figure 2 : Emplacement de la centrale Ziga SP2 (Photo : FED 2014)

II.3. Présentation de la centrale solaire PV

Le système proposé consiste à une installation photovoltaïque couplée au réseau en autoconsommation, qui comprend un système de génération (champ photovoltaïque), un système de conversion d'énergie et d'injection (onduleurs réseau), raccordé au réseau électrique intérieur du site de pompage. Le système vise à couvrir d'une façon optimale une partie des besoins spécifiques de la station de pompage en jour et le reste du besoin sera compensé par le réseau SONABEL.

II.4. Constitution de la centrale PV de Ziga 2

Dans son ensemble, elle est composée de :

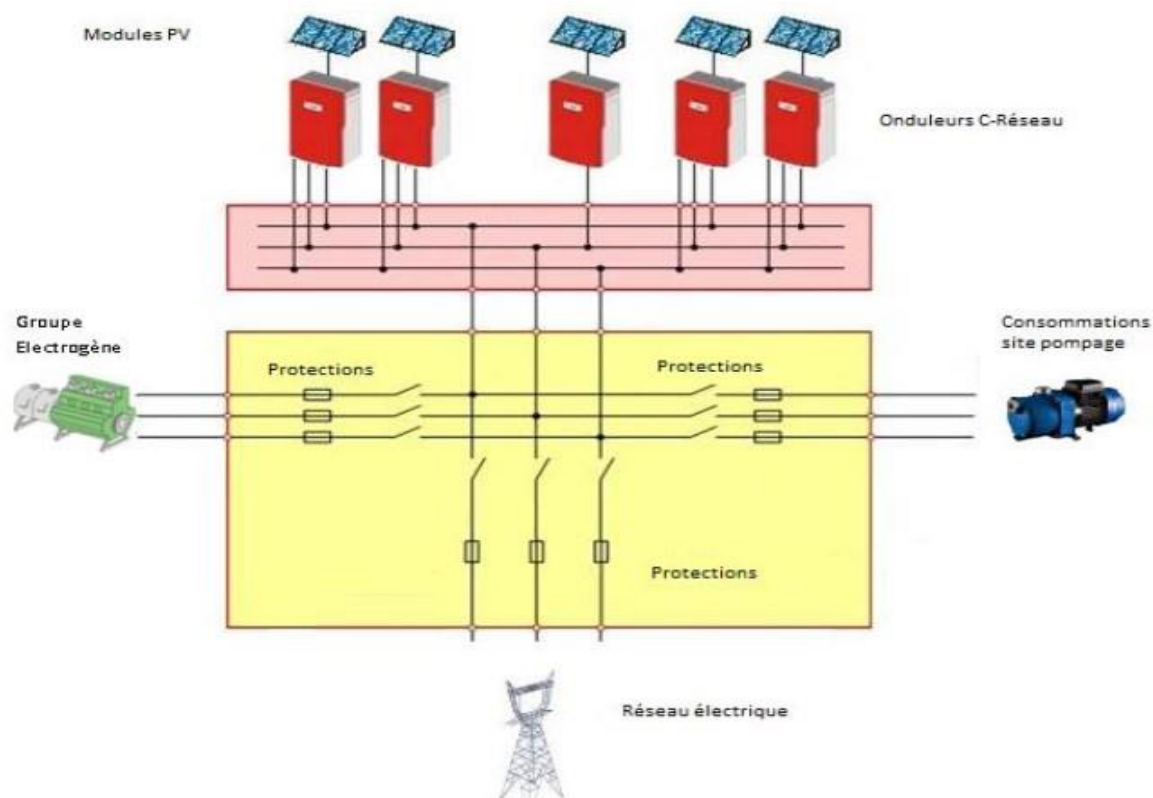


Figure 3 : Schéma du système de connexion au réseau (Photo : FED 2014)

III. Présentation du projet

III.1. Contexte énergétique du Burkina Faso

La SONABEL présente une difficulté à satisfaire les besoins en électricité occasionnant une instabilité du réseau (délestages importants, fluctuations des paramètres du réseau, etc.) et un coût d'énergie relativement élevé à l'instar des autres pays de la sous-région. En effet, cette situation découle principalement d'une capacité de production électrique limitée dans le temps, caractérisée par une insuffisance de moyens de production. Le pays disposait à la fin de l'année 2022 d'une puissance nominale installée de 419,596 MW (291,280 MW en thermique, 32 MW en hydraulique et 34,1 MW en solaire) [3]. La Société nationale burkinabè d'électricité a produit 996,633 GW en 2022, comparativement en baisse par rapport à l'année 2021 qui était de 1006,417 GW. Cette baisse de la production interne s'est justifiée d'abord par l'accroissement des énergies importées à partir de l'interconnexion (le Ghana et la Côte d'Ivoire), ensuite une baisse de la production hydroélectrique due au problème de l'insécurité qui a occasionné l'arrêt de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Kompienga en avril 2022 (35 %), et enfin une baisse de la production solaire (1 %) [3].

Par ailleurs, la dépendance du pays à l'égard des sources thermiques qui sont plus souvent coûteuses à exploiter au regard des charges liées à la production telles que l'importation du combustible, huile et autres affectent le prix du kWh. Ce coût élevé de l'énergie affecte les industries en général et l'ONEA en particulier dans le coût de traitement de l'eau (FCFA/m³ d'eau traitée).

III.2. Justification

Le déficit énergétique au Burkina Faso exerce une pression significative sur le processus d'industrialisation du pays. Le prix de vente moyen du kWh était de 130,24 FCFA/kWh en 2022 et 126,76 FCFA/kWh en 2021 [3], résultant notamment des difficultés rencontrées par la SONABEL, et qui constituent des défis économiques et sociaux pour les entreprises compromettant leurs productivités, leurs compétitivités et leurs capacités à une croissance financière. De plus, l'instabilité du réseau électrique et les délestages fréquents perturbent les opérations de fonctionnement, affectant la productivité et la rentabilité des entreprises. L'ONEA a décidé de réduire le budget lié à l'énergie en optant pour le solaire photovoltaïque qui représente une source alternative au regard du fort potentiel d'ensoleillement au Burkina Faso.

L'ensoleillement moyen journalier est estimé à 5,5 kWh/m² et une insolation de 8,3 heures par jour. L'ensoleillement normal direct vaut 3,9 à 4,5 kWh/m² et l'insolation directe dure plus de 3000 heures/an [4], par conséquent l'exploitation solaire pourrait être une alternative en vue de réduire l'impact du déficit énergétique et la dépendance aux énergies fossiles.

En effet, ONEA a bénéficié du projet Eco-Électrification dans le nord et le centre nord du Burkina Faso, fruit d'un partenariat public privé (ONEA, ABER, SONABEL, SINCO) [SINCO, 2021], soutenu par les partenaires techniques et financiers (Union européenne, AFD), à un coût estimé à **2 716 357 950 FCFA** [2]. Cela à travers la construction de sept centrales solaires photovoltaïques (PV) dont celle de Ziga 2 pour une puissance totale de **2,762 MWc**. Ce projet a permis de réduire la consommation énergétique sur le réseau national du Burkina, mais également le coût de l'électricité, de renforcer l'équilibre financier, de favoriser une intégration aux énergies renouvelables, de soulager la charge du réseau SONABEL pour une meilleure stabilité et de libérer de la puissance pour les autres clients.

III.3. Objectifs et résultats attendus

Objectifs de l'étude

L'objectif principal de notre étude est d'évaluer la performance énergétique et la rentabilité économique de la centrale photovoltaïque (PV) de Ziga (SP2) en lien avec les objectifs du projet. De façon spécifique, il s'agira de :

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onema (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

- Analyser le fonctionnement de la centrale solaire PV ;
- Évaluer la performance énergétique ;
- Évaluer la rentabilité économique ;
- Proposer des solutions d'amélioration du fonctionnement de la centrale solaire PV ;

Les résultats attendus sont :

- Identification des limites et des pannes récurrentes de la centrale solaire PV ;
- Détermination des indicateurs des performances et des rendements de production ;
- Représentation éclairée des coûts, des revenus et des bénéfices potentiels associés au projet
- Recommandation pour l'efficacité, l'optimisation et la rentabilité de la centrale solaire PV ;

Chapitre II : Analyse Bibliographique, approche méthodologique globale et présentation de la centrale PV de Ziga

Introduction

Au regard des avantages offerts tels que l'absence d'odeur, de bruit, la faculté de fournir l'électricité verte sans chaleur et également un atout pour les régions chaudes, les systèmes PV sont très appréciés par leurs utilisateurs. Il convient également de noter que les performances d'un système PV diminuent progressivement en raison de la dégradation dans le temps de ces composants.

Dans le souci de maximiser cette production, nous porterons une attention particulière sur les méthodes d'analyses permettant d'évaluer la performance énergétique et la rentabilité économique d'un champ PV.

I. Analyse bibliographique

Il en existe une multitude d'outils et de méthodes permettant l'évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique d'une centrale solaire photovoltaïque, cependant nous allons nous intéresser à deux outils, à savoir le logiciel PVSYST, la norme IEC 61724-2021 et la méthode utilisant le modèle comparatif des puissances.

En effet, ces outils et méthodes permettront de caractériser les performances énergétiques et la rentabilité économique de la centrale solaire PV en étude.

I.1. Description des outils et méthode à utiliser

- **Analyse par le logiciel PVSYST**

Le logiciel PVSYST a été conçu par l'université de Genève et est destiné à des architectes ou à des ingénieurs travaillant dans le domaine des énergies renouvelables. Il se décompose en trois parties distinctes : Prédimensionnement, Conception d'un projet et Outils.

Il en existe une multitude de logiciels (PVSYST, PVGIS, ARCHELIOS et Solar Gis) conçus permettant d'évaluer la performance d'un champ PV, mais notre regard s'est tourné vers le logiciel PVSYST au regard de son interface conviviale, de sa facilité de prise en main pratique aussi bien pour les novices en énergie renouvelable qu'aux professionnels désirant effectuer des études très détaillées de leurs installations. Les résultats obtenus permettent de fournir un rapport complet. Par ailleurs, une particularité dans le logiciel PVSYST est qu'il prend en compte certains ombrages tels que le passage de nuage, contribuant à améliorer sa précision [5].

- **Analyse selon l'indice de performance IEC 61724-2021**

Cette méthode se repose sur les normes standardisées de la Commission Électrotechnique Internationale (IEC 61724) qui sont définies par les paramètres suivants :

Nota : les formules utilisées le long de cette analyse sont issues de la norme IEC dont les lignes directrices de l'évaluation sont définies par la Commission Électrotechnique Internationale [5].

- **Le rendement de référence appelé encore Productible de référence, nommé Y_r ($\text{kWh} \cdot \text{jm}^{-2} / \text{kW} \cdot \text{m}^{-2}$)**

Il se définit par le rapport entre l'ensoleillement global arrivant sur la surface des panneaux et l'ensoleillement de référence dans les conditions standard de test. Ce paramètre représente le nombre d'heures d'ensoleillement égal à l'éclairement de référence et définit la ressource solaire pour le système PV [5].

$$Y_r = \frac{E_{Gi}}{G_{0STC}} \quad (1)$$

E_{Gi} : Quantité totale de rayonnement par jour en $\text{kWh} \cdot \text{jm}^{-2}$; G_{0STC} : Quantité de rayonnement de référence en $\text{kW} \cdot \text{m}^{-2}$.

- **Le rendement du champ PV appelé encore productible du champ, nommé Y_a ($\text{kWh} \cdot \text{j} / \text{kWc}$)**

Il est défini par le rapport entre l'énergie totale générée en DC exprimée en kWh (journalière, mensuelle, ou annuelle) et la puissance totale en kWc de l'installation dans les conditions standard STC. Il représente le rendement de l'énergie fourni par le PV en rapport avec l'énergie reçue [5].

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (2)$$

E_{DC} : Énergie totale générée en courant continu ; P_{STC} : Puissance dans les conditions STC.

- **Le rendement final PV appelé encore productible final, nommé Y_f ($\text{kWh} \cdot \text{j} / \text{kWc}$)**

Il est défini par le rapport entre l'énergie injectée AC en kWh (journalière, mensuelle, ou annuelle) et la puissance totale en kWc de l'installation PV dans les conditions standard STC. Il représente le nombre d'heures pendant lesquelles le générateur PV devrait produire en sa puissance nominale [5].

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (3)$$

E_{AC} : Énergie totale générée en courant alternatif ; P_{STC} : Puissance totale dans les conditions STC.

- **Le ratio de performance**

Il est défini par le rapport entre le rendement final (et le rendement de référence). Le ratio de performance indique à quel point le générateur PV tend vers les performances idéales dans les conditions réelles d'exploitation et reflète l'effet global des pertes sur la production énergétique. **Il est recommandé, selon la norme IEC 61724-2021, que le ratio de performance soit supérieur à 75 % dans les conditions réelles d'exploitation [5].**

$$R_p = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (4)$$

Y_f : Rendement final ; Y_r : Rendement de référence.

- **Les pertes du système liées à la conversion L_s (DC/AC) (kWh/kWc/jour)**

Elles sont dues aux pertes par conversion des onduleurs (DC/AC) et sont définies par la différence entre le rendement du champ PV (Y_a) et le rendement final (Y_f) [5].

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (5)$$

Y_a : Rendement du champ ; Y_f : Rendement de référence.

- **Les pertes diverses ou encore les pertes de captage (kWh/kWc/jour)**

Elles sont définies par la différence entre le rendement de référence (Y_r) et le rendement du champ PV (Y_a) et représentent les pertes dues aux températures des modules, à l'ombrage partiel, à la salissure, au câblage, etc. [5].

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (6)$$

Y_r : Rendement de référence ; Y_a : Rendement du champ.

- **Le rendement du champ PV (η_{PV})**

Le rendement du système PV est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{DC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des modules et de la surface globale du champ photovoltaïque [5].

$$\eta_{PV} = \frac{E_{DC}}{E_{Gi} * A_a} \quad (7)$$

E_{DC} : Énergie totale générée en courant continu ; E_{Gi} : Quantité totale de rayonnement par jour ;
 A_a : Surface globale du champ solaire.

- **Le rendement du système PV (η_{syst})**

Le rendement du système PV est le rapport de l'énergie totale générée par le système PV (E_{AC}) au produit de la quantité d'irradiation sur le plan des modules et de la surface globale du champ photovoltaïque [5].

$$\eta_{syst} = \frac{E_{AC}}{E_{Gi} * Aa} \quad (8)$$

E_{AC} : Énergie totale injectée en courant alternatif ; E_{Gi} : Quantité totale de rayonnement par jour ; Aa : Surface globale du champ solaire.

- **Le rendement de l'onduleur (η_{ond})**

Il se définit par le rapport entre l'énergie totale injectée en courant alternatif (E_{AC}) de l'onduleur et l'énergie totale générée en entrée E_{DC} [5].

$$\eta_{ond} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \quad (9)$$

E_{AC} : Énergie totale générée en courant alternatif ; E_{DC} : Énergie totale générée en courant continu

- **Le facteur de capacité**

Le facteur de capacité (CF) est le rapport entre la production d'énergie injectée en courant alternatif annuelle du système PV (E_{AC}) et la quantité d'énergie que le système PV pourrait générer si l'installation photovoltaïque est exploitée à pleine puissance nominale pendant 24 h par jour sur une année. La CF est calculée comme suit [5].

Le facteur de charge est une mesure de l'efficacité. Il exprime la proportion de l'énergie effectivement produite par rapport à l'énergie qu'elle pourrait produire si elle fonctionnait à pleine capacité tout le temps.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{STC} * 24 * 365} \quad (10)$$

E_{AC} : Énergie totale générée en courant alternatif ; P_{STC} : Puissance totale dans les conditions STC.

À partir de ces valeurs, nous pourrions définir la performance du système dans son ensemble par rapport à la production d'énergie, les ressources solaires et l'effet global des pertes du système PV.

- **Étude comparative entre les puissances mesurées et les puissances maximales du modèle en fonction des données environnementales du site**

Dans cette méthode, l'évaluation de la puissance de sortie varie considérablement dépendamment de l'irradiation, de la température. La puissance du modèle sera comparée à la puissance mesurée

afin de déceler les raisons de l'écart de puissance qui pourrait s'expliquer par la poussière sur les panneaux, l'intermittence des rayons solaires et la température.

À partir des données du constructeur des modules PV effectuées dans les conditions STC ($G : 1000 \text{ W/m}^2$; $T : 25 \text{ }^\circ\text{C}$), la puissance maximale du champ PV peut être estimée à partir de la formule suivante :

$$P_{\text{modèle}} = \left(P_{\text{maxSTC}} \left(1 - \beta(T_a - T_{\text{ref}}) \right) \right) \frac{G}{G_{\text{STC}}} \quad (11) \quad [6]$$

P_{maxSTC} : La puissance maximale pouvant être produite par le champ PV complet dans les conditions STC en W ; G_{STC} : l'irradiation dans les conditions STC ; T_{ref} : La température de référence (25°C) ; β : le coefficient de puissance en millivolts / degré Celsius ; T_a : La température ambiante en $^\circ\text{C}$; G : l'irradiation reçue par le module en W/m^2 .

Ainsi, à partir de cette formule, nous sommes en mesure de comparer les puissances mesurées issues du champ PV au modèle de puissance maximale donné par le constructeur. Cela permet de faire le ratio entre l'énergie prédite appelée référence et l'énergie mesurée.

II. Approche méthodologique globale

La méthodologie générale de l'étude sur l'évaluation de la performance énergétique et la rentabilité économique de la centrale PV comporte les étapes suivantes :

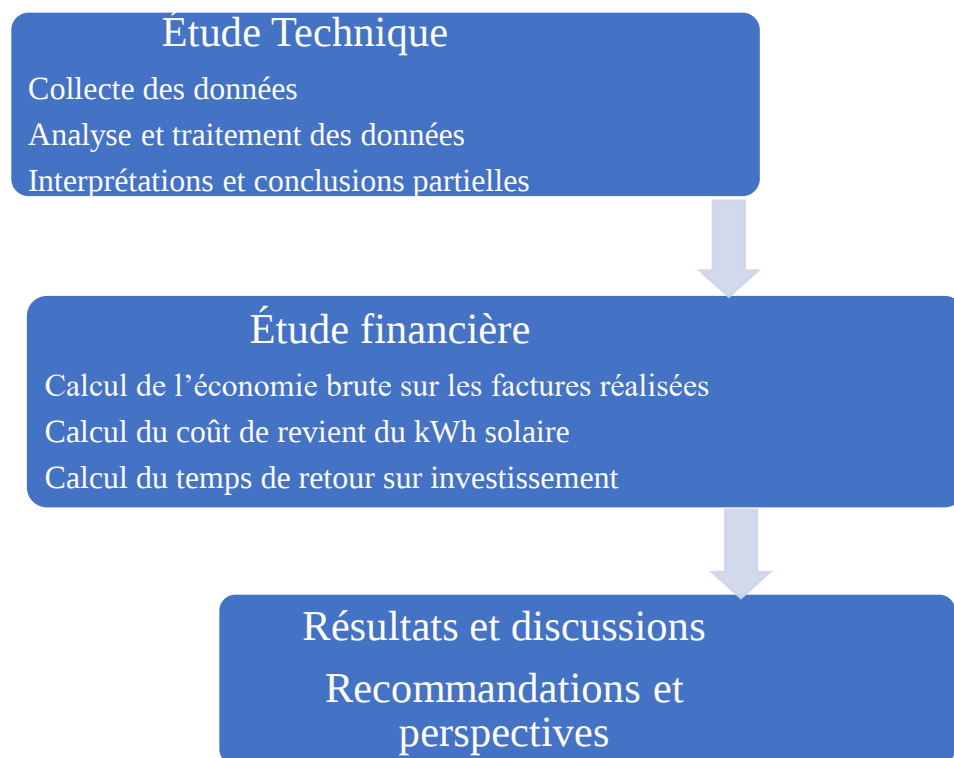


Figure 4 : Méthodologie du travail

II.1. ÉTUDE TECHNIQUE

II.1.1. Collecte des données

La collecte des données consiste à rassembler des informations pertinentes et nécessaires pour une analyse. Pour ce faire, nous avons utilisé :

- Le logiciel PVSYST pour obtenir les données météo du site (irradiance, température, etc.)
- La plateforme SUNNYPORTAL du fournisseur SMA nous a permis d'obtenir les productions énergétiques enregistrées durant les deux premières années de mise en service de la centrale (2020 et 2021).
- L'analyseur réseau nous a permis d'enregistrer et de relever les paramètres du réseau industriel de la station de traitement afin d'apprécier la qualité de ce dernier. À cet effet, nous avons utilisé un analyseur réseau de type Fluke 438 II durant la période du 22 au 23 Mai 2024.

Par ailleurs, les concepteurs de la centrale ont exploité le logiciel PVSYST dans la collecte des données et pour la simulation (en juin 2017) des performances énergétiques de la centrale solaire [2].



Figure 5: Matériels de collecte de données (PVSYST, Site internet de SMA, Fluke 438 II) (source : PHOTOVOLTAIC SOFTWARE, SMA PV système de monitoring, Fluke Corporation,)

II.1.2. Analyse et traitement des données

L'analyse et le traitement des données consistent à transformer les données brutes collectées en informations utiles, interprétables et à identifier tout dysfonctionnement. Voici les principaux outils utilisés dans ce processus :

- Nous avons effectué une simulation à partir du logiciel PVSYST pour caractériser la production de la centrale PV, d'identifier les différentes pertes (captation et conversion) et d'obtenir le ratio de performance de référence afin de les comparer avec ceux obtenus par la méthode empirique.
- La norme IEC 61724-1 :2021 établit les exigences pour le suivi, la mesure et l'analyse de la performance des systèmes photovoltaïques (PV) à grande échelle. Elle nous a permis

d'identifier et de calculer les différents rendements (rendement du champ, rendement de référence, rendement final), les différentes pertes (captation et conversion), le ratio de performance et le facteur de capacité que nous avons également comparé avec les données de la simulation du logiciel PVSYST afin de situer la performance énergétique réelle de la centrale.

- La méthode comparative des puissances consiste à comparer la puissance théorique ou nominale des modules PV avec la puissance réelle produite par la centrale. De ce fait, nous avons calculé les puissances théoriques que nous avons comparées aux puissances réelles produites afin d'identifier les ratios de performance énergétique de la centrale.



Figure 6 : Les outils et Normes utilisés (PVSYST, Norme IEC) (Source : BDM, Tienda AENOR, PHOTOVOLTAIC SOFTWARE)

Formules utilisées :

- La production énergétique durant la période t (en année) $E_{t,el}$

Nous avons utilisé une méthode analytique afin de calculer l'énergie solaire PV que l'on pourrait enregistrer en une année sur le site et, par la suite, nous allons la comparer à l'énergie fournie par le logiciel PVSYST qui calcule également l'énergie estimée en fonction de données satellitaires.

$$E_{AC} = 365 \times H \times P_c \times R_p \quad (12)$$

E_{AC} : Énergie annuelle produite par l'installation (kWh) ; R_p : Ratio de performance (%) ; H : Irradiation solaire en moyenne par jour sur le plan incliné (kWc/m²/jour) ; P_c : Puissance crête de l'installation (kWc)

$$\text{Avec } R_p = P_{mod}/V_{oc} \times I_{sc} \quad (13)$$

P_{mod} : Puissance maximale du module PV ; V_{oc} : Tension à vide du module PV dans les conditions STC ; I_{sc} : Courant de court-circuit du module PV dans les conditions STC.

II.1.3. Interprétations et conclusions partielle

Les interprétations ont été à la suite des résultats obtenus lors de l'analyse et du traitement des données suivant les écarts observés, en se basant sur les recommandations de la norme IEC qui a fourni les indicateurs cibles dans les conditions optimales d'exploitation.

Les conclusions partielles ont servi à apporter des éléments de réponse à la non atteinte des indicateurs fixés par la norme IEC et les prévisions estimées dans les conditions optimales d'exploitation.

II.2. ÉTUDE FINANCIÈRE

II.2.1. Économies brutes réalisées sur les factures d'électricité

Cette étude a permis de mettre en lumière le montant annuel brut réellement économisé sur les factures d'électricité de l'ONEA dans la phase d'exploitation de la centrale solaire. Nous l'avons estimée sur la base des différences de montant de la facture d'électricité de 2020, 2021 et aussi suivant la production de la centrale solaire par le prix moyen HT du kWh acheté par l'ONEA au réseau de distribution durant la période concernée.

Formules utilisées

$$G_{An} = E_{AC/in} \times C_{kWh} \quad (14)$$

G_{An} : Gain annuel réalisé sur les factures d'électricité en FCFA par an ; $E_{AC/in}$: Énergie AC injectée par la centrale solaire PV durant un an en kWh ; C_{kWh} : coût moyen du kWh hors taxe acheté par l'ONEA au réseau de distribution en FCFA / kWh.

II.2.2. Coût de revient du kWh (LCOE)

Le calcul du prix de revient du kWh solaire a été réalisé en appliquant les méthodes d'analyse financière dédiées à l'investissement sur de tels projets. Ainsi, nous pourrions comparer également le prix du kWh de l'énergie renouvelable à celui du fossile délivré par le réseau de distribution.

Formules utilisées :

➤ Coût d'investissement initial

La réalisation du projet a un coût qui regroupe le coût du générateur PV, le coût des onduleurs, le coût des accessoires et le coût des prestations telles que le transport, la douane, l'assurance et le stockage du matériel. La durée de vie du projet est estimée à 25 ans. Et au cours de cette période, nous serons amenés à remplacer au moins une fois les onduleurs qui ont une durée de vie estimée à 15 ans.

Coût initial du projet : I_0 : 2 716 357 950 FCFA

➤ Coût d'exploitation annuel de la centrale solaire C_{ex}

La supervision, l'inspection des installations, le resserrage des points de fixations sont assurés par les ingénieurs et techniciens employés par l'ONEA. Pour le moment, il existe deux personnes à savoir un responsable d'exploitation et un technicien spécialisé d'appui qui s'occupe des interventions sur site. Leurs salaires sont respectivement en moyenne de 350 000 FCFA/mois pour

le responsable d'exploitation et 240 000 FCFA/mois pour le technicien spécialisé (Ces valeurs proviennent de la grille salariale interne de l'ONEA). Le coût d'exploitation annuel se résume donc aux coûts d'entretien et de maintenance qui comportent les frais de nettoyage des modules, de désherbage, de surveillance et les salaires du personnel affectés à la gestion de la centrale PV.

➤ La valeur résiduelle

Elle représente la valeur probable de revente du bien immobilisé à l'issue de son utilisation et se calcule par la formule suivante :

$$V_{r_f} = I_{init} \times \frac{D_{v_equip_f}}{D_{v_equip_r}} \quad (15)$$

$D_{v_equip_r}$: durée de vie réelle de l'équipement ; $D_{v_equip_f}$: durée de vie de l'équipement en fin de projet.

➤ Le taux d'actualisation

Il représente le taux utilisé pour calculer la valeur actuelle d'un flux de paiement futur, en tenant compte du coût d'opportunité de l'argent et du risque associé à ces paiements futurs. Dans notre projet, il sera utilisé pour évaluer les investissements du projet et sa rentabilité.

$i_r = 8 \%$. (Taux d'actualisation par année). Le taux d'actualisation utilisé dans cette analyse économique est basé sur les travaux de recherches du Docteur Mahaman Sani MOUSSA KADRI, citant des données fournies par la Banque Atlantique du Burkina, dont la thèse offre une perspective approfondie et pertinente pour notre contexte d'étude [16].

$$US_f(i_r, n) = \frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r \times (1+i_r)^n} \quad (16)$$

$US_f(i_r, n)$: Facteur d'actualisation sur les coûts d'exploitation et de maintenance sur tout le projet ; i_r : taux d'actualisation ; n : la durée du projet donnée en année.

➤ Le coût du cycle de vie

Il représente le coût total du projet sur toute sa durée de vie, depuis sa conception jusqu'à son terme. En effet, il englobe les coûts d'acquisition, d'utilisation, de remplacement, de maintenance et de disposition, ainsi que tout autre coût associé à chaque phase du cycle de vie. C'est un concept important pour évaluer la rentabilité et la durabilité du projet et se calcule comme suit :

$$LCC = I_0 + [US_f(i_r, n) \times (C_{ex})] + \frac{C_R}{(1+i_r)^{15}} - \frac{V_{r_f}}{(1+i_r)^{25}} \quad (17)$$

➤ Calcul du coût moyen de revient du kWh solaire (LCOE)

Le LCOE (Levelized Cost Of Energy) représente le coût moyen actualisé de revient d'un kWh solaire. Nous l'avons obtenu en tenant compte du type de technologie, du cout d'investissement, du coût d'exploitation annuel, du coût de remplacement, du coût de la valeur résiduelle, de la production énergétique et des paramètres économiques. Elle s'exprime en devise/kWh et se calcule comme suit :

$$LCOE = \frac{LCC}{E_{t,el} \times [US_f(i_r, n)]} \quad [7] \quad (18)$$

LCOE : Coût moyen actualisé de revient du kWh ; ; **LCC** : Coût du cycle de vie en FCFA ; **E_{t,el}** : Énergie totale produite durant l'année t en kWh ; **US_f(i_r, n)** : Facteur d'actualisation sur les coûts d'exploitation et de maintenance ; **n** : Durée de vie du système ; **i_r** : taux d'actualisation en %.

II.2.3. Temps de retour sur investissement (ROI)

Nous avons calculé le nombre d'années d'exploitation nécessaire permettant de recouvrir le coût de l'investissement ainsi que les différentes charges affiliées à l'exploitation et divers.

En effet, à partir de ces indicateurs, nous pouvons situer la rentabilité du projet auprès des investisseurs.

Formules utilisées :

$$ROI = \frac{\text{Coût Global d'Investissement}}{\text{Gain Global Annuel RA}} \quad (19)$$

Gain global annuel RA : (E_{t,el} * P_{kWh}) (20)

E_{t,el} : Énergie totale produite durant l'année en kWh ; **P_{kWh}** : Coût moyen du kWh hors taxe acheté par l'Onea au réseau.

➤ La Valeur Actuelle Nette (VAN)

Elle représente la différence entre la valeur actuelle des flux de trésorerie entrants et sortants du projet. En d'autres termes, elle mesure la rentabilité d'un investissement en comparant la valeur actualisée de ses bénéfices futurs à ses coûts initiaux. Une VAN positive indique que le projet est rentable et une VAN négative indique un projet non rentable.

$$VAN = US_f(i_r, n) \times RA - LCC \quad [7] \quad (21)$$

RA : Gain global annuel sur la centrale PV : représente l'économie annuelle réalisée par la centrale PV.

II.2.4. Résultats et discussions

Elle a abouti à la synthèse des différentes idées issues des différentes étapes d'analyses précédemment effectuées. Ainsi, à la fin de l'étude, nous sommes en mesure de faire des

interprétations contextuelles sur la performance énergétique du champ solaire et sa rentabilité économique, les implications théoriques et pratiques et les limites de l'étude dans les conditions réelles de fonctionnement.

II.2.5. Recommandations et perspectives

Les objectifs recherchés visent à fournir des orientations stratégiques et des idées pour améliorer encore davantage les performances énergétiques, la rentabilité financière, la durabilité de l'installation solaire PV et proposer des pistes pour de futures recherches.

III. Présentation de la centrale solaire PV de Ziga SP2

III.1. Le champ photovoltaïque

Pour une superficie totale du terrain d'environ 40 794 m², le champ PV a une emprise de 18 580 m² avec une orientation 0° (Sud), une inclinaison de 15°, installation fixe, pour 469 tables de 24 modules par table, soit un total de 11256 modules. Elle se compose de 39 tables de 250 Wc et de 430 tables de 245 Wc constituant une puissance totale installée de 2,762 MWc [3]. Ci-dessous les détails relatifs au champ PV [3].

Une table : une unité de génération qui supporte 24 modules photovoltaïques en 2 rangées (chaque rangée aura une largeur de 12 panneaux PV).

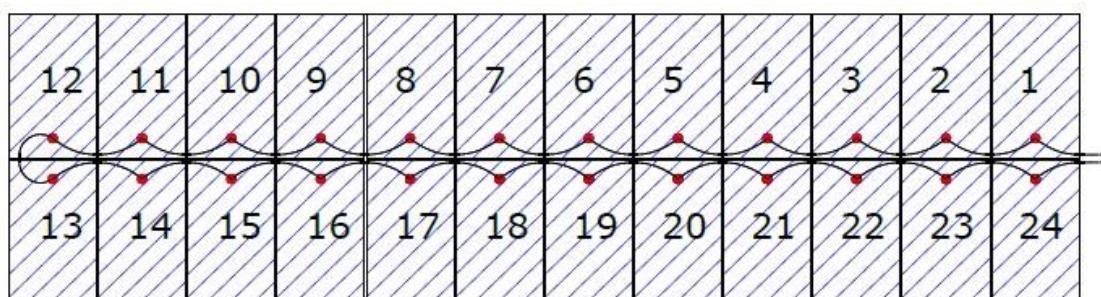


Figure 7 : Exemple d'une table

➤ Configuration du champ solaire PV

On considère trois champs photovoltaïques : le champ photovoltaïque A est composé de 39 tables de 24 modules PV chacune, ce qui fait un total de 936 modules PV de 250 Wc chacune.

Les modules du champ PV A sont branchés électriquement de manière à former 3 sous-champs photovoltaïques raccordés à 3 boîtes de jonctions constituées chacune de 312 modules photovoltaïques. Chaque sous-champ photovoltaïque raccordé à chaque boîte de jonction va se connecter à un onduleur indépendant, de façon qu'il y ait 24 séries de 13 strings, toutes en parallèle, connectées à l'onduleur.

Le champ photovoltaïque B est composé de 280 tables de 24 modules PV chacune, ce qui fait un total de 6 720 modules PV de 245 Wc chacune. Les panneaux du champ PV B vont être branchés électriquement de manière à former 20 sous-champs photovoltaïques raccordés à 20 boîtes de jonctions constituées chacune de 336 modules photovoltaïques chacune. Chaque sous-champ photovoltaïque raccordé à chaque boîte de jonction va se connecter à un onduleur indépendant, de façon qu'il y ait 24 séries de 14 strings, toutes en parallèle, connectées à l'onduleur.

Le champ photovoltaïque C est composé de 150 tables de 24 modules PV chacune, ce qui fait un total de 3 600 modules PV de 245 Wc chacune. Les panneaux du champ PV C vont être branchés électriquement de manière à former 10 sous-champs photovoltaïques raccordés à 10 boîtes de jonctions constituées chacune de 360 modules photovoltaïques chacune. Chaque sous-champ photovoltaïque raccordé à chaque boîte de jonction va se connecter à un onduleur indépendant, de façon qu'il y ait 24 séries de 15 strings, toutes en parallèle, connectées à l'onduleur.

Les détails concernant le câblage des modules PV sont fournis en annexe 7

Tableau 1 : Caractéristiques du champ solaire (Source : Dossier projet PV Ziga)

Sous champ 1	
Nombre de tables	430
Nombre de modules par table	24
Puissance nominale des modules (Wc)	245
Puissance installée en (MWc)	2,528
Sous champ 2	
Nombre de tables	39
Nombre de modules par table	24
Puissance nominale des modules (Wc)	250
Puissance installée en (MWc)	0,23
Puissance totale du champ	
Total installée (MWc)	2,762
Total installé en (MVA)	2,5
Référence des modules	
Dimensions des modules	1685 x 993 x 40 mm
Marque des modules	PHOTOWATT 2450F



Figure 8 : Champ solaire

III.2. Les boîtes de jonctions PV

Elles sont au nombre de 33 boîtes de jonctions désignées ainsi 17-12-15 et répertoriées comme suit : la rangée 17, la table de la rangée 12 et la boîte de jonction 15 ; chaque boîte de jonction étant raccordée à un onduleur. Les boîtes de jonctions sont situées à l'amont de chaque onduleur PV et permettent la mise en parallèle des chaînes PV. Elles sont équipées de parafoudre pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique, de porte fusible pour la protection contre les courants inverses et d'un sectionneur pour l'isolement.



Figure 9 : Boîte de jonction

Tableau 2 La configuration des Boites de Jonctions

Numéro de la Boite de Jonction	Nombre de module en série	Nombres de string	Nombre de module par BJ et par onduleur	Puissance par unité Wc	Puissance totale en Wc
Champ A			936		234 000
BJ 1	24	13	312	250	78 000
BJ 18		13	312		78 000
BJ 19		13	312		78 000
Champ B			6 720		1 646 400
BJ 3	24	14	336	245	82 320
BJ 5		14	336		82 320
BJ 7		14	336		82 320
BJ 8		14	336		82 320
BJ 9		14	336		82 320
BJ 10		14	336		82 320
BJ 20		14	336		82 320
BJ 21		14	336		82 320
BJ 22		14	336		82 320
BJ 23		14	336		82 320
BJ 24		14	336		82 320
BJ 25		14	336		82 320
BJ 26		14	336		82 320
BJ 27		14	336		82 320
BJ 28		14	336		82 320
BJ 29		14	336		82 320
BJ 30		14	336		82 320
BJ 31		14	336		82 320
BJ 32		14	336		82 320
BJ 33		14	336		82 320
Champ C			3 600		882 000
BJ 2	24	15	360	245	88 200
BJ 4		15	360		88 200
BJ 6		15	360		88 200
BJ 11		15	360		88 200
BJ 12		15	360		88 200
BJ 13		15	360		88 200
BJ 14		15	360		88 200
BJ 15		15	360		88 200
BJ 16		15	360		88 200
BJ 17		15	360		88 200
Totale		33	33 BJ pour 11256 modules		2 762 400

III.3. Les onduleurs

Le système comporte 33 onduleurs réseau de 75 kVA chacun de type SHP 75-10 SUNNY HIGHPOWER du fabricant SMA, raccordés à deux tableaux divisionnaires comportant un ensemble d'éléments de protection et de sectionnement. Ils sont repartis comme suit : 16 onduleurs raccordés au tableau divisionnaire 1 (respectivement 17 au tableau divisionnaire 2). À la sortie des tableaux divisionnaires, l'énergie produite est comptabilisée par deux compteurs avant d'être injectée sur le jeu de barres du réseau interne de la station de traitement.

Ils assurent les fonctions suivantes :

- Suivi de Pmax du champ PV en fonction de l'irradiance et de la température ;
- Conversion de courant DC en AC ;
- Couplages et découplages du réseau électrique ;



Figure 10: Onduleurs installés

Les détails concernant le câblage des boîtes de jonctions et les onduleurs sont fournis en Annexe 10 : Schéma unifilaire général pour les boîtes de jonctions et onduleurs

III.4. Système de télésurveillance et de commande

Le système de télégestion de la centrale est constitué d'un ensemble d'équipements de monitoring et d'un écran de supervision permettant le suivi et le pilotage de la centrale. De plus, une application mobile Sunny Portal de SMA permet également la télésurveillance en tout lieu en temps opportun. Ainsi, nous retrouvons dans ce système les équipements suivants :

- Unité Centrale de Communication (UCC) et Datalogger
- SMA Cluster Controller comme élément central du système de suivi et de communication
- Compteur unidirectionnel

III.5. Local technique

Un local technique construit en brique de terre cuite renforcée par une couche d'enduit en béton, recouvert de tôle en aluminium inoxydable pour des raisons de conservation thermique afin d'éviter le transfert de chaleur de l'extérieur vers l'intérieur. Il héberge l'ensemble des

équipements sensibles de la centrale : les onduleurs, l'inverter manager, les protections CC et CA, les équipements pour le monitoring, l'ASI, etc. construit sur une superficie totale de 48 m² (9,6 m*5 m).

La température intérieure maximale de 25 °C est garantie à l'intérieur de la salle technique.

La température du local est maintenue par quatre (4) climatiseurs identiques de marque AirWell qui fonctionnent simultanément deux à deux.

La caractéristique des climatiseurs est : DDMX 050 N-140 N de puissance unitaire P = 14,07 kW muni d'une télécommande filaire de type RCW11 servant d'interface de communication pour chaque unité.

La chaleur émise par les équipements à l'intérieur de la salle est de 39,74 kW de charge thermique [2].

La charge thermique totale de la salle technique est établie à 45 kW et les appareils de climatisation proposés ont une puissance nominale totale de 56 kW [2]. Il se compose de quatre unités extérieures de climatisation et de quatre unités intérieures. Le système installé sera composé de 4 unités marque AirWell, modèle 95 ou similaire.



Figure 11: Local technique

III.6. Protection du système (mise à la terre)

Elle est assurée par un système de mise à la terre en plus des dispositifs de protection déjà utilisés dans le système.

Nous distinguons deux mises à la terre réparties en suites :

- Mise à la terre des ferrures : la structure supportant les modules photovoltaïques et les cadres en aluminium des modules sont mis à la terre.

- Mise à la terre des appareils électroniques : il a été réalisé une terre indépendante pour le neutre des lignes de distribution électrique, les déchargeurs de surtension CA et CC, les châssis des onduleurs.

III.7. Alimentation sans interruption (ASI)

La centrale est équipée d'un mini système d'alimentation sans interruption en vue d'assurer le fonctionnement des services les plus critiques en l'absence d'électricité du réseau. Elle se compose notamment de l'éclairage extérieur et de la salle technique, du système de surveillance anti-intrus et du capteur crépusculaire.

III.8. Câblage des équipements

Les modules sont montés en série/parallèle avec des câbles PV de 6 mm² à connecteur MC4. Les liaisons boîtes de jonctions-onduleurs sont réalisées à l'aide de câble unipolaire blindé DC de section 1*150 mm². Les liaisons onduleurs-jeu de bar injection sont des câbles multipolaires blindés AC de 4*50 mm².

III.9. Fonctionnement de la centrale PV de Ziga

Le système réalisé est une installation de production d'énergie électrique à partir de l'énergie solaire qui permettra de couvrir une partie des besoins de consommation de la station de traitement SP2. L'énergie produite par les modules photovoltaïques, en courant continu, est transformée en courant alternatif triphasé par les onduleurs type C-réseau et injectée dans le réseau électrique intérieur de l'ONEA.

En cas de délestage du réseau Sonabel, l'installation solaire se déconnecte et arrête son fonctionnement temporairement (par manque de référence du réseau). En revanche, la continuité du service est assurée par le groupe électrogène jusqu'au retour de la source principale (SONABEL). Cependant, la configuration de l'installation ne permet pas à la centrale d'injecter pendant le fonctionnement du groupe électrogène.

Pour assurer la sécurité du groupe électrogène en évitant l'injection de courant de l'installation solaire vers le groupe électrogène, la configuration n'autorise pas l'injection du solaire pendant le fonctionnement du groupe électrogène, mais ce problème pourrait être résolu en configurant le groupe comme source de secondaire de référence en absence du réseau pour autoriser l'injection de l'énergie solaire PV.

III.10. La maintenance

III.10.1. Contrôle périodique et pannes

Il est assuré par l'équipe de maintenance de l'ONEA respectivement une fois par mois et consiste à l'inspection visuelle des différentes parties de l'installation de la centrale solaire. Dans le but de s'assurer du bon fonctionnement du système et de prévenir d'éventuels problèmes majeurs. Le technicien interne assure cette visite et renseigne un bon d'intervention au besoin adressé au responsable de la société Urbasolar exécutoire de la centrale pour une prise en charge. Les interventions majeures ne peuvent être réalisées par l'équipe interne de l'ONEA pour cause de non-réception définitive de la centrale solaire et des clauses de garantie.

III.10.2. Le nettoyage

Les aspects concernant le nettoyage n'ont pas été au centre de l'attention de la société d'une manière générale, tel a été le constat après la mise en service.

Les modes de nettoyage sont répartis comme suit :

- Le nettoyage en saison pluvieuse : il est fonction de la pluviométrie.
- Le nettoyage proposé de 5 fois/an par un prestataire extérieur au moyen de brosses savon et d'eau, accompagné d'un désherbage de trois fois l'an.

L'objectif du nettoyage est d'améliorer la production énergétique et, par la même occasion, le rendement des performances énergétiques de la centrale solaire PV.

Les détails concernant le nettoyage sont fournis en Annexe.

III.11. Différents facteurs de dégradation d'une installation PV

Les installations d'un champ PV subissent les aléas climatiques et les sollicitations extérieures occasionnant des facteurs de dégradation.

Les différents facteurs de dégradation de la performance d'une installation PV sont à l'origine des pertes enregistrées, notamment celles localisées au niveau des onduleurs par la conversion et celles au niveau du générateur PV. Elles peuvent être dues :

- La détérioration des modules PV : la corrosion, le délaminage, les fissures et bris de verre, le vieillissement naturel.
- L'augmentation de la température ;
- Les défauts d'ombrage ;
- Les pertes liées aux câblages ;
- Les défauts liés au réseau de distribution ;

III.12. Méthodes de détection des défauts

Il en existe plusieurs méthodes permettant de mettre à jour les défauts affectant les performances d'un champ PV, qui sont, entre autres :

- **La méthode de type visuel** : la salissure, le délaminage, la décoloration ;
- **La méthode électrique** : l'analyse de la caractéristique I-V, l'analyse des pertes de puissance ;
- **La méthode thermique** : la thermographie infrarouge, la réflectométrie électrique ;

Chapitre III : Analyse des performances énergétiques et la rentabilité économique de la centrale

Introduction

Dans ce chapitre, nous analyserons les performances énergétiques et la rentabilité économique de la centrale solaire de Ziga (SP2). L'objectif étant de connaître d'une part les performances du système de génération d'électricité photovoltaïque solaire de la centrale et d'autre part l'impact du climat local et sa rentabilité économique. À cet effet, nous procéderons d'abord par une simulation de la performance du champ solaire sur le logiciel PVSYST afin de déterminer les prévisions de production souhaitées dans les conditions de test standard (STC), ensuite effectuer une analyse des performances selon la norme IEC 61724 et de comparer les données du logiciel et les productions dans les conditions réelles au regard des aléas climatiques sur le champ et enfin faire ressortir l'analyse financière.

I. ETUDE TECHNIQUE

Une étude technique d'un système PV permet de faire des prévisions sur la production énergétique tout en observant les dégradations que ce dernier peut connaître dans un temps donné.

Hypothèses considérées :

H : Irradiation solaire en moyenne par jour sur le plan incliné de la zone (kWc/m²/jour) a 5,7 kWh/j [**PVSYST**]

Rp : Ratio de performance (%) à 80 %

$$E_{t,el} = 4\,597\,073 \text{ kWh/An}$$

Avec ces hypothèses de calcul, nous obtenons une énergie de **4 597 073 kWh/an**

➤ **La production énergétique durant la période t (en année) $E_{t,el}$**

Les différentes énergies du système sont recensées dans le tableau ci-dessous en vue de situer les tendances de production de la centrale suivant les cas.

Tableau 3: Résultats des différentes énergies du système

Type	Énergie (kWh/an)
Énergie estimée par le logiciel PVSYST	4 725 064
Énergie estimée par calcul analytique	4 597 073
Énergie injectée par le champ pour 2020	3 561 128,5
Énergie injectée par le champ pour 2021	2 573 139,03

I.1. Analyse des performances suivant les différents outils

I.1.1. Analyse des performances par l'utilisation du logiciel PVSYST

Pour l'atteinte de notre objectif de simulation, les données d'entrée et quelques spécifications du système PV (données météorologiques, altitude, longitude, latitude, spécifications des onduleurs et des panneaux, orientation, etc.) sont nécessaires et font partie de l'étude de pré faisabilité et de faisabilité. Après avoir renseigné tous les paramètres nécessaires, nous allons lancer la simulation afin d'extraire le rapport dans lequel nous aurons toutes les prévisions du champ durant la période d'un an.

Les résultats de cette simulation peuvent être consultés en **Annexe 9** : Simulation de la performance sur PVSYST [7].

Dans ce rapport fourni par le logiciel, nous pouvons remarquer les valeurs des paramètres de prévision tels que l'énergie totale annuelle de 4 725 064 kWh, la production spécifique de 1 710 kWh/kWc/an, le ratio de performance de $R_p = 80,54 \%$, les différentes pertes de captation $L_c = 1,06 \text{ kWh/kWc/jour}$ et de conversion $L_s = 0,07 \text{ kWh/kWc/jour}$ ainsi que l'irradiance globale mensuelle permettant de caractériser le champ solaire.

I.1.2. Analyse des performances selon la norme IEC 61724-2021

Dans cette étape de l'étude, nous ferons une analyse des performances de la centrale PV entière selon la norme IEC 61724 de la Commission électrotechnique internationale (CEI). Au terme de cette analyse, il en résultera une étude comparative entre les données des paramètres de performances issues du logiciel PVSYST et les performances réelles de sortie de la centrale solaire mesurées. Les facteurs de dégradation du système PV seront observés et analysés durant la période de surveillance [6].

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

Tableau 4: Résultats issues des performances du champ solaire suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2020

Mois de mesure	Données météorologiques		Energies		Indice de performances			Pertes énergétiques		Ratio de performance en %	Facteur de Capacité Annuel
Année 2020	Hi men (kWh/m2/m)	Hi jr (kWh/m2/j)	Edc (kWh)	Eac (kWh)	Yr (h/j)	Ya (hc-j)	Yf (hc-j)	Lc (hc-j)	Ls (hc-j)	RP	14,72
Janvier	152,60	4,92	9324,16	9212,27	4,92	3,38	3,34	1,54	0,04	0,68	
Février	149,60	5,34	10759,33	10630,22	5,34	3,90	3,85	1,44	0,05	0,72	
Mars	183,40	5,92	9492,62	9378,71	5,92	3,44	3,40	2,47	0,04	0,57	
Avril	189,30	6,31	10023,43	9903,15	6,31	3,63	3,59	2,68	0,04	0,57	
Mai	191,00	6,16	10611,53	10484,20	6,16	3,85	3,80	2,31	0,05	0,62	
Juin	186,20	6,21	10354,78	10230,52	6,21	3,75	3,71	2,45	0,05	0,60	
Juillet	193,30	6,24	10267,54	10144,32	6,24	3,72	3,68	2,51	0,04	0,59	
Aout	174,70	5,64	8499,06	8397,07	5,64	3,08	3,04	2,55	0,04	0,54	
Septembre	174,20	5,81	8101,39	8004,17	5,81	2,94	2,90	2,87	0,04	0,50	
Octobre	174,40	5,63	8911,61	8804,67	5,63	3,23	3,19	2,39	0,04	0,57	
Novembre	162,50	5,42	11975,31	11831,61	5,42	4,34	4,29	1,07	0,05	0,79	
Décembre	149,90	4,84	10295,82	10172,27	4,84	3,73	3,69	1,10	0,04	0,76	
Moyenne	173,43	5,70	9884,72	9766,10	5,70	3,58	3,54	2,12	0,04	0,63	
Hi :Ensoleillement global incliné (kWh/m2/j), Ta : Température ambiante (° C), Edc, Eac : Energie continue et alternative (kWh/jour), Yr : Productible de référence kWh-jm-2/kW-m-2), Ya : Productible du champ (kWh-j / kWc), Yf : Productible final (kWh-j / kWc), Lc : Pertes de captation (kWh/jour/kWc), Ls : Pertes du système (kWh/jour/kWc), FC : Facteur de Charge Annuel											

Tableau 5 : Résultats issues des performances du champ solaire suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2021

Mois de mesure	Données météorologiques		Energies		Indice de performances			Pertes énergétiques		Ratio de performance en %	Facteur de Capacité Annuel
Année 2020	Hi men (kWh/m2/m)	Hi jr (kWh/m2/j)	Edc (kWh)	Eac (kWh)	Yr (h/j)	Ya (hc-j)	Yf (hc-j)	Lc (hc-j)	Ls (hc-j)	RP	10,63
Janvier	152,60	4,92	6213,94	6139,38	4,92	2,25	2,23	2,67	0,03	0,45	
Février	149,60	5,34	9726,45	9609,73	5,34	3,53	3,48	1,82	0,04	0,65	
Mars	183,40	5,92	8841,70	8735,60	5,92	3,21	3,17	2,71	0,04	0,54	
Avril	189,30	6,31	6846,49	6764,33	6,31	2,48	2,45	3,83	0,03	0,39	
Mai	191,00	6,16	8439,78	8338,50	6,16	3,06	3,02	3,10	0,04	0,49	
Juin	186,20	6,21	9335,42	9223,40	6,21	3,38	3,34	2,82	0,04	0,54	
Juillet	193,30	6,24	7669,21	7577,18	6,24	2,78	2,75	3,45	0,03	0,44	
Aout	174,70	5,64	6380,15	6303,59	5,64	2,31	2,29	3,32	0,03	0,41	
Septembre	174,20	5,81	7368,40	7279,98	5,81	2,67	2,64	3,14	0,03	0,45	
Octobre	174,40	5,63	7001,05	6917,04	5,63	2,54	2,51	3,09	0,03	0,45	
Novembre	162,50	5,42	7125,04	7039,54	5,42	2,58	2,55	2,83	0,03	0,47	
Décembre	149,90	4,84	995,80	983,85	4,84	0,36	0,36	4,47	0,00	0,07	
moyenne an	173,43	5,70	7161,95	7076,01	5,70	2,60	2,57	3,10	0,03	0,45	
Hi :Ensoleillement global incliné (kWh/m2/j), Ta : Température ambiante (° C), Edc, Eac : Energie continue et alternative (kWh/jour), Yr : Productible de référence kWh-jm-2/kW-m-2), Ya : Productible du champ (kWh-j / kWc), Yf : Productible final (kWh-j / kWc), Lc : Pertes de captation (kWh/jour/kWc), Ls : Pertes du système (kWh/jour/kWc), FC : Facteur de Charge Annuel											

Résultats et discussions sur l'évaluation des performances suivant la norme IEC 61724

L'analyse du champ solaire pour les années 2020 et 2021, montre des ratios de performances annuelles moyennes de 63 % pour 2020 et de 45 % pour 2021, en dessous de la recommandation faite par la norme IEC 61724-2021 : Un RP typique pour un système bien conçu et entretenu se situe généralement **entre 75 % et 90 %** [5]. Le ratio de performance varie selon les saisons, l'ensoleillement et la température : il augmente avec l'ensoleillement et diminue avec l'augmentation de la température. De plus, nous observons également un facteur de capacité annuel autour de 14,72 % en 2020 et 10,63 % en 2021. Ce facteur reste également un indicateur clé, car

il permet d'évaluer l'efficacité de la production solaire. Il mesure le pourcentage du temps pendant lequel le générateur PV fonctionne réellement. Généralement, un bon FC se situe autour de 15 % à 30 % [5], mais il n'existe pas de norme universelle unique, car il dépend de nombreux facteurs tels que la localisation géographique, les conditions climatiques, la technologie utilisée et la gestion de l'installation. Cependant, les performances de base de notre installation photovoltaïque ne sont pas atteintes. Cela s'explique par différents facteurs tels que : le décrochage permanent des onduleurs, le retard accusé dans la détection des pannes et la remise en service de l'équipement, la faible portée de la télégestion des problèmes de captages dus à l'état des modules occasionnant des baisses considérables de la production énergétique. De ce fait, nous pouvions situer les défaillances comme suit :

- Les pannes relatives au réseau
- Les pannes liées à la saison des pluies, telles que l'apparition d'un défaut (résistance d'isolement) occasionné par l'humidité et provoquant la déconnexion de l'onduleur.

Les onduleurs, dans leur sécurité fonctionnelle, surveillent en permanence la tension et la fréquence, la part de courant continu DC dans le courant AC, la résistance d'isolement et le courant résiduel. Si l'un de ces paramètres venait à quitter sa plage de consigne, alors l'onduleur se déconnecte du réseau, refait un autotest au bout de 10 minutes, et si le paramètre en question revient sur la plage de consigne, il se reconnecte, au cas contraire, l'onduleur passe en mode fail safe (blocage de fonctionnement).

- Les différents facteurs tels que la température des modules, les ombrages et les pannes liées au câblage (brûlure de câble, incident de certains rongeurs) contribuent à diminuer les performances de la centrale de par leurs temps d'arrêt et de maintenances qu'elles nécessitent.
- Les délestages occasionnent également les pertes de production, car les onduleurs ne sont paramétrés pour injecter qu'en présence du réseau SONABEL. Par conséquent, l'absence de réseau augmente les pertes de performances de la centrale solaire PV, car la production solaire ne sera pas injectée, mais perdue.

Nous avons constaté une perte de captation de 2,12 kWh/kW/jour en 2020 et de 3,1 % en 2021. Ces pertes peuvent être attribuées à l'empoussièrement des modules, à l'augmentation de la température et à quelques ombrages présents sur le site. En raison de ces paramètres de performances non atteints, nous pouvons affirmer que le champ solaire n'a pas fonctionné à son optimum durant les années 2020 et 2021 et n'a donc pas atteint les objectifs prédéfinis.

I.1.3. Analyse de la consommation énergétique de la station de traitement

L'objectif de cette analyse permettra d'une part d'identifier les tendances de consommations énergétiques et d'autre part de situer la part du solaire dans le mix énergétique de la station. En effet, elle vise à fournir d'abord des informations précises sur l'évolution de la consommation énergétique avant et après la mise en place de la centrale solaire, ensuite sur la production électrique totale enregistrée et enfin sur son efficacité énergétique durant la période de surveillance dans l'atteinte des objectifs du projet.

Tableau 6: Consommations de la station de Ziga enregistrées avant et après la mise en place de la centrale solaire

Année	Période	Désignation	Total consommée en kWh/An	Moyenne mensuelle consommée/mois en kWh
Après la mise en place du champ solaire	2021	Consommation Heure pleine	13 398 542,00	1 116 545,17
		Consommation Heure pointe	4 767 520,00	397 293,33
		Energie consommée sur le réseau	18 166 062,00	1 513 838,50
		Energie injectée par la centrale PV	2 573 139,03	214 428,25
		Montant facture HT en F CFA	1 538 440 353,00	128 203 362,75
		Prix du kWh HT F CFA	84,69	84,69
	2020	Consommation Heure pleine	12 333 533,00	1 027 794,42
		Consommation Heure pointe	4 057 243,00	338 103,58
		Energie consommée sur le réseau	16 390 776,00	1 365 898,00
		Energie injectée par la centrale PV	3 561 128,50	296 760,71
		Montant facture HT en F CFA	1 363 009 554,00	113 584 129,50
		Prix du kWh HT F CFA	83,16	83,16
Avant la mise en place du champ solaire	2019	Consommation Heure pleine	12 471 541,00	1 039 295,08
		Consommation Heure pointe	5 453 967,00	454 497,25
		Energie consommée sur le réseau	17 925 508,00	1 493 792,33
		Energie injectée par la centrale PV	34 660,43	2 888,37
		Montant facture HT en F CFA	1 557 402 343,00	129 783 528,58
		Prix du kWh HT F CFA	86,88	86,88
	2018	Consommation Heure pleine	12 296 286,00	1 024 690,50
		Consommation Heure pointe	5 352 044,00	446 003,67
		Energie injectée par la centrale PV	17 648 330,00	1 470 694,17
		Montant facture HT F CFA	1 561 644 531,00	130 137 044,25
		Prix du kWh HT F CFA	88,49	88,49

À l'issue du tableau des consommations énergétiques enregistrées, nous avons synthétisé les données afin de révéler les tendances de consommations de la station de production et aussi les justifications de celle-ci.

Tableau 7 : Récapitulatif de synthèse des consommations

Consommation d'électricité à la station SP2 de Ziga				
ANNEES	2021	2020	2019	2018
Énergie solaire attendue en kWh/an	4 725 064	4 725 064	0	0
Énergie solaire produite en kWh/an	2 573 139,03	3 561 128,50	34 660,43	0
Énergie totale annuelle consommée en kWh	20 739 201,03	19 951 904,50	17 960 168,43	17 648 330,00
Taux de substitut attendu	22,78%	23,68%	0	0
Taux de substitut réel	12,40 %	17,84 %	0	0
Différence des consommations annuelle	787 296,53	1 991 736,07	311 838,43	0
Taux de croissance annuel	3,95 %	11,09 %	1,77 %	0

Interprétations suivant l'analyse de la consommation énergétique prévue par rapport à la consommation énergétique réalisée par la centrale solaire PV

Nous observons que la mise en place de la centrale solaire a réduit considérablement les consommations d'énergies sur le réseau. De ce fait, la consommation totale d'énergie en 2020 de 19 951 904,5 kWh est nettement supérieure à celle de 2019 qui est de 17 960 168,43 kWh, de même que l'énergie consommée en 2021 qui est de 20 739 201,03 kWh comparé à celle de 2020 malgré la production de la centrale. Ces variations pourraient s'expliquer par l'ajout ou le remplacement de nouveaux équipements ainsi que par l'augmentation des puissances consommées par l'installation due au vieillissement. Ces énergies devraient être fournies en totalité par le réseau si la centrale n'était pas mise en place, d'où son importance, car elle contribue à soulager le réseau de distribution de par sa contribution et à réduire le coût total sur la facturation.

Ces données proviennent de l'analyse des factures mensuelles SONABEL qui sont relevées chaque 1^{er} du mois et de la base de données des productions solaires. Elles permettent de situer le besoin énergétique annuel de fonctionnement de la station de traitement et montrent également les tendances de ces consommations avant et après la mise en place de la centrale solaire.

I.1.4. Analyse des performances par la méthode comparative des puissances

Les tableaux ci-dessous présentent l'analyse des performances de la centrale photovoltaïque (2020 et 2021) en utilisant la méthode comparative des puissances, mettant en évidence les écarts entre la puissance théorique attendue et la puissance réelle mesurée.

Tableau 8 : Résultats des analyses comparatives des énergies de 2020

Mois	Irradiance recue par les modules en kW/m ²	Ta (°C)	Coefficient de puissance β	P STC kWc	Energie du modèle en kWh	Energie mesurée en kWh	Emesurée /Emodèle en %
Janvier	152,6	27	-0,0042	2762	417 940,76	285 580,26	68%
Février	149,6	29	-0,0042	2762	406 253,52	297 646,21	73%
Mars	183,4	34	-0,0042	2762	487 403,18	290 739,89	60%
Avril	189,3	36	-0,0042	2762	498 691,09	297 094,45	60%
Mai	191	36	-0,0042	2762	503 169,56	325 010,07	65%
Juin	186,2	33	-0,0042	2762	497 004,44	306 915,65	62%
Juillet	193,3	30	-0,0042	2762	522 682,81	314 474,07	60%
Aout	174,7	27	-0,0042	2762	478 468,22	260 309,29	54%
Septembre	174,2	27	-0,0042	2762	477 098,82	240 125,08	50%
Octobre	174,4	32	-0,0042	2762	467 531,03	272 944,72	58%
Novembre	162,5	30	-0,0042	2762	439 399,68	354 948,33	81%
Décembre	149,9	30	-0,0042	2762	405 329,30	315 340,47	78%
Moyenne	173,425	30,9	-0,0042	2762	5 600 972,41	3 561 128,50	64%

Tableau 9 : Résultats des analyses comparatives des énergies de 2021

Mois	Irradiance recue par les modules en kW/m ²	Ta (°C)	Coefficient de puissance β	P STC kWc	Energie du modèle en kWh	Energie mesurée en kWh	Emesurée /Emodèle en %
Janvier	152,6	29	-0,0042	2762	414 400,32	190 320,67	46%
Février	149,6	30	-0,0042	2762	404 518,10	269 072,50	67%
Mars	183,4	34	-0,0042	2762	487 403,18	270 803,48	56%
Avril	189,3	35	-0,0042	2762	500 887,04	202 929,91	41%
Mai	191	36	-0,0042	2762	503 169,56	258 493,44	51%
Juin	186,2	33	-0,0042	2762	497 004,44	276 701,92	56%
Juillet	193,3	29	-0,0042	2762	524 925,17	234 892,55	45%
Aout	174,7	27	-0,0042	2762	478 468,22	195 411,37	41%
Septembre	174,2	29	-0,0042	2762	473 057,24	218 399,26	46%
Octobre	174,4	33	-0,0042	2762	465 507,92	214 428,25	46%
Novembre	162,5	33	-0,0042	2762	433 744,48	211 186,31	49%
Décembre	149,9	30	-0,0042	2762	405 329,30	30 499,37	8%
Moyenne	173,425	31,5	-0,0042	2762	5 588 414,98	2 573 139,03	46%

Interprétation suivant l'analyse par la méthode comparative des puissances

Le taux de performance a été de 63 % en 2020 et de 46 % en 2021, selon cette analyse. Ce taux sert d'indicateur de performance en comparant l'énergie mesurée à celle que le modèle du système devrait fournir dans les conditions optimales. Lorsque ce taux s'approche de 100 %, cela indique

que l'énergie produite par le système est proche de celle prévue par le modèle. En revanche, une diminution de ce taux révèle des inefficacités ou des problèmes dans le système.

Résultats et discussion sur l'étude technique.

- **Les objectifs définis par la mise en place du projet étaient que :**

La centrale solaire devrait être capable de couvrir en moyenne 40 % des besoins de consommations électriques journalières de la station de Ziga SP2 de 7 heures à 17 heures.

La totalité de l'énergie produite par le système solaire sera consommée par la station elle-même et ne sera pas injectée au réseau.

Un taux prévisionnel annuel de croissance de la consommation énergétique autour de 1 % par an et à l'horizon de 15 ans, soit un taux total de 15 %.

Pour une consommation électrique totale annuelle de la station de traitement de 17 095 991 kWh et une production solaire estimée à 3 154 100 kWh, on donne le taux de substitution annuel pour la station de Ziga SP2 de 18,45 % (mai 2013).

L'étude a été faite en mai 2013 avec une puissance crête installée de 1 872 kWc ; finalement réalisée en décembre 2019 avec une puissance crête de 2 762 kWc et une prévision énergétique de 4 725 064 kWh augmentant le taux de substitution à 27,63 % en considérant toujours la même consommation électrique totale annuelle de la station de traitement en 2013 qui était de 17 095 991 kWh.

Cependant, la consommation électrique totale annuelle en 2019 était de 17 960 168 kWh et l'énergie prévue par cette nouvelle puissance crête devrait être de 4 725 064 kWh/an (PVSYST), constituant un taux de substitution de 26,30 %, dû à l'augmentation de l'énergie consommée entre 2013 et 2019 lors de la réalisation. La consommation a également connu une augmentation entre 2013 et 2019 de 864 177 kWh.

- **Les objectifs réalisés par la centrale solaire dans les conditions réelles de fonctionnement.**

La production solaire estimée par le logiciel PVSYST durant la période d'un an est de 4 725 064 kWh avec une consommation énergétique annuelle totale de 19 951 904,05 kWh pour l'année 2020 et 20 739 201,03 kWh pour 2021. Pour chaque année, le taux attendu varie en fonction de la consommation énergétique de la station. Pour les deux premières années de fonctionnement avec cette production estimée par le logiciel PVSYST, le taux de substitution attendu devrait être de 23,68 % pour 2020 et de 22,78 % pour 2021. Cependant, les productions solaires réalisées étaient respectivement de 3 561 128,5 kWh pour 2020 et de 2 573 139,03 kWh pour 2021. Ces productions

solaires réalisées correspondent à un taux de substitution de 17,84 % pour 2020 et respectivement 12,40 % pour 2021. Il faut noter également une augmentation des consommations énergétiques entre 2019 et 2020, 2020 et 2021 respectivement de 1 990 736,03 kWh et 787 296,98 kWh, soit 11,08 % et 3,95 % nettement supérieure à la prévision dans le cahier de charge du projet de 1 % par an justifiant également la réduction du taux de substitution de 2020 et 2021.

Ces différents taux de substitutions (17,84 % pour 2020 et 12,40 % pour 2021) sont en dessous du taux de substitution prévu (23,30 % pour 2020 et 22,78 % pour 2021). Cela s'explique dans un premier temps par le fait que les productions solaires réalisées (3 561 128,5 kWh pour 2020 et 2 573 139,03 kWh pour 2021) n'ont pas atteint la prévision (4 725 064 kWh estimée par le logiciel) due aux conditions de fonctionnement (la température, l'irradiance journalière, la salissure des modules, les différentes pannes recensées, les pertes liées à la connexion, etc.) et dans un second temps au regard de l'augmentation annuelle de la consommation électrique (soit de 11,08 % en 2020 et 3,93 % en 2021). De plus, il faut noter que l'énergie solaire enregistrée à la 1^{ère} et la 2^e année est respectivement de 75,37 % et 54,46 % de l'énergie prévue et est également en baisse de 2020 à 2021.

II. ÉTUDE FINANCIERE

L'objectif de cette étude est de faire ressortir d'abord les gains annuels réalisés sur les factures électriques par la mise en place de la centrale solaire, ensuite déterminer le prix du kWh solaire durant le cycle de vie du projet et enfin déterminer le temps de retour sur investissement.

II.1. Économie financière brute réalisée sur les factures d'électricité.

Dans la précédente étude technique, il en ressort les informations sur la consommation énergétique totale, l'énergie économisée par an due à l'injection du solaire et le prix du kWh hors taxe acheté par l'Onea au réseau de distribution. Partant de ces données, nous pouvons déterminer le montant brut économisé dû à l'injection solaire durant la période 2020 et 2021.

Tableau 10 : Économie brute réalisée sur les factures d'électricité

ANNEES	2021	2020	2019	2018
Production solaire annuelle en kWh	2 573 139,03	3 561 128,50	34 660,43	0
Montant annuel HT FCFA	1 538 440 353	1 363 009 554	1 557 402 343	1 561 644 531
Taux de substitut réel en kWh	12,41 %	17,85 %	0	0
Coût moyen du kWh HT en FCFA	84,69	83,16	86,88	88,49
Montant brut économisé HT en FCFA	217 919 144	296 143 446	3 011 260, 8	0
Taux de substitut réel en FCFA	14,16 %	21,72 %	0,00	0

Résultat et discussion de l'économie financière brut réalisée.

La contribution du solaire a permis à l'ONEA d'économiser la somme de 296 143 446 FCFA pour l'année 2020 et respectivement 217 919 144 FCFA pour 2021. Ces montants sont hors taxe et ont permis de réduire considérablement le budget alloué à la gestion de l'électricité sur le site de Ziga. Cependant, des efforts restent à fournir afin d'atteindre la rentabilité optimale.

II.2. Résultats et discussions des calculs de l'analyse financière

➤ Coût d'investissement initial I_0

Il provient du cahier de charge du projet et est de :

$$I_0 = 2\,716\,357\,950 \text{ FCFA}$$

➤ Coût d'exploitation annuel de la centrale solaire C_{ex}

Sur le site, nous avons 2 vigiles qui surveillent de façon permanente le champ solaire par jour avec un contrat s'élevant à 60 000 FCFA/personne/mois, soit un coût total de 1 440 000 FCFA/an et 36 000 000 FCFA sur les 25 ans.

Le nettoyage est assuré par un groupe de femmes de la localité en raison de 40 FCFA/module avec un total de 5 nettoyages par an pour un coût global de 2 251 200 FCFA/an et 56 280 000 FCFA sur les 25 ans.

Le remplacement des onduleurs au nombre de 33 se fera une fois à l'an 15 durant le cycle de vie du projet pour un coût total de 159 084 300 FCFA.

Ainsi, nous avons un coût total d'exploitation qui sera égal à :

$$C_{ex} : 1\,440\,000 + 2\,251\,200 = 3\,691\,200 \text{ FCFA}$$

1^{er} cas :

Nous considérons que la centrale solaire produit à son optimum et dans les bonnes conditions de fonctionnement ; ainsi, cette production énergétique annuelle dans les conditions optimales de fonctionnement par calcul analytique donne :

Tableau 11 : Résultats de l'analyse économique de la centrale PV

N° ordre	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Taux d'actualisation	i_r	%	8
2	Facteur d'actualisation	$US_f(i_r, n)$	-	10,67
3	Coût d'investissement initial	I_0	FCFA	2 716 357 950
4	Coût d'exploitation annuel	C_{ex}	FCFA	10 771 200
5	Coût de remplacement des onduleurs	C_R	FCFA	159 084 300
6	Valeur résiduelle	$V_{r,f}$	FCFA	53 028 100
7	L'énergie totale produite par an par la centrale PV	$E_{t,el}$	kWh	4 597 073
8	Coût du cycle de vie	LCC	FCFA	2 873 745 053
9	Coût de revient actualisé du kWh	$LCOE$	FCFA/kWh	58,56
10	Gain global annuel	G	FCFA	389 326 112,4
11	Valeur actualisée nette	VAN	FCFA	1 282 224 061

Tableau 12 : Temps de retour sur investissement de la centrale

Coût d'investissement en FCFA	2 716 357 950 FCFA
Énergie produite par an par la centrale	4 597 073 kWh
Coût moyen du kWh hors taxe	84,69 FCFA/kWh
Gain global annuel en FCFA	389 326 112, 4 FCFA
Temps de retour sur investissement	7 ans

2^{ème} cas :

Nous considérons la production énergétique de l'année 2020 comme référence pour l'analyse financière, car elle reflète la première année de production et aussi l'année où l'installation a rencontré le moins de pannes. Cette analyse permet de situer la rentabilité économique de la centrale ; son temps de retour sur investissement ainsi que le LCOE avec les hypothèses que la centrale produit la même énergie annuelle tout au long de sa vie.

Tableau 13 : Résultats de l'analyse économique de la centrale PV

N° ordre	Désignation	Symbole	Unité	Valeur
1	Taux d'actualisation	i_r	%	8
2	Facteur d'actualisation	$US_f(i_r, n)$	-	10,67
3	Coût d'investissement initial	I_0	FCFA	2 716 357 950
4	Coût d'exploitation total	C_{ex}	FCFA	10 771 200
5	Coût de remplacement des onduleurs	C_R	FCFA	159 084 300
6	Valeur résiduelle	$V_{r,f}$	FCFA	53 028 100
7	L'énergie totale produite par an	$E_{t,el}$	kWh	3 561 128,5
8	Coût du cycle de vie	LCC	FCFA	2 873 745 053
9	Coût de revient actualisé du kWh	$LCOE$	FCFA/kWh	75,60
10	Gain global annuel	G	FCFA	301 591 973
11	Valeur actualisée nette	VAN	FCFA	345 681 759

Tableau 14 : Temps de retour sur investissement

Coût d'investissement en FCFA	2 716 357 950 FCFA
Énergie produite par an par la centrale	3 561 128,5 kWh
Coût moyen du kWh hors taxe	84,69 FCFA/kWh
Gain global annuel en FCFA	301 591 973 FCFA
Temps de retour sur investissement	9 ans

- De ce fait nous observons la grande différence sur le LCOE et le ROI lorsque l'installation solaire n'est pas exploitée dans les conditions optimales.

Interprétation des résultats

L'énergie solaire pourrait se vendre à **58,56 FCFA/kWh** dans le 1^{er} cas, comparé au 2e cas où le prix de l'énergie est de **75,60 FCFA/kWh**. Aussi, avec le prix moyen du kWh hors taxe acheté par l'ONEA au réseau SONABEL de **84,69 FCFA/kWh**, le **ROI est de 7 ans**, comparé au 2e cas pour un **ROI de 9 ans**. Ce prix de vente du solaire reste plus bas que l'énergie thermique qui est vendue à **130,24 FCFA** (rapport d'activité SONABEL 2022). Ainsi, le solaire se retrouve toujours plus bénéfique en ce sens que son prix est relativement bas et aussi l'avantage qu'il offre dans la préservation de l'environnement et la réduction des gaz à effet de serre. Ce 2e cas reste moins bénéfique que le 1^{er} cas, car le prix du kWh est en hausse comparé au 1^{er} cas et se justifie par la production solaire qui n'est pas optimale.

Nous avons une valeur actuelle nette positive dans les deux cas, cela signifie que :

- Les ressources engagées pourront être récupérées ;
- Les capitaux investis dans le projet ont pu être rémunérés à un taux d'actualisation égal au coût du capital. Ainsi, le coût des ressources mobilisées pour financer le projet est couvert ;
- Il y a création d'un supplément de valeur ;

En effet, la valeur actuelle nette permet de mesurer un enrichissement en valeur absolue de l'entreprise. Elle ne fournit pas d'indication sur la rentabilité par franc investi.

Nous constatons que la VAN au 1^{er} cas 1 282 224 061 FCFA est supérieure au 2e cas 345 681 759 FCFA et se traduit par un flux de trésorerie entrant plus élevé dans le 1^{er} cas que le 2e cas, due à la quantité d'énergie produite par le solaire PV plus élevée dans le 1er.

Chapitre IV : Propositions des solutions d'améliorations des performances énergétiques et économiques de la centrale solaire PV.

Introduction

Il est proposé dans ce chapitre d'explorer diverses solutions pour optimiser l'efficacité énergétique et économique tout en réduisant les coûts opérationnels de la centrale solaire. Avant tout, nous ferons une synthèse des différentes défaillances constatées sur la centrale solaire, ensuite proposerons des mesures correctives et réaliserons enfin une analyse financière intégrant les solutions proposées.

I. Synthèse des défaillances sur site

Il s'agit de recenser et de catégoriser les dysfonctionnements constatés selon le type de défaillance, leurs causes et leurs impacts sur la production énergétique. Les onduleurs peuvent détecter les défaillances du système et afficher des codes d'erreurs spécifiques. L'interprétation de ces codes se fera à l'aide du guide d'installation de l'onduleur de type SHP75-10 du fournisseur SMA, qui décrit les défauts et les causes des erreurs pour la production énergétique pour chaque catégorie. En somme, ces défaillances seront catégorisées en quatre grandes parties :

- **Le décrochage permanent des onduleurs ;**
- **La faible portée de la maintenance ;**
- **La défaillance de la télégestion ;**
- **Les pertes du réseau électrique dues aux délestages ;**

I.1. Décrochage permanent des onduleurs

Le décrochage se produit lorsque l'onduleur se déconnecte du réseau et cesse d'injecter l'énergie produite par les générateurs PV. Ce phénomène, causé par divers défauts dans les modules, l'onduleur ou le réseau électrique, entraîne des pertes de production électrique et réduit ainsi la performance énergétique.

I.1.1 Défaillances liées aux modules

Les messages d'erreurs concernant le générateur photovoltaïque sont souvent liés à la résistance d'isolement. L'onduleur, équipé d'un dispositif de détection, mesure en continu la résistance entre le système PV et la terre. Si cette résistance est inférieure à une valeur prédéfinie, l'onduleur effectue une nouvelle mesure après un court délai. Si la résistance reste trop basse, l'onduleur se

met en défaut, entraînant une perte de production énergétique. La température et le taux d'humidité font varier la valeur de la résistance d'isolement en fonction du niveau de contamination des surfaces isolantes.

Ce problème est particulièrement fréquent en saison pluvieuse en raison de l'humidité qui réduit la résistance de terre.

Ce type de défaut, pouvant poser des risques importants pour la sécurité des personnes et l'intégrité de l'installation, doit être surveillé de près. Les onduleurs sans transformateurs se déconnectent automatiquement en cas de défaut d'isolement.

I.1.2. Défaillances des onduleurs

Les onduleurs fonctionnent généralement sans erreurs, mais ils peuvent parfois passer en mode défaut et se déconnecter en raison de la température ambiante de la salle. Ils sont installés dans un local refroidi par quatre climatiseurs, fonctionnant par paires. Cependant, les délestages peuvent arrêter les climatiseurs, et leur redémarrage n'étant pas toujours automatique, cela peut entraîner l'arrêt des onduleurs et une perte de production.

I.1.3. Instabilité du réseau électrique

La majorité des défauts identifiés lors des investigations sont liés aux problèmes de réseau électrique. Les onduleurs affichent souvent des messages d'erreur relatifs à la variation des paramètres électriques (tension, courant, fréquence...). Bien que crucial pour un système connecté au réseau, le réseau électrique instable est responsable des pertes de production énergétique. En voici une liste exhaustive des messages récurrents :

48, 51 : la fréquence du réseau trop basse ou trop haute ;

54 : la part du courant continu dans le réseau AC est trop élevée (niveau 1 et 2) ;

#16 : l'onduleur a détecté un pic de tension sur le réseau ;

#66 : tension de réseau sur une phase trop basse ;

I. 2. Faible portée de la maintenance

La portée limitée de la maintenance dans l'installation PV entraîne des pertes de production électrique pour plusieurs raisons :

- Détection et réactivité tardives aux pannes ;
- Manque de stock de pièces de rechange vitales ;
- Accumulation de saletés, de débris et d'ombrage ;

Ces facteurs contribuent à des pertes de production énergétique et à une diminution de la performance globale du système.

I.3. Défaillances du système de télégestion

Le système de télégestion de la centrale solaire de Ziga souffre de faible transmission du réseau de télécommunication, ce qui affecte la fiabilité et la stabilité de l'internet. Le système de télégestion ne permet pas de suivre le décrochage des onduleurs dans le temps, et la remise en service à distance échoue régulièrement en raison de problèmes de connexion. En conséquence, l'exploitation du système de télégestion est presque impossible.

De plus, le système de monitoring n'a pas d'alimentation sans interruption (ASI), ce qui empêche la continuité de service et la sauvegarde des données lors des délestages. Après chaque coupure, l'ordinateur de supervision doit être redémarré manuellement.

I.4. Pertes du réseau électrique dues aux délestages

La production solaire s'interrompt en l'absence du réseau Sonabel, indiquant que l'injection d'énergie ne se fait qu'en présence de ce réseau. Chaque délestage entraîne donc une perte significative de production solaire, diminuant la performance énergétique et économique.

II. Étude technique des solutions

L'étude technique des solutions vise à identifier et à proposer des actions concrètes pour améliorer les performances énergétiques et la rentabilité économique de la centrale photovoltaïque connectée au réseau de 2,762 MWc de Ziga 2. L'objectif de cette étude est de fournir des recommandations précises et des actions correctives pour remédier aux défauts identifiés, optimiser l'efficacité du système et atteindre les objectifs de performance souhaités. Pour une description détaillée des actions spécifiques à mettre en œuvre, veuillez-vous référer à (

Annexe 13 : *Plans d'action*) de ce document.

II.1. Réduction de la fréquence de décrochage des onduleurs

Elle consistera à effectuer successivement :

– **La réduction des défauts d'isolement** : un défaut d'isolement se produit lorsqu'un élément conducteur de l'installation PV entre en contact avec une masse métallique de l'installation ou un composant relié à la terre. L'onduleur signale un défaut d'isolement lorsqu'il détecte que la résistance d'isolement totale combinée est inférieure à 600 k Ω pour les onduleurs monophasés ou à 1 M Ω pour les onduleurs triphasés [II]. Toutefois, certains défauts peuvent passer inaperçus si le seuil de détection est trop bas. Il est donc crucial de réaliser des mesures d'isolement sur site pour

valider les défauts signalés par l'onduleur et détecter les défauts mineurs qui pourraient menacer l'installation **[II]**. Cependant l'ONEA ne dispose pas encore d'appareils adéquat permettant d'effectuer ces mesures.

Il est donc nécessaire de normaliser la mesure à une température standard et de noter le niveau d'humidité pour comparer les résultats avec les mesures précédentes. Cette méthode permet d'analyser la tendance dans le temps, offrant une représentation plus précise de l'évolution des caractéristiques d'isolement de l'installation ou de l'équipement testé. La valeur obtenue peut également être comparée aux seuils minimums prescrits par les normes relatives à l'installation ou aux code réseau fournis avec les équipements électriques **[III]**.

– **Automatiser le redémarrage des climatiseurs après délestage** : les équipements sont conçus pour fonctionner dans des plages de température spécifiques. Cependant, après un délestage, l'arrêt des appareils de refroidissement peut entraîner une augmentation de la température ambiante. En réponse, les onduleurs cessent d'injecter de l'énergie, se déconnectent du réseau et passent en mode fail-safe pour se protéger des températures élevées, réduisant ainsi la production électrique. Modifier l'automatisme des climatiseurs à partir de la télécommande filaire RCW11 permettra de réguler la température, de protéger les équipements et de réduire les déconnexions des onduleurs, améliorant ainsi la production énergétique. Ce système sera connecté dans la mise en place de la télégestion.

– **La réadaptation des paramètres de configuration du code réseau de l'onduleur** : Pour évaluer la qualité du réseau desservant la station de Ziga, nous avons installé un analyseur réseau pour mesurer les paramètres de tension, de courant, de fréquence et les harmoniques pour une durée de 35 heures. Les données obtenues permettront de comparer et d'ajuster les paramètres d'injection réseau en fonction des variations du réseau électrique local. Cela devrait réduire le taux de décrochage des onduleurs et augmenter la production énergétique.

Le code réseau de la marque SMA est fourni et verrouillé par le fabricant pour empêcher toute intervention ou modification. En l'absence de code source, nous analyserons les mesures et proposerons de nouvelles plages au fabricant, qui nous fournira ensuite un nouveau code source incluant ces ajustements pour l'onduleur.

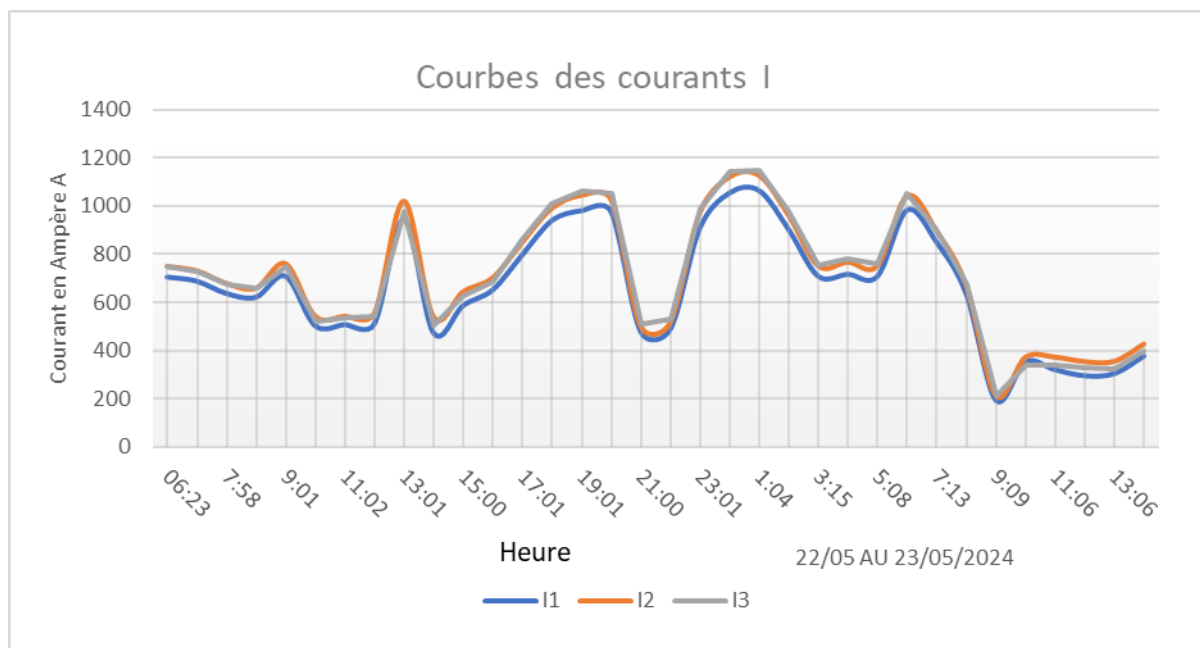


Figure 12 : Diagramme des courants

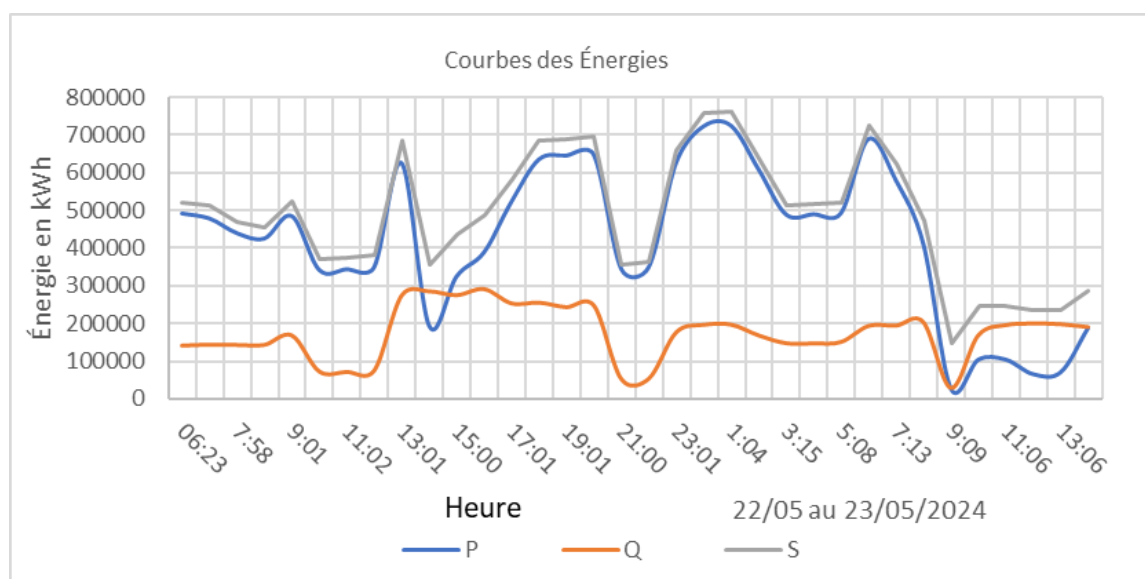


Figure 13 : Diagramme des énergies

Nous observons que la courbe des courants suit une allure similaire à celle des puissances. Les pics atteignent 760,140 kW (puissance apparente) et 1151,1 A (courant), correspondant au régime de pleine charge où la consommation d'énergie est maximale, chaque charge utilisant sa puissance nominale. Les variations dans les pentes sont dues à l'arrêt d'une ou plusieurs pompes de refoulement en raison d'un manque d'eau dans la bache de stockage ou à l'arrêt de certains équipements pour le lavage des filtres.

Les pompes démarrent avec des variateurs de vitesse ou des démarreurs, et d'autres équipements informatiques et onduleurs, majoritairement constitués de composants électroniques, modifient la fréquence de l'alimentation en introduisant des distorsions et des harmoniques dans le réseau électrique. Ces composants, qui convertissent l'électricité alternative en continue, génèrent également des harmoniques en raison de leur fonctionnement par découpage.

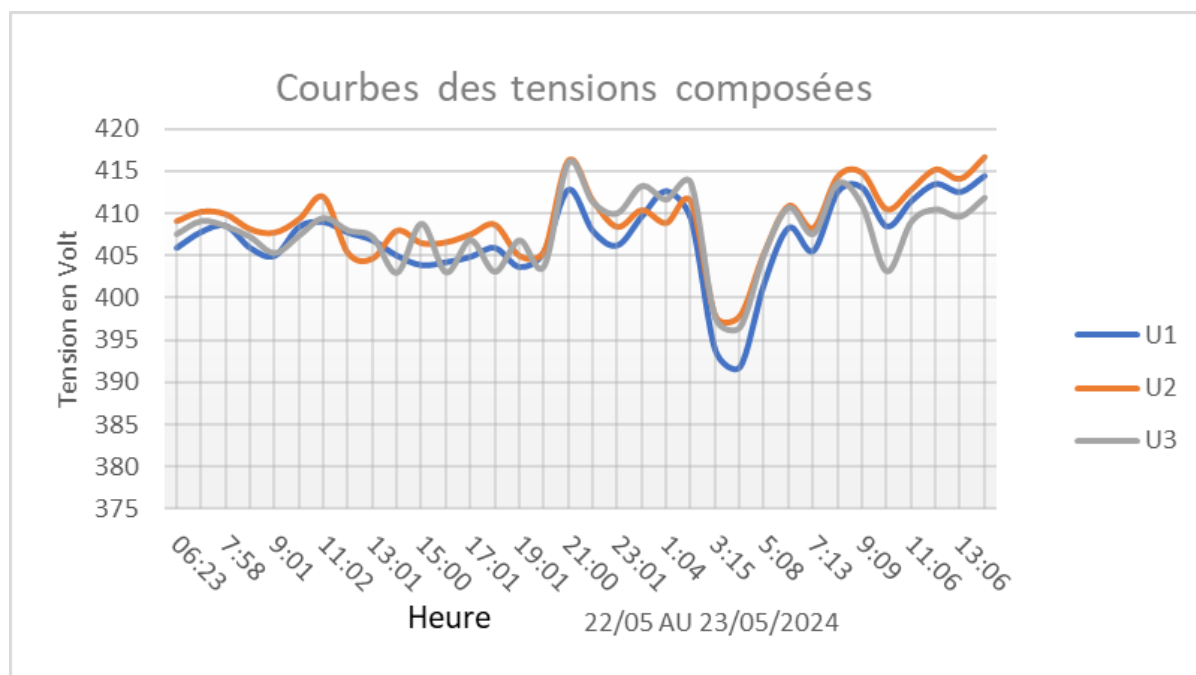


Figure 14 : Diagramme des tensions composées

Les plages de fonctionnement de la station de traitement sont les suivantes : tension de 416,72 V à 391,8 V, facteur de puissance de 0,99 à 0,31, et distorsion harmonique totale de 14,63 %. Ces valeurs caractérisent le comportement de la station dans différentes conditions de fonctionnement.

Plan d'action

La valeur moyenne de la distorsion harmonique totale (THDi) du courant (14,63 %) est relativement proche du THD requis de $\leq 15\%$; l'utilisation d'un dispositif de filtrage est nécessaire ;

- La puissance moyenne réactive (176 180 kVAr) est élevée par rapport à la puissance active (423 651 kW) ;
- Le facteur de puissance moyenne (0,84) est acceptable, mais néanmoins, il pourrait s'améliorer avec la mise en place d'un dispositif de compensation afin de bénéficier de la bonification offerte par le réseau en ce sens et pour l'amélioration du coût de la facture d'électricité.

La réduction de la fréquence de décrochage des onduleurs réseau dans la centrale solaire est d'améliorer la stabilité, la fiabilité et l'efficacité de la production d'énergie solaire. Cela permet non seulement de maximiser la production d'énergie, mais aussi de prolonger la durée de vie des équipements et de réduire les coûts de maintenance et d'exploitation.

II.2. Amélioration de la maintenance

- **Amélioration de la maintenance préventive** : la maintenance préventive aide à prévenir les pannes et les défaillances. Pour l'améliorer, il est essentiel de réaliser des inspections régulières, du nettoyage, et de la surveillance en temps réel. Avec la mise en place de la télégestion, nous recommandons des visites hebdomadaires sur tout le site, un nettoyage mensuel et un désherbage quatre fois par an. Ces mesures amélioreront le captage des modules PV en réduisant la poussière et l'ombrage, augmentant ainsi la production énergétique solaire.

- **Amélioration de la maintenance curative** : la maintenance curative intervient après une panne. Le système actuel nécessite des améliorations, car la réactivité face aux pannes est lente. La détection des pannes n'est pas immédiate, et il faut ensuite formuler un bon d'intervention pour l'entreprise, qui met souvent des jours à intervenir en fonction de leur planning. De plus, l'absence de pièces de rechange en stock, comme les gestionnaires d'onduleurs (Inverter Manager), complique parfois les réparations. Nous proposons de stocker des pièces de rechange essentielles et, après la réception définitive du site, de prendre en charge la maintenance curative. Cela inclurait la formation des agents intervenants sur site pour assurer une réactivité proactive en cas de panne. En mettant en œuvre ces actions, la maintenance de l'installation photovoltaïque sera considérablement améliorée, ce qui réduira les pertes de production électrique et augmentera la performance globale du système.

II.3. Amélioration de la télégestion

– **Installation d'une télégestion locale** : les problèmes récurrents du réseau de télécommunication sont causés par une insuffisance des systèmes de retransmission (pylônes réseau), affectant les systèmes de gestion dépendants de ce réseau. En attendant l'extension du réseau de télécommunication, nous proposons de mettre en place une télégestion centralisée sur site (à la station de traitement) via une connexion locale interne avec un écran de supervision adéquat. Cela permettra aux techniciens de suivre le fonctionnement des installations en temps réel sans se déplacer, de détecter les défauts rapidement et de proposer une maintenance proactive pour réduire les temps d'arrêt des équipements.

– **Installer l'ASI** : afin d'assurer la continuité de service et la sauvegarde des données, l'installation de l'alimentation sans interruption (ASI) est nécessaire. Le système de monitoring entre en étroite liaison avec la télégestion et donc il permet également d'assurer le suivi du fonctionnement.

L'amélioration de la télégestion et de la maintenance dans la centrale solaire est essentielle pour garantir une performance optimale, réduire les coûts et prolonger la durée de vie des équipements. Par ailleurs, son amélioration servira à suivre la production de la centrale solaire en temps réel, à détecter les pannes et les arrêts de production dans le temps et à planifier une maintenance proactive.

II.4. Intégration du groupe électrogène comme réseau secondaire d'injection

L'objectif de cette solution est de permettre l'injection d'énergie même en présence du groupe électrogène. Actuellement, le système autorise l'injection uniquement lorsque le réseau Sonabel est opérationnel. En cas de délestage, la production solaire est interrompue, entraînant une perte de production pendant toute la durée du délestage. Cette configuration réduit l'efficacité énergétique du système.

Dans notre proposition d'amélioration de la configuration actuelle, nous élaborerons deux approches visant à permettre l'injection d'énergie solaire même en présence du groupe électrogène.

II.4.1. 1^{ère} approche : Injection limitée du solaire

La stratégie consiste à limiter l'injection d'énergie solaire lorsque le groupe électrogène est en fonctionnement. Cette décision est motivée par les inconvénients du solaire, notamment son intermittence, qui peut entraîner des appels de puissance instantanés et rapides sur le groupe électrogène, risquant de provoquer des défaillances si l'injection dépasse la capacité supportée par le groupe.

Pour éviter cela, nous limiterons l'énergie injectée afin de rester dans la plage de puissance supportable par le groupe, réduisant ainsi les risques de défaillance. Si la puissance affichée est la puissance ESP (Emergency Stand-by Power), le groupe peut fournir cette puissance à charge variable pendant un maximum de 25 heures par an et 80 % ou moins de cette puissance pendant un maximum de 200 heures par an, sans possibilité de surcharge.

Si la puissance affichée est la puissance PRP (Prime Running Power), le groupe peut fournir cette puissance indéfiniment et peut même dépasser brièvement cette limite de 10 % pendant une heure

toutes les 12 heures, à condition que la surcharge totale ne dépasse pas 25 heures par an. En général, la puissance PRP correspond le mieux aux besoins des utilisateurs.

Dans notre cas, le GE a une puissance principale de 2000 kVA et une marge de 10 %, nous ajusterons la puissance solaire injectée à 200 kVA AC. Pour ce faire, nous installerons un limiteur de puissance d'injection solaire, configuré selon les consignes spécifiques au type de réseau (groupe électrogène ou réseau Sonabel).

III. Analyse du coût des solutions

Elle consiste à déterminer si les solutions proposées offrent un retour sur investissement satisfaisant d'une part et aide également à la planification financière en fournissant une estimation précise des dépenses nécessaires à la mise en œuvre des améliorations.

En résumé, l'analyse des coûts permet de prendre des décisions éclairées en choisissant les solutions d'amélioration qui offrent le meilleur équilibre entre coût et bénéfice.

III.1. Analyse des coûts sur la réduction des fréquences de décrochages

Il s'agit dans ce cas d'exprimer le besoin auprès de la société SMA Solar Technology à travers son partenaire Urbasolar qui a réalisé l'installation de la centrale solaire. Cela résulte de la garantie offerte sur les équipements de l'installation, notamment sur les onduleurs. De plus, toute manipulation allant dans ce sens est interdite à l'utilisateur. Dans le cas de notre étude, tout établissement de devis à cet effet est contraint en raison du contrat de marché en cours entre l'ONEA et Urbasolar qui stipule que toute modification de cette envergure nécessite une demande adressée par la Direction de l'Exploitation Eau Potable (DEX-EP) des sites. Cependant, cela ne pourrait être formulé qu'après réception définitive de la dite centrale.

III.2. Analyse des coûts d'amélioration de la maintenance

Les coûts liés à l'amélioration de la maintenance combinent ceux de la maintenance préventive et curative. La maintenance préventive peut être quantifiée et comprend les coûts de formation du personnel, l'achat d'outils spécialisés pour l'entretien et la réparation, la constitution de stocks de pièces de rechange, la main-d'œuvre, le nettoyage et les inspections régulières. En revanche, la maintenance curative ne peut être quantifiée à l'avance, car elle survient après une défaillance, un événement imprévu nécessitant la mobilisation de moyens logistiques et/ou financiers. Ces coûts sont évalués au moment de l'événement.

De plus, d'après nos investigations, la majorité des besoins liés à la maintenance préventive sont soumis à un appel d'offres émis par le département de la maintenance pour l'étude des prix.

III.3. Analyse des coûts d'amélioration de la télégestion

La télégestion sera assurée par des prestataires externes sous la supervision des techniciens spécialisés. Nous avons contacté Monsieur DABRE, ingénieur auprès de l'entreprise LANDI TECHNOLOGIES, spécialisée dans l'automatisme, qui a déjà réalisé plusieurs systèmes de télégestion pour l'ONEA, y compris celui de Ziga 2. Elle nous a fourni un devis estimatif (environ 3 500 000 FCFA) sur la base de leurs expériences pour l'amélioration de la télégestion de la centrale solaire. Toutefois, ce devis devrait être soumis à l'approbation des responsables de la structure si l'Onea s'engage dans la réalisation de cette amélioration sur la télégestion mais ne devrait pas être considéré comme définitif.

IV. Conclusion générale et perspectives.

Notre objectif à travers cette étude était d'évaluer la performance énergétique et la rentabilité économique de la centrale photovoltaïque de 2,762 MW de l'ONEA (Ziga SP2) et de proposer des solutions d'amélioration. La configuration en système connecté en réseau vise à réduire le coût de l'investissement, en l'occurrence les batteries, et à atténuer l'impact du coût élevé de l'énergie pour l'entreprise. La centrale solaire permet de réduire la consommation de l'ONEA sur le réseau de la SONABEL, réduisant ainsi les coûts d'électricité, renforçant l'équilibre financier de l'entreprise, favorisant l'intégration des énergies renouvelables, allégeant la charge sur le réseau SONABEL pour une meilleure stabilité, et libérant de la puissance pour d'autres clients.

Ce projet renforce l'engagement éco-responsable de l'ONEA en participant au développement des énergies renouvelables et en projetant une image positive de l'entreprise, démontrant son engagement envers la transition énergétique et ses objectifs de Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE). Notre étude a mis en évidence la performance énergétique du système et sa rentabilité économique en lien avec les objectifs du projet. Cependant, les ratios de performance moyens étaient de 63 % en 2020 et de 45 % en 2021, en deçà de la recommandation proposée par la norme de $R_p > 70 \%$. Cela est dû aux défaillances telles que le décrochage permanent des onduleurs, les délestages du réseau de distribution et les retards dans la détection et la réparation des pannes, entraînant des pertes de production.

L'analyse économique a révélé un coût actualisé de l'énergie (LCOE) de 58,56 F/kWh et un temps de retour sur investissement (TRI) de 7 ans dans les conditions optimales de fonctionnement et un coût actualisé de l'énergie (LCOE) de 75,60 F/kWh et un temps de retour sur investissement (TRI) de 9 ans dans les conditions actuelles de fonctionnement pour une durée de vie totale du projet estimée à 25 ans. Notre étude recommande des améliorations de la production énergétique par l'ajustement des paramètres du code réseau des onduleurs, l'amélioration de la maintenance (préventive et curative) et la mise en place d'une télégestion locale pour un suivi optimal. De plus, l'une des solutions envisageables, à savoir l'hybridation du système (GE/PV et/ou stockage), présente certaines limites. Parmi ces limites figure l'impact de l'intermittence du solaire sur la rentabilité, la disponibilité du système, l'efficacité énergétique et la durée de vie des composants durant les situations transitoires (temps nuageux, défaut technique, changement de charge). Ces aspects n'ont pas pu être entièrement explorés en raison du manque de matériel nécessaire pour caractériser le potentiel solaire. Par ailleurs, la rentabilité économique et énergétique de ce système nécessiterait une étude plus approfondie pour être pleinement évaluée.

Enfin, ce projet a permis de faire un état des lieux du fonctionnement de la centrale solaire depuis sa mise en service le 15 décembre 2019 et permettra de réorienter les stratégies pour optimiser la production énergétique et la rentabilité économique.

V. Recommandations

Pour augmenter la production énergétique avant la mise en œuvre des solutions proposées, nous recommandons les actions suivantes :

- Mettre en place un centre météorologique pour évaluer la production solaire et le rendement des modules.
- Initier une formation pour les agents techniques sur l'entretien et la maintenance des systèmes solaires en général et des onduleurs SMA en particulier.
- Constituer un stock minimal de pièces de rechange essentielles (Inverter manager, onduleurs) pour pallier toute éventualité.

VI. Bibliographie

[1] **ONEA**, « TABLEAU DES OBJECTIFS ». ONEA, janvier 2023.

Collection : Normes nationales et documents normatifs nationaux, Aout 2021/ 77 pages

[2] **AZIMUT 360 SCCL et SINCO**, « ECO-ELECTRIFICATION DYNAMIQUE DANS LE NORD ET LE CENTRE-NORD DU BURKINA FASO », ONEA, ZIGA, PROJET DE CONSTRUCTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE 2185,5 kWc/ 1987 kW AU SITE DE POMPAGE A ZIGA SP2 FED 2014 / 340 503, 2017.

[3] **SONABEL**, « RAPPORT D'ACTIVITES 2022 », RAPPORT D'ACTIVITES, avr. 2022.

[4] **Y. Azoumah, G. Tapsoba, S. Thiam, et E. W. Ramde**, « Siting guidelines for concentrating solar power plants in the Sahel: Case study of Burkina Faso », *Solar Energy*, vol. 84, n° 8, Août 2010, doi: 10.1016/J.SOLENER.2010.05.019.

[5] **Normes Française en IEC 61724-1**, Performances des systèmes photovoltaïques,

[6] **M. Bressan**, « Développement d'un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque », PhD Thésis, Université de Perpignan, 2014. Consulté le : 19 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://theses.hal.science/tel-01068025/>

[7] **Yasmina GADO DANZAMA**, *Mémoire Master d'ingénierie Energie. Analyse technique et financière de la centrale solaire photovoltaïque de Malbaza*. 2020.

[8] **M. Khennane**, « ANALYSE DES PERFORMANCES D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE », PhD Thésis, Université Kasdi Merbah Ouargla. Consulté le : 17 mars 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/handle/123456789/33156>

[9]. **Dr Y. Moussa SORO**, Chapitre 2,3,4 : Cours de Conception et Dimensionnement d'un Système Autonome, Licence en Science 3, Dept. Génie Electrique, Energétique et Industriel, Institut International d'Ingénierie de L'Eau et de l'Environnement (2iE), 22-39 (2022).

[10] **Dr Ing. Alain K TOSSA**, Cours Systèmes PV Connectés au Réseau, Master en Ingénierie Génie Electrique et Energétique 1ère année, Institut 2iE, 86-168 (2022).

[11] **R. B24**, « Burkina : Le projet éco-électrification dynamique expliqué à Ziga », Burkina24.com - Actualité du Burkina Faso 24h/24. Consulté le : 19 mars 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://burkina24.com/2019/11/14/burkina-le-projet-eco-electrification-dynamique-explique-a-ziga/>

- [12] **R. NAIRI, M. O. RABHI, et S. CHABACHI**, « Analyse et Simulation de Performance d'un Central Photovoltaïque Raccordé au Réseau », PhD Thésis, UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR, 2021.
- [13] **Hocine BOUHALLALENE et B. M. D. FUNDAUNGA**, « Evaluation des performances de la centrale PV de El Abiodh Sidi Cheikh, El Bayadh », Mémoire De Fin D'Étude De Master Académique, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, Faculté Des Sciences et de la Technologie Mostaganem, 2021.
- [14] **H. Dahbi**, « Analyses de la performance de système PV connecté à réseau étude de cas, la centrale PV 9MWà Timimoune », PhD Thésis, UNIVERSITE AHMED DRAIA-ADRAR, 2021
- [15] **Bun, L** (2011) « Détection et Localisation de Défauts pour un Système PV », PhD Thésis, Université de Grenoble, 2011.
- [16] Mahaman Sani Moussa Kadri. Etude des solutions de production et de gestion distribuée d'énergie dans un réseau électrique faiblement maillé. Energie électrique. Normandie Université ; Institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, 2022. Français. NNT : 2022NORMLH19. tel-03982092
- [17] **Dro Augustin DIOMANDE**, Mémoire stage d'ingénieur : « Etude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque de puissance minimale 2 MWc pour la SUCAF-CI », Dept. Génie Electrique, Energétique et Industriel, Institut 2iE. P. 32-36, 2019.
- [18] **M. L. Louazene**, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », PhD Thésis, Université de Batna 2, 2008. Consulté le : 19 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://eprints.univ-batna2.dz/1352/>
- [19] **B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, et D. YAMEGUEU**, « Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE », *Renewable Energy*, vol. 78, p. 573-582, 2015.
- [20] **T. Solaire**, « Rentabilité du panneau solaire en 2023 », Terre Solaire. Consulté le: 11 avril 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://terresolaire.com/Blog/rentabilite-photovoltaique/rentabilite-panneau-solaire/>
- [21] **M. Bellaoui et B. Bouchra**, « Evaluation expérimentale de la dégradation des performances d'une centrale photovoltaïque fonctionnant dans un climat désertique », PhD Thésis, université Ahmed Draia-ADRAR, 2021.
- [22] **S. Bida**, « Etude des performances d'une station photovoltaïque connectée au réseau », [En ligne]. Disponible sur: <http://archives.univ-biskra.dz/handle/123456789/11705>

Liens Web :

[I] <https://www.electroniques.biz/publi-redactionnel/publi-redactionnel-pickering/relais-reed-pour-la-surveillance-de-lefficacite-du-photovoltaique-et-la-detection-des-defauts/>

[II] <https://manuals.sma.de/SBx1SPUS40/fr-FR/391466379.html>

[III] <https://euro-index.be/fr/nouvelles/testeur-de-resistance-isollement-pour-installations-pv/>

[IV] <https://www.eaton.com/ca/fr-ca/products/backup-power-ups-surge-it-power-distribution/power-conditioners/power-conditioners-faq.html>

Annexes

Annexe 1 : Fiche technique des modules PV de 250Wc.....	II
Annexe 2: Fiche technique des modules PV de 245Wc.....	IV
Annexe 3: Fiche technique de l'onduleur réseau	VI
Annexe 4 : Configuration Générale de la centrale solaire	X
Annexe 5 : Fiche d'implantation des onduleurs réseau dans le local	XI
Annexe 6 : Inverter Manager	XII
Annexe 7 : Configuration générale du champ PV.....	XIV
Annexe 8: Implantation du réseau d'eau de nettoyage	XV
Annexe 9: Simulation de la performance sur PVSYST	XVI
Annexe 10 : Schéma unifilaire général pour les boites de jonctions et onduleurs.....	XX
Annexe 11 : Note de calcul de la performance suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2020 et 2021	XXII
Annexe 12 : Organigramme de l'ONEA	XXIII
Annexe 13 : Plans d'action	XXIV
Annexe 14 : Données météo fournis par le logiciel PVSYST sur la base Meteonorm 8.1 (2010-2021).....	XXV
Annexe 15 : Liste des défaillances enregistrer par la centrale solaire de 2021 à nos jours	XXVI
Annexe 16 : Tableau des formules utilisées.....	XXVIII
Annexe 17 : Fiche Technique des climatiseurs AirWell.....	XXX
Annexe 18: Fiche technique de l'ASI.....	XXXI

Annexe 1 : Fiche technique des modules PV de 250Wc

Photowatt® PW2350F

Le module photovoltaïque haute qualité

Produit historique de la gamme Photowatt®, le module multicristallin PW2350F, installé dans différentes régions du monde, a démontré depuis des années toutes ses qualités de fiabilité et de performances. Il est assemblé à partir des meilleurs composants du marché.

60 CELLULES
MODULE POLYCRISTALLIN

255-240 Wc
PUISSANCE

15,4%
RENDEMENT MAXIMUM

CO2
FAIBLE EMPREINTE CARBONE

0/+5 Wc
TOLÉRANCE POSITIVE

RESPECT DE L'ENVIRONNEMENT

- Respect des meilleurs standards de la profession (ISO 14001)
- Recyclage des panneaux usagés (Photowatt® est co-fondateur de PV Cycle France)
- Priorité sur l'exigence environnementale en limitant l'empreinte carbone

LONGÉVITÉ ET PERFORMANCE

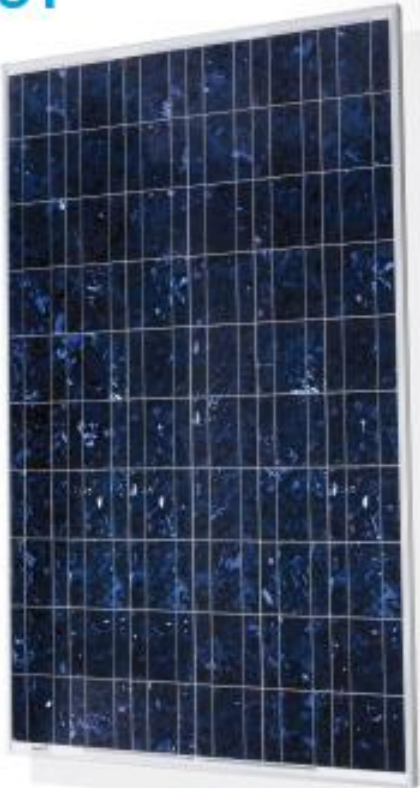
- Modules certifiés auprès d'organismes internationaux (VDE)
- Meilleur rendement grâce au verre anti-reflet
- Cellules triées en courant inverse et en résistance shunt
- Meilleure puissance grâce à l'espacement uniforme et optimisé entre les cellules

FIABILITÉ

- Inspection à l'électroluminescence des cellules et des modules
- Tests internes poussés jusqu'à 2 fois les exigences des normes IEC
- Contrôle de l'étalonnage réalisés par des instituts indépendants (ex : Fraunhofer Institute) jusqu'à 4 fois par an

ENCADREMENT ROBUSTE ET LÉGER

- Cadre aluminium permettant une résistance maximale aux conditions climatiques extrêmes (5400Pa)
- Encadrement résistant aux dommages liés au gel
- Poids du module permettant une manipulation aisée



PW2350F



CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Type de cellules	Monocristallin
Taille du module	1685 x 993 x 40 mm
Dimension des cellules	156 x 156 mm (± 1%)
Nombre de cellules	60
Poids du module	20 kg
Matériau face avant	Verre trempé anti-reflet
Matériau cadre	Alliage d'aluminium anodisé
Boîte de jonction	IP 65
Câbles solaires	Résistant UV, 4.0 mm ² , 1100mm
Type de connecteur	MCA ou équivalent MCA

COUPLAGE DU SYSTÈME

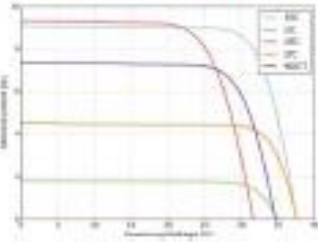
Température de fonctionnement	-40°C à +85°C
Haute résistance aux conditions climatiques extrêmes	5400 Pa (Neige) 2400 Pa (Vent)
Courant de retour admissible I _{sc}	20A
Tension maximale du système	1000V DC (IEC)
Fusible en série max	15A
PID	Free

COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE *

Température nominale cellule NOCT °C	47,3 (±2)
Coefficient de température de P _{max} %	-0,42 %/°C
Coefficient de température de V _{oc} %	-0,34 %/°C
Coefficient de température de I _{sc} %	+0,06 %/°C

*Avec 1000 W/m² ; température de 25°C ; spectre AM 1,5

COURBES DE TEMPÉRATURE



GARANTIE

Garantie du produit	10 ans
Garantie de puissance linéaire ¹	25 ans

1. Se référer aux conditions générales de garantie

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (STC*)

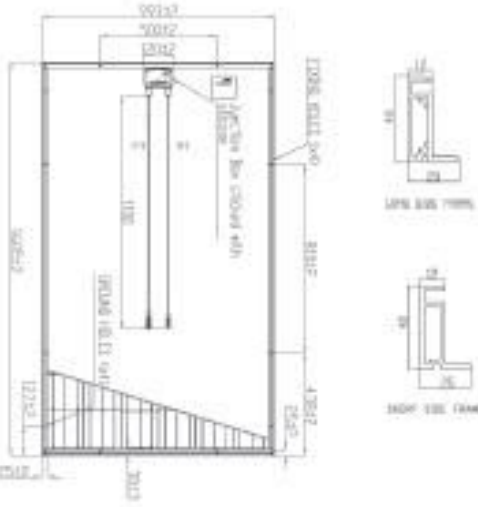
Puissance nominale	W	255	250	245	240
Tolérance de puissance	W	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tension à la puissance nominale	V	30.5	30.1	30.0	29.9
Intensité à la puissance nominale	A	8.40	8.30	8.17	8.03
Tension de circuit ouvert	V	37.7	37.2	37.1	37.0
Courant de court-circuit	A	8.90	8.87	8.74	8.50
Rendement surfacique	%	15.4	15.1	14.8	14.5

*Caractéristiques nominales en Conditions de Test Standard (STC : 1000 W/m² ; spectre AM 1,5 ; température de cellule de 25°C)

CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (NOCT*)

Puissance nominale	W	255	250	245	240
Puissance maximale	W	185	181	178	174
Tension au point de puissance maximale	V	27.5	27.5	27.4	27.3
Courant au point de puissance maximale	A	6.71	6.60	6.49	6.38
Tension de circuit ouvert	V	34.4	34.2	34.1	34
Courant de court-circuit	A	7.29	7.19	7.08	6.96

*Caractéristiques nominales en conditions NOCT (808 W/m² ; température ambiante 28°C ; vitesse du vent 1 m/s)



100123

100122

100121

100120

100119

100118

100117

100116

100115

100114

100113

100112

100111

100110

100109

100108

100107

100106

100105

100104

100103

100102

100101

100100

100099

100098

100097

100096

100095

100094

100093

100092

100091

100090

100089

100088

100087

100086

100085

100084

100083

100082

100081

100080

100079

100078

100077

100076

100075

100074

100073

100072

100071

100070

100069

100068

100067

100066

100065

100064

100063

100062

100061

100060

100059

100058

100057

100056

100055

100054

100053

100052

100051

100050

100049

100048

100047

100046

100045

100044

100043

100042

100041

100040

100039

100038

100037

100036

100035

100034

100033

100032

100031

100030

100029

100028

100027

100026

100025

100024

100023

100022

100021

100020

100019

100018

100017

100016

100015

100014

100013

100012

100011

100010

100009

100008

100007

100006

100005

100004

100003

100002

100001

100000

CERTIFICATS QUALITÉ









© 2023 PHOTOWATT - 22, Rue Saint-Henri - CS 14012 - 28 307 Bourgoin Jallieu Cedex - France - Tél : +33 (0)4 74 82 88 20 - Fax : +33 (0)4 74 82 88 80 - Web : www.photowatt.com

010-100-01-01-02-03-04-05-06-07-08-09-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-28-29-30-31-32-33-34-35-36-37-38-39-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-50-51-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68-69-70-71-72-73-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-84-85-86-87-88-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100-101-102-103-104-105-106-107-108-109-110-111-112-113-114-115-116-117-118-119-120-121-122-123-124-125-126-127-128-129-130-131-132-133-134-135-136-137-138-139-140-141-142-143-144-145-146-147-148-149-150-151-152-153-154-155-156-157-158-159-160-161-162-163-164-165-166-167-168-169-170-171-172-173-174-175-176-177-178-179-180-181-182-183-184-185-186-187-188-189-190-191-192-193-194-195-196-197-198-199-200-201-202-203-204-205-206-207-208-209-210-211-212-213-214-215-216-217-218-219-220-221-222-223-224-225-226-227-228-229-230-231-232-233-234-235-236-237-238-239-240-241-242-243-244-245-246-247-248-249-250-251-252-253-254-255-256-257-258-259-260-261-262-263-264-265-266-267-268-269-270-271-272-273-274-275-276-277-278-279-280-281-282-283-284-285-286-287-288-289-290-291-292-293-294-295-296-297-298-299-300-301-302-303-304-305-306-307-308-309-310-311-312-313-314-315-316-317-318-319-320-321-322-323-324-325-326-327-328-329-330-331-332-333-334-335-336-337-338-339-340-341-342-343-344-345-346-347-348-349-350-351-352-353-354-355-356-357-358-359-360-361-362-363-364-365-366-367-368-369-370-371-372-373-374-375-376-377-378-379-380-381-382-383-384-385-386-387-388-389-390-391-392-393-394-395-396-397-398-399-400-401-402-403-404-405-406-407-408-409-410-411-412-413-414-415-416-417-418-419-420-421-422-423-424-425-426-427-428-429-430-431-432-433-434-435-436-437-438-439-440-441-442-443-444-445-446-447-448-449-450-451-452-453-454-455-456-457-458-459-460-461-462-463-464-465-466-467-468-469-470-471-472-473-474-475-476-477-478-479-480-481-482-483-484-485-486-487-488-489-490-491-492-493-494-495-496-497-498-499-500-501-502-503-504-505-506-507-508-509-510-511-512-513-514-515-516-517-518-519-520-521-522-523-524-525-526-527-528-529-530-531-532-533-534-535-536-537-538-539-540-541-542-543-544-545-546-547-548-549-550-551-552-553-554-555-556-557-558-559-560-561-562-563-564-565-566-567-568-569-570-571-572-573-574-575-576-577-578-579-580-581-582-583-584-585-586-587-588-589-590-591-592-593-594-595-596-597-598-599-600-601-602-603-604-605-606-607-608-609-610-611-612-613-614-615-616-617-618-619-620-621-622-623-624-625-626-627-628-629-630-631-632-633-634-635-636-637-638-639-640-641-642-643-644-645-646-647-648-649-650-651-652-653-654-655-656-657-658-659-660-661-662-663-664-665-666-667-668-669-670-671-672-673-674-675-676-677-678-679-680-681-682-683-684-685-686-687-688-689-690-691-692-693-694-695-696-697-698-699-700-701-702-703-704-705-706-707-708-709-710-711-712-713-714-715-716-717-718-719-720-721-722-723-724-725-726-727-728-729-730-731-732-733-734-735-736-737-738-739-740-741-742-743-744-745-746-747-748-749-750-751-752-753-754-755-756-757-758-759-760-761-762-763-764-765-766-767-768-769-770-771-772-773-774-775-776-777-778-779-780-781-782-783-784-785-786-787-788-789-790-791-792-793-794-795-796-797-798-799-800-801-802-803-804-805-806-807-808-809-810-811-812-813-814-815-816-817-818-819-820-821-822-823-824-825-826-827-828-829-830-831-832-833-834-835-836-837-838-839-840-841-842-843-844-845-846-847-848-849-850-851-852-853-854-855-856-857-858-859-860-861-862-863-864-865-866-867-868-869-870-871-872-873-874-875-876-877-878-879-880-881-882-883-884-885-886-887-888-889-890-891-892-893-894-895-896-897-898-899-900-901-902-903-904-905-906-907-908-909-910-911-912-913-914-915-916-917-918-919-920-921-922-923-924-925-926-927-928-929-930-931-932-933-934-935-936-937-938-939-940-941-942-943-944-945-946-947-948-949-950-951-952-953-954-955-956-957-958-959-960-961-962-963-964-965-966-967-968-969-970-971-972-973-974-975-976-977-978-979-980-981-982-983-984-985-986-987-988-989-990-991-992-993-994-995-996-997-998-999-1000-1001-1002-1003-1004-1005-1006-1007-1008-1009-1010-1011-1012-1013-1014-1015-1016-1017-1018-1019-1020-1021-1022-1023-1024-1025-1026-1027-1028-1029-1030-1031-1032-1033-1034-1035-1036-1037-1038-1039-1040-1041-1042-1043-1044-1045-1046-1047-1048-1049-1050-1051-1052-1053-1054-1055-1056-1057-1058-1059-1060-1061-1062-1063-1064-1065-1066-1067-1068-1069-1070-1071-1072-1073-1074-1075-1076-1077-1078-1079-1080-1081-1082-1083-1084-1085-1086-1087-1088-1089-1090-1091-1092-1093-1094-1095-1096-1097-1098-1099-1100-1101-1102-1103-1104-1105-1106-1107-1108-1109-1110-1111-1112-1113-1114-1115-1116-1117-1118-1119-1120-1121-1122-1123-1124-1125-1126-1127-1128-1129-1130-1131-1132-1133-1134-1135-1136-1137-1138-1139-1140-1141-1142-1143-1144-1145-1146-1147-1148-1149-1150-1151-1152-1153-1154-1155-1156-1157-1158-1159-1160-1161-1162-1163-1164-1165-1166-1167-1168-1169-1170-1171-1172-1173-1174-1175-1176-1177-1178-1179-1180-1181-1182-1183-1184-1185-1186-1187-1188-1189-1190-1191-1192-1193-1194-1195-1196-1197-1198-1199-1200-1201-1202-1203-1204-1205-1206-1207-1208-1209-1210-1211-1212-1213-1214-1215-1216-1217-1218-1219-1220-1221-1222-1223-1224-1225-1226-1227-1228-1229-1230-1231-1232-1233-1234-1235-1236-1237-1238-1239-1240-1241-1242-1243-1244-1245-1246-1247-1248-1249-1250-1251-1252-1253-1254-1255-1256-1257-1258-1259-1260-1261-1262-1263-1264-1265-1266-1267-1268-1269-1270-1271-1272-1273-1274-1275-1276-1277-1278-1279-1280-1281-1282-1283-1284-1285-1286-1287-1288-1289-1290-1291-1292-1293-1294-1295-1296-1297-1298-1299-1300-1301-1302-1303-1304-1305-1306-1307-1308-1309-1310-1311-1312-1313-1314-1315-1316-1317-1318-1319-1320-1321-1322-1323-1324-1325-1326-1327-1328-1329-1330-1331-1332-1333-1334-1335-1336-1337-1338-1339-1340-1341-1342-1343-1344-1345-1346-1347-1348-1349-1350-1351-1352-1353-1354-1355-1356-1357-1358-1359-1360-1361-1362-1363-1364-1365-1366-1367-1368-1369-1370-1371-1372-1373-1374-1375-1376-1377-1378-1379-1380-1381-1382-1383-1384-1385-1386-1387-1388-1389-1390-1391-1392-1393-1394-1395-1396-1397-1398-1399-1400-1401-1402-1403-1404-1405-1406-1407-1408-1409-1410-1411-1412-1413-1414-1415-1416-1417-1418-1419-1420-1421-1422-1423-1424-1425-1426-1427-1428-1429-1430-1431-1432-1433-1434-1435-1436-1437-1438-1439-1440-1441-1442-1443-1444-1445-1446-1447-1448-1449-1450-1451-1452-1453-1454-1455-1456-1457-1458-1459-1460-1461-1462-1463-1464-1465-1466-1467-1468-1469-1470-1471-1472-1473-1474-1475-1476-1477-1478-1479-1480-1481-1482-1483-1484-1485-1486-1487-1488-1489-1490-1491-1492-1493-1494-1495-1496-1497-1498-1499-1500-1501-1502-1503-1504-1505-1506-1507-1508-1509-1510-1511-1512-1513-1514-1515-1516-1517-1518-1519-1520-1521-1522-1523-1524-1525-1526-1527-1528-1529-1530-1531-1532-1533-1534-1535-1536-1537-1538-1539-1540-1541-1542-1543-1544-1545-1546-1547-1548-1549-1550-1551-1552-1553-1554-1555-1556-1557-1558-1559-1560-1561-1562-1563-1564-1565-1566-1567-1568-1569-1570-1571-1572-1573-1574-1575-1576-1577-1578-1579-1580-1581-1582-1583-1584-1585-1586-1587-1588-1589-1590-1591-1592-1593-1594-1595-1596-1597-1598-1599-1600-1601-1602-1603-1604-1605-1606-1607-1608-1609-1610-1611-1612-1613-1614-1615-1616-1617-1618-1619-1620-1621-1622-1623-1624-1625-1626-1627-1628-1629-1630-1631-1632-1633-1634-1635-1636-1637-1638-1639-1640-1641-1642-1643-1644-1645-1646-1647-1648-1649-1650-1651-1652-1653-1654-1655-1656-1657-1658-1659-1660-1661-1662-1663-1664-1665-1666-1667-1668-1669-1670-1671-1672-1673-1674-1675-1676-1677-1678-1679-1680-1681-1682-1683-1684-1685-1686-1687-1688-1689-1690-1691-1692-1693-1694-1695-1696-1697-1698-1699-1700-1701-1702-1703-1704-1705-1706-1707-1708-1709-1710-1711-1712-1713-1714-1715-1716-1717-1718-1719-1720-1721-1722-1723-1724-1725-1726-1727-1728-1729-1730-1731-1732-1733-1734-1735-1736-1737-1738-1739-1740-1741-1742-1743-1744-1745-1746-1747-1748-1749-1750-1751-1752-1753-1754-1755-1756-1757-1758-1759-1760-1761-1762-1763-1764-1765-1766-1767-1768-1769-1770-1771-1772-1773-1774-1775-1776-1777-1778-1779-1780-1781-1782-1783-1784-1785-1786-1787-1788-1789-1790-1791-1792-1793-1794-1795-1796-1797-1798-1799-1800-1801-1802-1803-1804-1805-1806-1807-1808-1809-1810-1811-1812-1813-1814-1815-1816-1817-1818-1819-1820-1821-1822-1823-1824-1825-1826-1827-1828-1829-1830-1831-1832-1833-1834-1835-1836-1837-1838-1839-1840-1841-1842-1843-1844-1845-1846-1847-1848-1849-1850-1851-1852-1853-1854-1855-1856-1857-1858-18

DOI: 10.1002/2475-2875(200109)27:3<223::AID-JCLM223>3.0.CO;2-1

PW2450F Crystal Advanced®

Photowatt®

> CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Type de cellules	Multicristallin
Taille du module	1665 x 993 x 40 mm
Dimension des cellules	156 x 156 mm ($\pm 1\%$)
Nombre de cellules	60
Poids du module	20 kg
Matériau face avant	3.2 mm verre trempé anti-reflet
Matériau face arrière	À base de Tedlar®, blanc
Matériau cadre	Alliage d'aluminium anodisé
Boîte de jonction	IP 65
Câbles solaires	Résistant UV, 4,0 mm ² , 1100 mm
Type de connecteur	MC4 ou équivalent MC4

> COUPLAGE DU SYSTÈME

Température de fonctionnement	-40°C à +85°C
Haute résistance aux conditions climatiques extrêmes	5400 Pa (Neige) 2400 Pa (Vent)
Courant de retour admissible I_L	20A
Tension maximale du système	1000V DC (IEC)
Fusible en série max	15 A
PID	Free

> COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE *

Température nominale cellule NOCT	°C	47,3 (± 2)
Coefficient de température de Pmax	%	-0,42 %/°C
Coefficient de température de Voc	B	-0,34 %/°C
Coefficient de température de Isc	B	+0,09 %/°C

* Avec 1000 W/m², température de 20°C, spectre AM 1,5

> COURBES DE TEMPÉRATURE

> GARANTIE

Garantie du produit	10 ans
Garantie de puissance minimale*	25 ans
* Se référer aux conditions générales de garantie.	

> CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (STC*)

Puissance nominale	W	285	280	275	270	265
Tolérance de puissance	W	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tension à la puissance nominale	V	31,4	31,3	31,1	30,9	30,7
Intensité à la puissance nominale	A	9,10	9,00	8,90	8,75	8,68
Tension de circuit ouvert	V	38,6	38,5	38,4	38,2	38,1
Courant de court-circuit	A	9,55	9,50	9,40	9,29	9,21
Rendement surfacique	%	17,2	16,9	16,6	16,3	16,0

* Caractéristiques nominales en Conditions de Test Standard
(STC : 1000 W/m², spectre AM 1,5, température de cellule de 25°C)

> CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (NOCT*)

Puissance nominale	W	285	280	275	270	265
Puissance maximale	W	203	200	197	194	191
Tension au point de puissance maximale	V	29,0	28,8	28,6	28,4	28,2
Courant au point de puissance maximale	A	7,20	7,10	7,00	6,90	6,80
Tension de circuit ouvert	V	35,2	35,1	35,0	34,9	34,8
Courant de court-circuit	A	7,80	7,70	7,60	7,50	7,40

> CERTIFICATS QUALITÉ

GDF SUEZ PWT - 30, Rue Saint Honoré - CS 10012 - 75002 Paris • Tél. : +33 (0)1 42 94 74 00 et +33 (0)1 42 94 74 00 • Fax : +33 (0)1 42 94 74 00 • Web : www.photowatt.com

Annexe 3: Fiche technique de l'onduleur réseau



SUNNY HIGHPOWER PEAK1



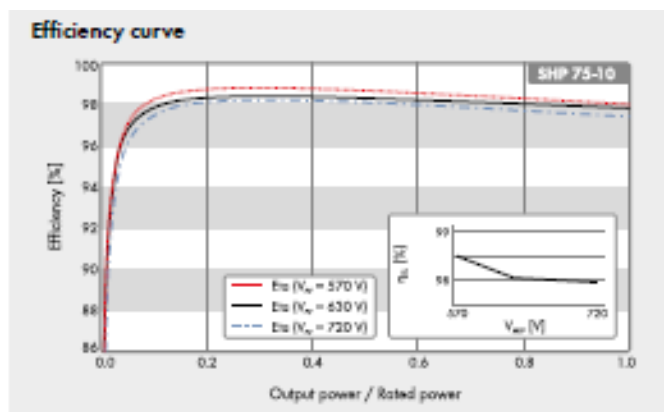
Efficient	Reliable	Flexible	Innovative
• Superior power density: 75 kW with only 77 kg of weight • Max. yield thanks to possible DC/AC ratio of 1.50%	• Superior PV system availability with 75 kW units • SMA Inverter Manager as central control unit	• DC input voltage of up to 1000 V • Flexible DC solutions with custom-specific PV array combiner boxes	• Cutting-edge system design • Innovative active cooling concept

SUNNY HIGHPOWER PEAK1

The Best of Two Worlds

The new Sunny Highpower PEAK1 is part of an innovative global system solution for commercial and industrial PV systems. This solution combines the advantages of a decentralized system layout with the benefits of centralized inverter designs in order to get the best of two worlds. High efficiency, flexible system design, easy installation, simple commissioning and low maintenance requirements contribute decisively to reducing the operating costs for the entire system.

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

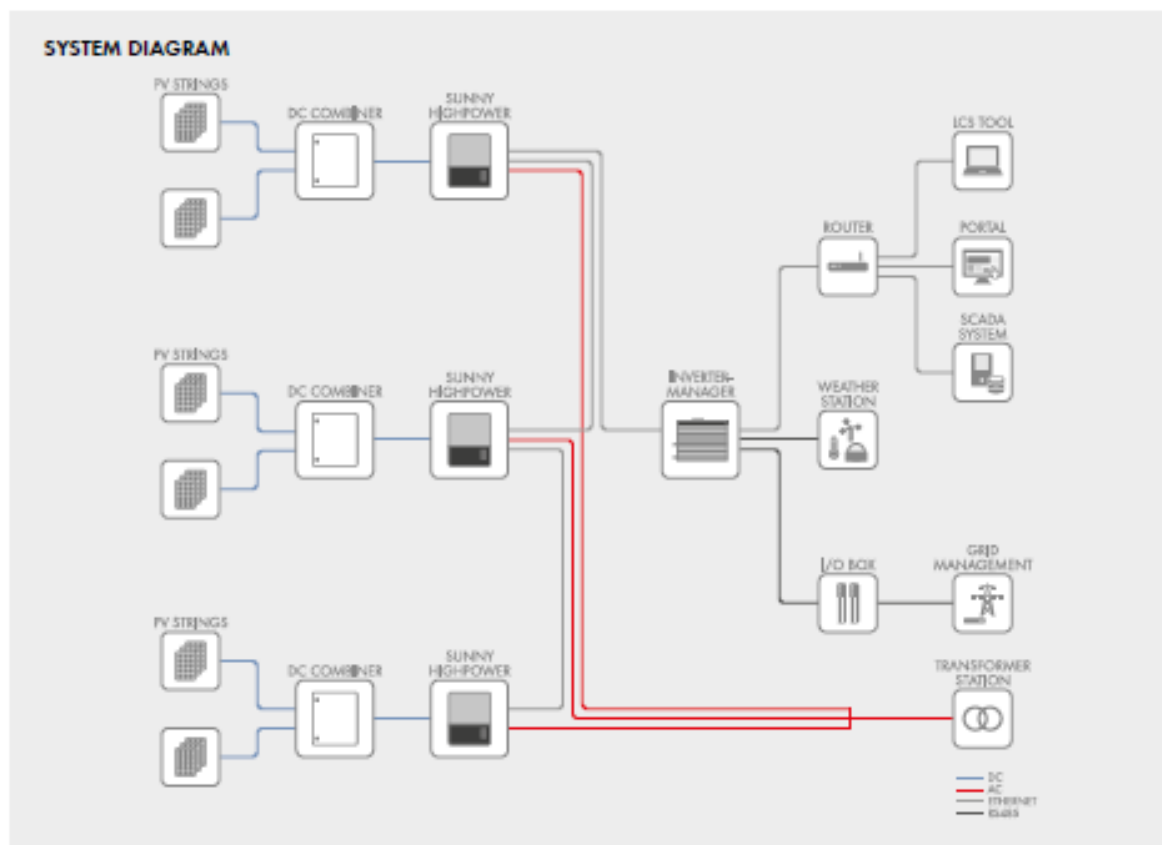


● Standard features ○ Optional – Not available
Data at nominal conditions
Last revision: October 2017

Technical Data	Sunny Highpower PEAK1
Input (DC)	
Max. generator power	112500 Wp
Rated power (DC)	76500 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (at 400 Vac / 480 Vac)	570 V to 800 V / 685 V to 800 V
Min. input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	56.5 V / 68.0 V
Start input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. input current / max. short circuit current	140 A / 210 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 1 (split up in external combiner box)
Rated DC input voltage (at 400 Vac / 480 Vac)	630 V / 710 V
Output (AC)	
Rated power at nominal voltage	75000 W
Max. apparent AC power	75000 VA
Max. reactive power	75000 var
Nominal AC voltage	3 / PE, 400 V to 480 V, $\pm 10\%$
AC voltage range	360 V to 530 V
AC power frequency/range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz
Rated power frequency/rated grid voltage	50 Hz / 400 V
Max. output current (at 400 Vac)	109 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited
THD	$\leq 1\%$
Feed-in phases/connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / Euro-eta	98.8% / 98.2%
Protective devices	
Inputs/disconnection point	●
Ground fault monitoring/grid monitoring	● / ●
Integrated DC surge arrester / AC surge arrester	Type II / type II + III [combined]
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Protection class (as per IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
General data	
Dimensions (W/H/D)	570 / 740 / 306 mm [22.4 / 29.1 / 12.0 inches]
Weight	77 kg (170 lb)
Operating temperature range	-25°C to +60°C [-13°F to +140°F]
Noise emission, typical	58 dB(A)
Self-consumption (at night)	< 3 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active
Degree of protection (according to IEC 60529 / UL 50E)	IP65 / NEMA 3R
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%
Features / function / accessories	
DC connection / AC connection	Screw terminal / screw terminal
Display	Graphical
Data interface	SunSpec Modbus TCP (via external SMA Inverter Manager)
Off-grid capable / PV-diesel capable	- / ●
Warranty: 5/10/15/20 years	● / ● / ● / ●
Planned Certificates and approvals	AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012**, CEI 0-16, DEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2-4, IEC 61737, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEF 17:2015 I, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, REA 2015, ELD661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TORDM**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4106**, VFR 2014
Type declaration	SHP 75-10

* Does not apply to all national appendices of EN 50438
 ** Restricted (Noise Manufacturer's Declaration)

SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Technical Data	SMA Inverter Manager
Voltage supply	
Input voltage	9 to 36 Vdc
Power consumption	< 20 W
General data	
Dimensions (W/H/D)	160 / 125 / 49 mm [6.3 / 4.9 / 1.9 inches]
Weight	940 g [2 lbs]
Maximum allowed number of inverters	42
Degree of protection	IP21
Mounting	DIN top-hat rails or wall mounting
Operating temperature range	-40 °C to +85 °C [-40 °F to +185 °F]
Relative humidity (non-condensing)	5 % to 95 %
Interfaces	
PC user interface	LCS tool
Sensor interface / protocol	RS485 / Modbus RTU for Sunspec Alliance compatible weather station
Interface to inverter	1 Ethernet port [RJ45]
Interface for external network / protocol	1 Ethernet port [RJ45] / Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interface to remote control	6 x DI via external SMA Digital I/O Box
Certificates and approvals (more available upon request)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 55022 Class A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC Part 15, Sub-part B Class A
SMA Inverter Manager type designation	IM-20
SMA Digital I/O Box type designation	IM-DIO-10

FLEXIBLE SYSTEM DESIGN

With Maximum Efficiency

The new SMA system solution consists of four components: highly efficient inverters, the flexible combiner boxes, the central SMA Inverter Manager and the LCS commissioning tool. It is precisely this systemized approach that makes the Sunny Highpower PEAK1 so unique and guarantees a high level of performance along with maximum flexibility in system planning and design.

Sunny Highpower PEAK1 inverters with impressive design

No other inverter weighing only 77 kg with an output of 75 kW offers this. With its compact design, the Sunny Highpower PEAK1 requires little space, reduces on-site preparation work, simplifies installation and lowers maintenance costs.

Innovative system management with the SMA Inverter Manager

The SMA Inverter Manager is the central communications component and sole interface for controlling the entire system. It handles all the important inverter and system management functions for up to 42 inverters in one system (up to 3.15 MW).

Based on Modbus TCP (SunSpec Alliance) Communication, it can be easily integrated into a larger communication system. Moreover, the SMA Inverter Manager provides grid management functions and exchanges data with the grid operator.

Easy commissioning with the LCS commissioning tool

The specially developed LCS tool (Local Commissioning and Service) makes commissioning easy, saves time and reduces costs. The inverter is configured by simply selecting the system-specific configuration files and then transmitting them to all inverters. Furthermore, by reading the status, current values and incidents at the inverter level can make troubleshooting and bug-fixing considerably easier.

External combiner box for flexible system design

The module strings are connected to the inverters using the external combiner boxes.* This allows the system to flexibly adapt to various regional standards and the generator configuration. This new design decisively contributes to reducing system costs.

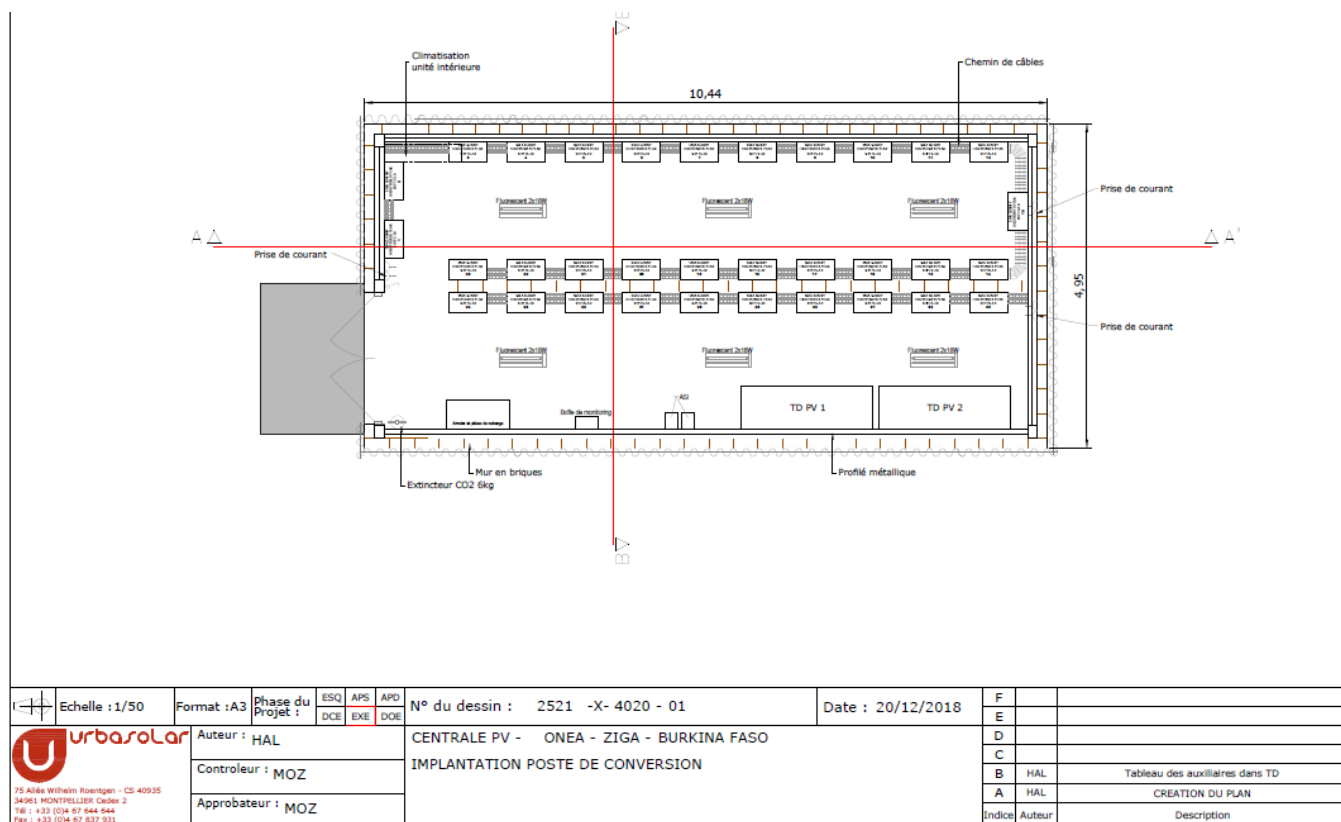
* Different configurations can be delivered upon request

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

SM-7753-100-01/2024-0001 Printed and PDF papers, respectively, and are thus described as well as indicated data is not subject to change, without notice of receipt, quantity, delivery, or any other related matter. All data are subject to change, without notice of receipt, quantity, delivery, or any other related matter. For general information, please visit www.sma-solar.com.

Annexe 5 : Fiche d'implantation des onduleurs réseau dans le local



Annexe 6 : Inverter Manager

SMA DATA MANAGER M





Rapide et facile

- Mise en service rapide et intuitive de tous les composants locaux et du Sunny Portal
- Intégration simple des systèmes E/S et des compteurs d'énergie

Évolutif et flexible

- Extension modulaire et évolutive pour répondre à de nouvelles exigences et à l'évolution des besoins du client grâce à des packs d'extension du logiciel.
- Accès au marché de l'énergie du futur, qui connaît une évolution rapide

Fiable et pratique

- Conforme aux exigences internationales relatives à l'intégration au réseau
- Fonctions d'analyse détaillées, système d'alerte et rapports

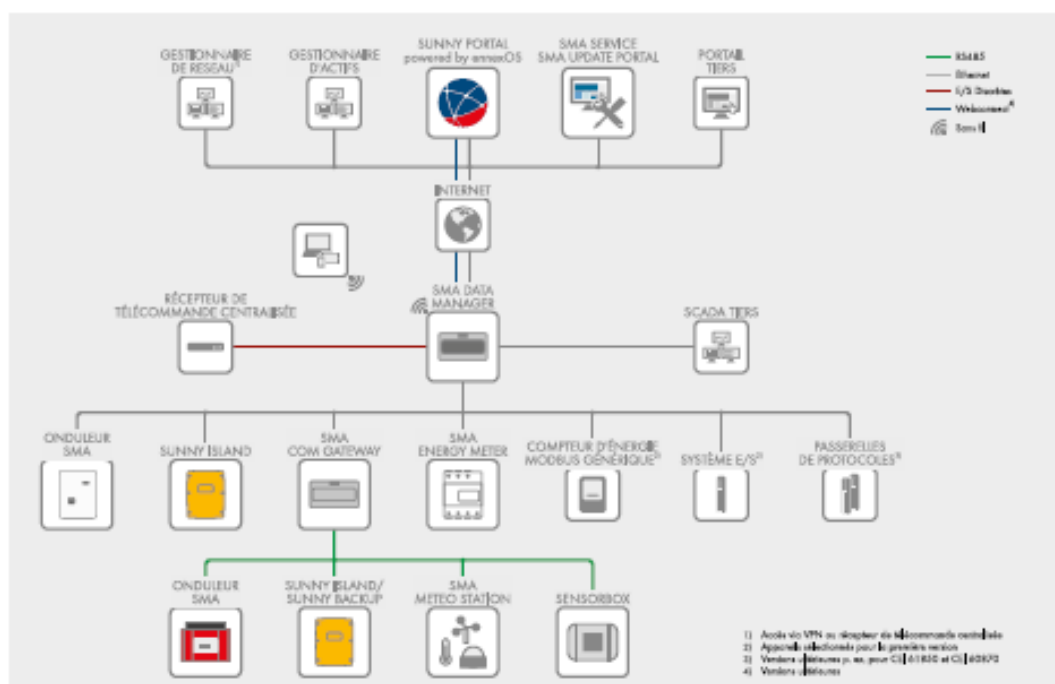
- Surveillance et paramétrage à distance pratiques et sécurisés de tous les composants connectés

SMA DATA MANAGER M

Surveillance et contrôle des installations photovoltaïques décentralisées

Associé au nouveau Sunny Portal basé sur ennexOS, le Data Manager M optimise la communication, la surveillance et le contrôle des installations photovoltaïques. Succédant au SMA Cluster Controller, le Data Manager M, avec sa nouvelle plateforme logicielle ennexOS basée sur « l'Internet des objets » pour la gestion de l'énergie, est évolutif et parfaitement équipé pour s'adapter aux nouveaux modèles commerciaux du futur marché de l'énergie. Grâce aux fonctions d'assistance intuitives pour le Data Manager M et l'onduleur, le temps nécessaire pour réaliser la mise en service sur site est considérablement réduit. Et avec la nouvelle plateforme ennexOS, il est possible de modifier les paramètres du système et de l'onduleur via Sunny Portal, évitant ainsi des déplacements sur site. Grâce à son interface utilisateur innovante et efficace basée sur ennexOS, le Data Manager M est une plateforme idéale et une interface système professionnelle pour les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires d'actifs, les techniciens de maintenance et les exploitants d'installations photovoltaïques.

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations



Caractéristiques techniques	SMA DATA MANAGER M
Communication	
Appareils compatibles	50 appareils max. : onduleurs, systèmes I/O et compteurs, Ethernet, 100 Mbit/s
Raccordements	
Alimentation en tension	Raccord à 2 broches, MINI COMBICON
Réseaux (LAN)	2 commutateurs RJ45, 10BaseT/100BaseT
USB	1 USB 2.0, type A
Alimentation en tension	
Alimentation en tension	Bloc d'alimentation externe (disponible comme accessoire)
Tension d'entrée	10 V à 30 V
Puissance consommée	4 W en général
Conditions ambiantes en service	
Environnement	Restreint à la classe 3K7 définie par la norme CIE 60721-3-3
Température ambiante	-20 °C à +60 °C
Plage admissible pour l'humidité relative (sans condensation)	5 % à 95 %
Altitude maximale de fonctionnement au-dessus du niveau moyen de la mer	0 m à 3 000 m [270 kPa]
Indice de protection selon CIE 60529	IP20
Caractéristiques générales	
Dimensions [L / H / P]	161,1 mm / 89,7 mm / 67,2 mm
Poids	220 g
Site d'installation	Intérieur
Type de montage	Montage sur rail DIN / montage mural
Affichage du statut	DEL pour statut du système et de la communication
Caractéristiques	
Garantie	2 ans
Certifications et homologations (autres sur demande)	www.SMA-France.com
Accessoires (en option)	
Bloc d'alimentation sur rail DIN	Entrée : 100 V à 240 V AC / 45 Hz à 65 Hz Sortie : 24 V DC / 2,5 A
Système E/S de Maxx Europe GmbH	ioLogik E1242 [4AI/4DI/4DIO], référence SMA : eiO-E1242
Système E/S de WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG	ioLogik E1260 [6RTD], référence SMA : eiO-E1260 SYSTÈME E/S WAGO 750 [8DI, 8DO, 4AI, 4AO, 2RTD], référence SMA : eiO-750Bundle
Date : mai 2018	
Désignation de type	EDMM-10

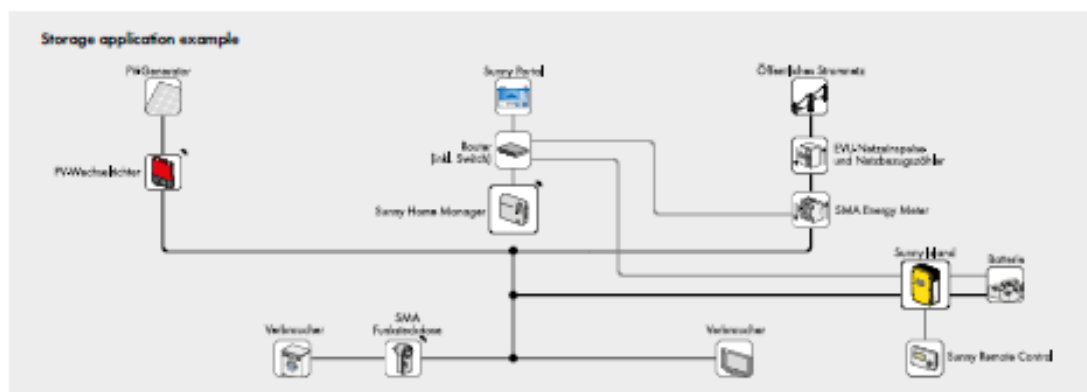
www.SMA-France.com
www.SMA-Benelux.com

SMA Solar Technology

SMA Solar Technology AG, Solar Technology Center, Am Sonnenberg 1, 42699 Solingen, Allemagne. SMA Solar Technology AG est une entreprise à capital entièrement détenu par ses actionnaires. SMA Solar Technology AG est une entreprise à capital entièrement détenu par ses actionnaires.

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

Annexe 7 : Configuration générale du champ PV

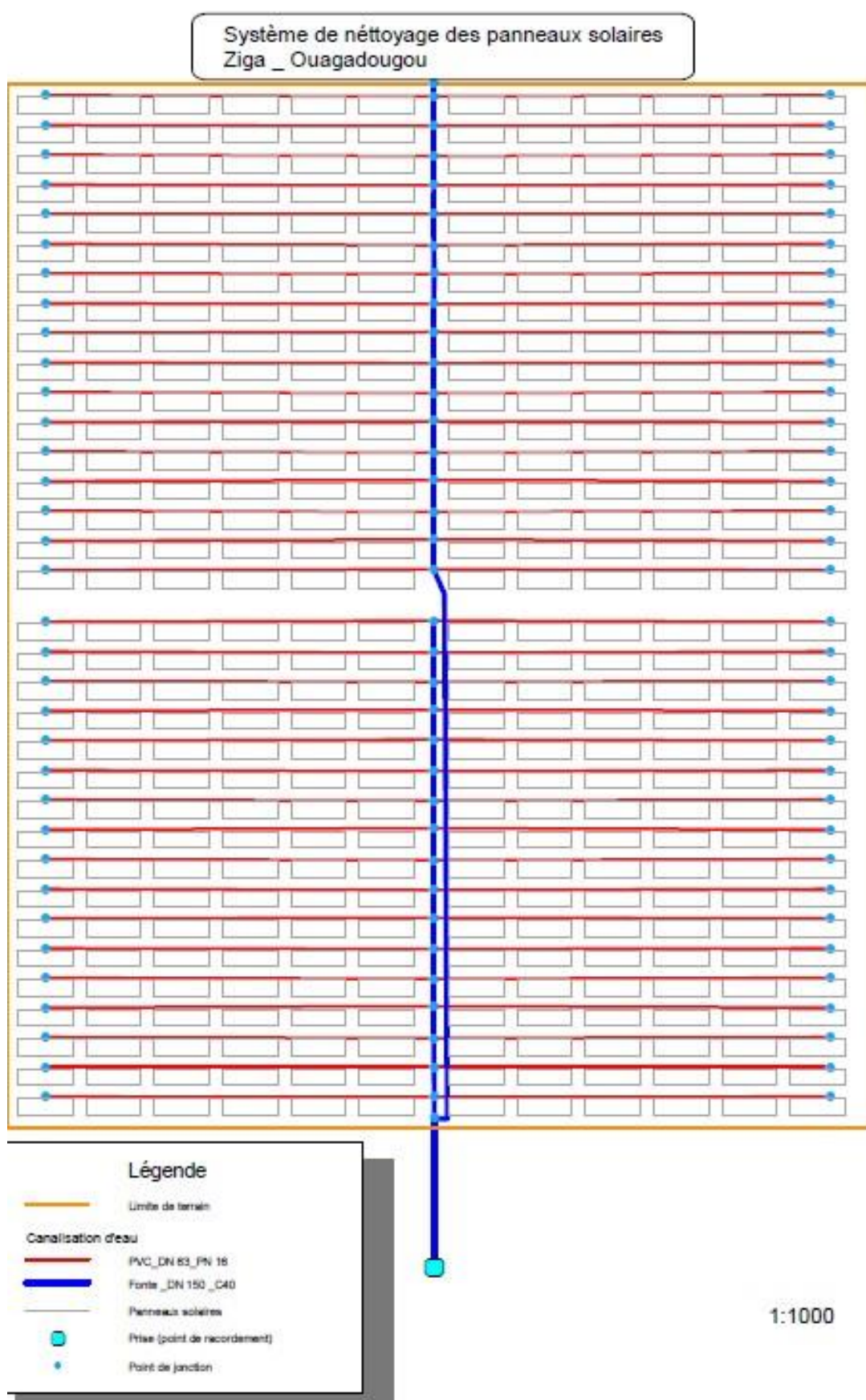
[illegible]

www.SMA.de

SMA Solar Technology

© 2015 WILEY-BLVD LLC. All rights reserved. This article is a U.S. Government work and, as such, is in the public domain in the United States of America.

Annexe 8: Implantation du réseau d'eau de nettoyage



Annexe 9: Simulation de la performance sur PVSYST



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
29/04/24 10:32
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet ZIGA

Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary				
Geographical Site Sogoden Burkina Faso	Situation		Project settings	
	Latitude	12.49 °N	Albedo	0.20
	Longitude	-1.10 °W		
	Altitude	276 m		
	Time zone	UTC		
Meteo data Sogoden Meteonorm 8.1 (2010-2021), Sat=100 % - Synthétique				

System summary			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth		15 / 0 °	
System information			
PV Array			
Nb. of modules	11256 units	Inverters	
Pnom total	2763 kWp	Nb. of units	33 units
		Pnom total	2475 kWac
		Pnom ratio	1.116

Results summary					
Produced Energy	4725064 kWh/year	Specific production	1710 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.54 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation date:
29/04/24 10:32
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet ZIGA
Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		No 3D scene defined	
Fixed plane			
Tilt/Azimuth	15 / 0 °	Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
Array #1 - Champ PV			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Photowatt	Manufacturer	SMA
Model	PW2450F / 245 Wc	Model	Sunny Highpower SHP75-10-PEAK1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	245 Wp	Unit Nom. Power	75.0 kWac
Number of PV modules	10152 units	Number of Inverters	30 units
Nominal (STC)	2487 kWp	Total power	2250 kWac
Modules	423 Strings x 24 in series	Operating voltage	570-800 V
At operating cond. (60°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.11
Pmpp	2229 kWp		
U mpp	648 V		
I mpp	3438 A		
Array #2 - Sous-champ #2			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Photowatt	Manufacturer	SMA
Model	PW2350F / 250 Wc	Model	Sunny Highpower SHP75-10-PEAK1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	250 Wp	Unit Nom. Power	75.0 kWac
Number of PV modules	1104 units	Number of Inverters	3 units
Nominal (STC)	276 kWp	Total power	225 kWac
Modules	46 Strings x 24 in series	Operating voltage	570-800 V
At operating cond. (60°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.23
Pmpp	247 kWp		
U mpp	642 V		
I mpp	384 A		
Total PV power		Total Inverter power	
Nominal (STC)	2763 kWp	Total power	2475 kWac
Total	11256 modules	Number of Inverters	33 units
Module area	18834 m²	Pnom ratio	1.12
Cell area	16033 m²		

Array losses			
Thermal Loss factor		Module mismatch losses	
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Uc (const)	20.0 W/m²K		
Uv (wind)	0.0 W/m²Km/s		
		Strings Mismatch loss	
		Loss Fraction	0.1 %



PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation date:
29/04/24 10:32
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet ZIGA

Variant: Nouvelle variante de simulation

Main results

System Production

Produced Energy

4725064 kWh/year

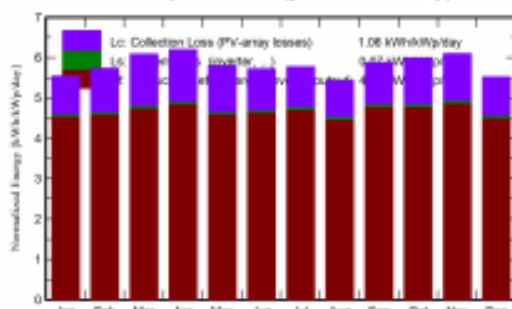
Specific production

1710 kWh/kWp/year

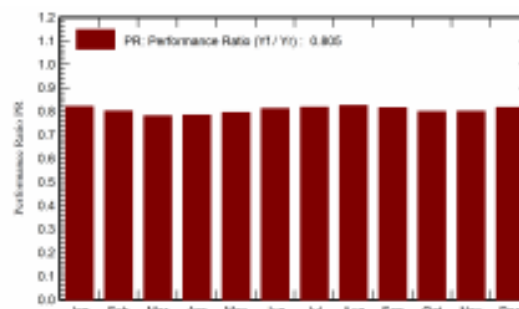
Performance Ratio PR

80.54 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	152.6	74.18	25.12	171.8	168.0	395719	390025	0.821
February	149.6	83.76	28.32	160.6	157.2	361012	355906	0.802
March	183.4	98.68	32.11	188.6	184.7	413276	407238	0.781
April	189.3	94.42	33.20	186.1	181.8	408844	403115	0.784
May	191.0	95.98	32.45	179.9	174.9	400572	395087	0.795
June	186.2	91.48	29.50	171.8	166.6	390764	385439	0.812
July	193.3	86.80	27.72	179.1	173.6	410468	404782	0.818
August	174.7	93.04	26.55	168.5	163.7	389522	384042	0.825
September	174.2	80.88	26.98	176.4	172.0	403431	397605	0.816
October	174.4	80.61	29.62	185.9	181.8	416507	410382	0.799
November	162.5	65.44	28.32	183.1	179.3	410767	404830	0.800
December	149.9	69.24	25.82	171.3	167.3	392337	386612	0.817
Year	2081.1	1014.50	28.81	2123.1	2070.9	4793219	4725064	0.805

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

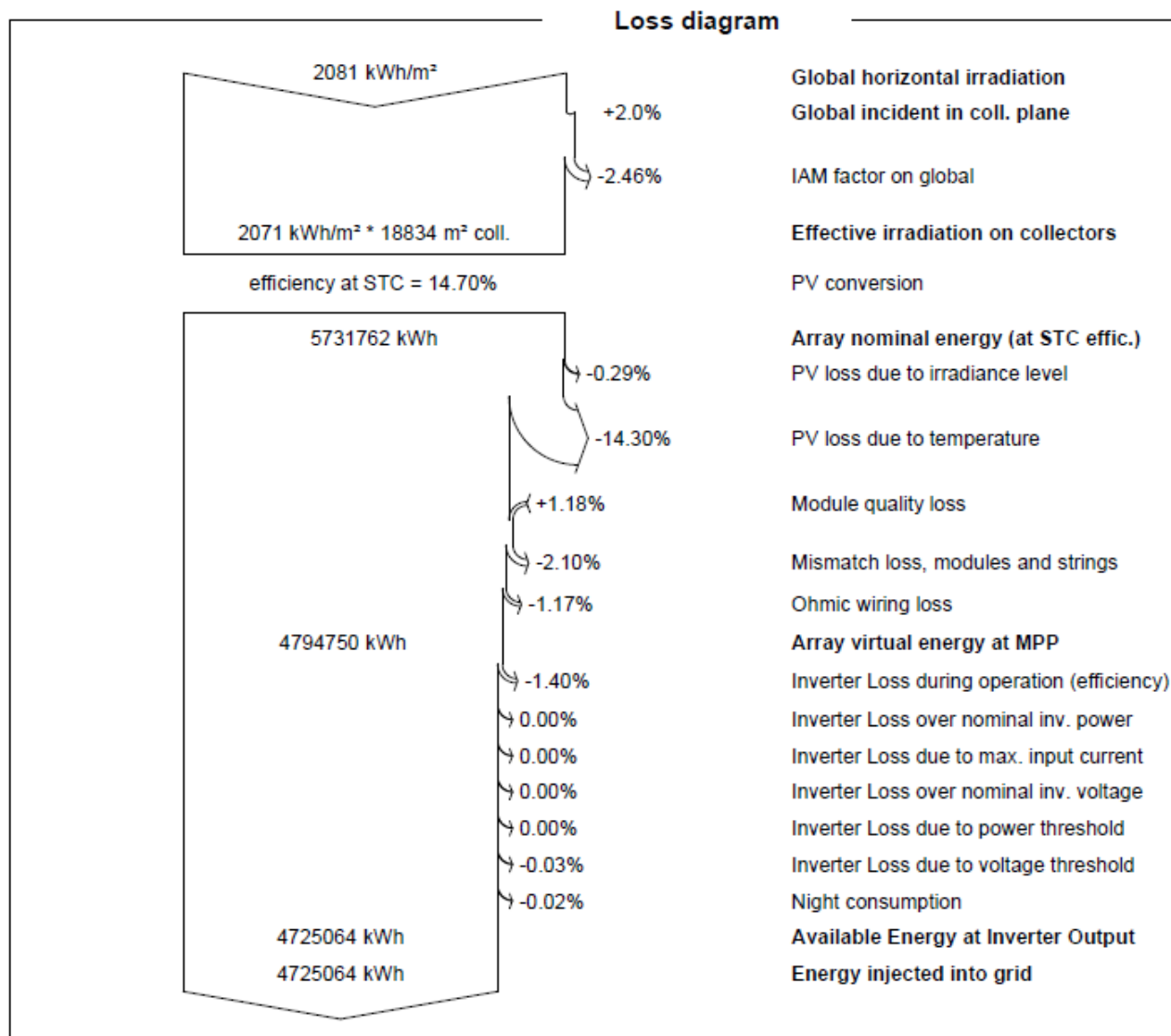
GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

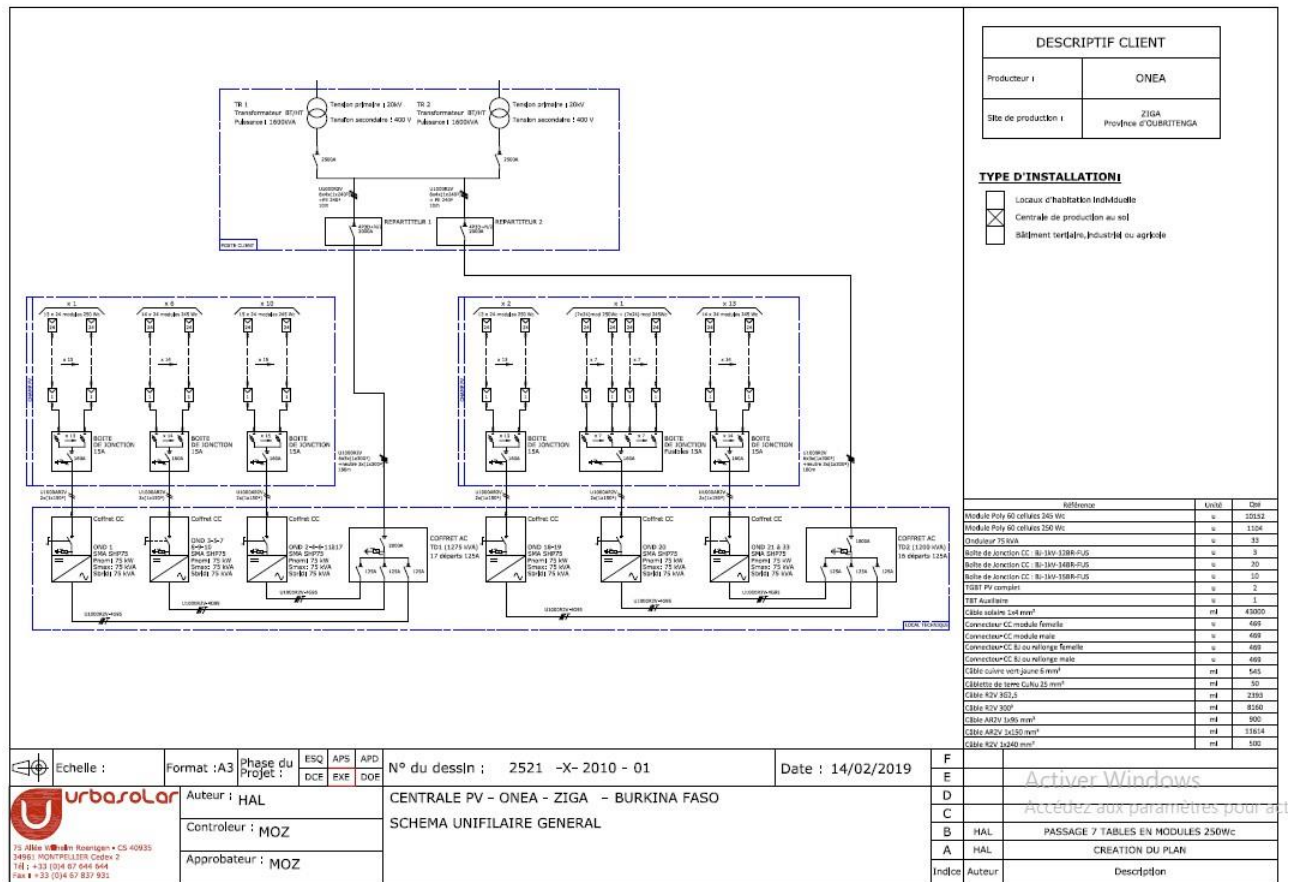
E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

Annexe 10 : Schéma unifilaire général pour les boîtes de jonctions et onduleurs

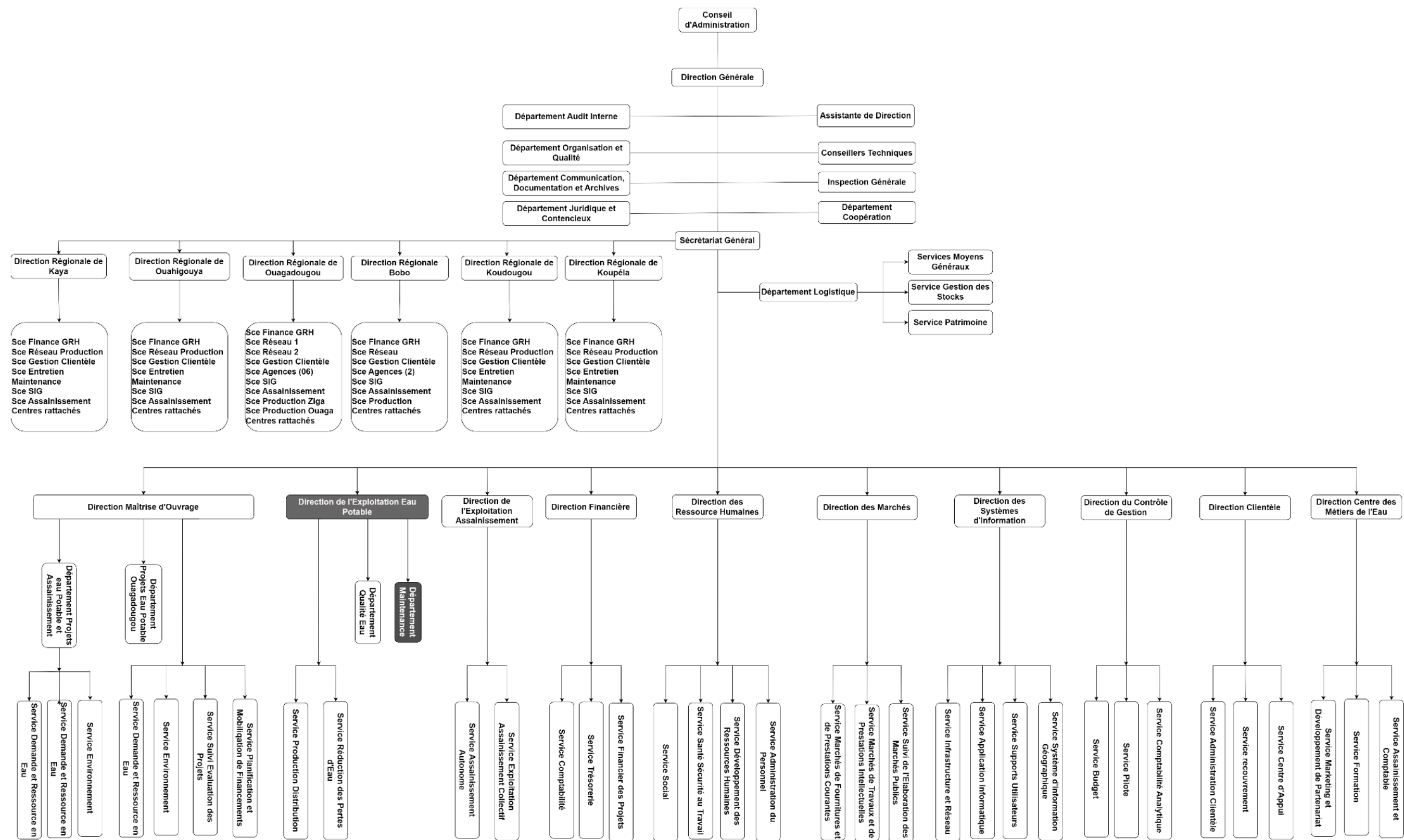


Annexe 11 : Note de calcul de la performance suivant la norme IEC 61724 pour l'année 2020 et 2021

Résultat de l'analyse selon la norme IEC 61724 pour l'année 2020																
Mois	Hi (kWh/m2)	Hi (kWh/m2/j)	Yr (kWh/m2/j)	Eac (kWh/mois)	Eac (kWh/jour)	Rendement	Edc (kWh/jour)	PnomSTC	Yf (kWh/kWc)	PR	Ya	Lc	Ls	rendement du champ	Rendement du système	CF
Janvier	152,6	4,922580645	4,922580645	285580,256	9212,266323	0,988	9324,156197	2762	3,335360725	0,67756345	3,37587118	1,54670947	0,04051045	10,13923066	9,93644605	
Février	149,6	5,342857143	5,342857143	297646,212	10630,22186	0,988	10759,33386	2762	3,848740716	0,72035254	3,89548655	1,44737059	0,04674584	10,77953742	10,56394667	
Mars	183,4	5,916129032	5,916129032	290739,888	9378,706065	0,988	9492,617474	2762	3,395621312	0,57395998	3,43686368	2,47926536	0,04124236	8,588882189	8,417104545	
Avril	189,3	6,31	6,31	297094,454	9903,148467	0,988	10023,42962	2762	3,585499083	0,56822489	3,62904765	2,68095235	0,04354857	8,503060888	8,332999671	
Mai	191	6,161290323	6,161290323	325010,073	10484,1959	0,988	10611,53432	2762	3,795871073	0,61608379	3,84197477	2,31931555	0,0461037	9,219233447	9,034848778	
Juin	186,2	6,206666667	6,206666667	306915,653	10230,52177	0,988	10354,77912	2762	3,704026708	0,59678196	3,74901489	2,45765178	0,04498818	8,930396058	8,751788137	
Juillet	193,3	6,235483871	6,235483871	314474,069	10144,32481	0,988	10267,53523	2762	3,67281854	0,58901901	3,71742767	2,5180562	0,04460913	8,814229298	8,637944712	
Aout	174,7	5,635483871	5,635483871	260309,293	8397,073968	0,988	8499,06272	2762	3,04021505	0,5394772	3,07714074	2,55834313	0,03692569	8,072873103	7,911415641	
Septembre	174,2	5,806666667	5,806666667	240125,076	8004,1692	0,988	8101,38583	2762	2,897961332	0,49907486	2,93315924	2,87350742	0,03519791	7,468282249	7,318916604	
Octobre	174,4	5,625806452	5,625806452	272944,72	8804,668387	0,988	8911,607679	2762	3,187787251	0,5666365	3,22650531	2,39930114	0,03871806	8,479291685	8,309705851	
Novembre	162,5	5,416666667	5,416666667	354948,334	11831,61113	0,988	11975,31491	2762	4,283711489	0,79083904	4,33574037	1,08092629	0,05202888	11,83431527	11,59762897	
Décembre	149,9	4,835483871	4,835483871	315340,472	10172,27329	0,988	10295,82317	2762	3,682937469	0,76164818	3,7276695	1,10781437	0,04473203	11,39749574	11,16954583	
moyenne annuelle	173,425	5,701259601	5,701259601	296760,7083	9766,09843	0,988	9884,715011	2762	3,535879229	0,62497178	3,57882513	2,12243447	0,0429459	9,27098875	9,085568975	
Facteur de Charge annuel				3561128,5				2762								14,718375

Résultat de l'analyse selon la norme IEC 61724 pour l'année 2020																
Mois	kWh/m2/mc	Hi (kWh/m2/j)	Yr (kWh/m2/j)	Eac (kWh/mois)	Eac (kWh/jour)	Rendement	Edc (kWh/jour)	PnomSTC	Yf (kWh/kWc)	PR	Ya	Lc	Ls	rendement du champ	Rendement du système	CF
Janvier	152,6	4,922580645	4,922580645	190320,666	6139,376323	0,988	6213,943646	2762	2,222800986	0,45155197	2,24979857	2,67278208	0,02699758	0,067024241	0,06621995	
Février	149,6	5,342857143	5,342857143	269072,499	9609,732107	0,988	9726,449501	2762	3,479265788	0,65119948	3,52152408	1,82133307	0,04225829	0,09665809	0,095498193	
Mars	183,4	5,916129032	5,916129032	270803,482	8735,596194	0,988	8841,696552	2762	3,162779216	0,53460281	3,20119354	2,71493549	0,03841432	0,079351548	0,078399329	
Avril	189,3	6,31	6,31	202929,911	6764,330367	0,988	6846,488225	2762	2,449069648	0,38812514	2,47881543	3,83118457	0,02974579	0,057609743	0,056918426	
Mai	191	6,161290323	6,161290323	258493,437	8338,497968	0,988	8439,775271	2762	3,019007229	0,48999594	3,05567533	3,10561499	0,0366681	0,072730512	0,071857746	
Juin	186,2	6,206666667	6,206666667	276701,918	9223,397267	0,988	9335,422335	2762	3,339390755	0,53803288	3,37995016	2,82671651	0,0405594	0,079860676	0,078902348	
Juillet	193,3	6,235483871	6,235483871	234892,548	7577,178968	0,988	7669,209482	2762	2,743366752	0,43996052	2,776687	3,45879688	0,03332024	0,065303713	0,064520068	
Aout	174,7	5,635483871	5,635483871	195411,37	6303,592581	0,988	6380,154434	2762	2,282256546	0,4049797	2,30997626	3,32550761	0,02771972	0,060111479	0,059390141	
Septembre	174,2	5,806666667	5,806666667	218399,262	7279,9754	0,988	7368,396154	2762	2,635762274	0,45392002	2,66777558	3,13889109	0,03201331	0,067375733	0,066567225	
Octobre	174,4	5,625806452	5,625806452	214428,252	6917,040387	0,988	7001,053023	2762	2,5043593	0,44515561	2,53477662	3,09102983	0,03041732	0,066074824	0,065281926	
Novembre	162,5	5,416666667	5,416666667	211186,311	7039,5437	0,988	7125,044231	2762	2,548712419	0,47053152	2,57966844	2,83699823	0,03095602	0,069841392	0,069003296	
Décembre	149,9	4,835483871	4,835483871	30499,374	983,8507742	0,988	995,8003787	2762	0,356209549	0,07366575	0,36053598	4,47494789	0,00432643	0,01093427	0,010803058	
moyenne annuelle	173,425	5,701259601	5,701259601	214428,2525	7076,009336	0,988	7161,952769	2762	2,561915038	0,44514345	2,59303142	3,10822819	0,03111638	0,066698808	0,065898422	
Facteur de Charge Annuel				2573139,03				2762								10,6349505

Annexe 12 : Organigramme de l'ONEA



Annexe 13 : Plans d'action

Codes d'erreurs	Désignations du code d'erreurs	Type de solution	Actions à mener	Mise en œuvre de la solution
# 1 - 6 # 10 - 15	Tension du réseau trop basse Tension du réseau trop élevée	REDUCTION DE LA FREQUENCE DE DECROCHAGE DES ONDULEURS	La réadaptions des paramètres de configuration du code réseau de l'onduleur	-Demander la vérification des paramètres d'injection de l'onduleur dans le code réseau ou si possible réajuster la plage des tensions entre 380 V à 420 V.
# 16 - 18	L'onduleur a détecté un pic de tension sur le réseau			-Installer 2 stabilisateurs de tension statique de type IMP-3P1600 kVA de chez EDIT ELECTRONIC si le défaut est assez fréquent. Vérifier l'état des parafoudres pour les défauts de surtension d'origine atmosphérique. La plus grande tension au cours de notre analyse est de 416,32 V et minimale de 391,8 V [IV].
# 28 - 30 # 48 ; # 51	Modification de la fréquence dépassée Fréquence de réseau trop basse ou trop haute			-La fiche technique de l'onduleur donne une fréquence de 50 Hz (+/- 10 %) et les plages relevées lors de la mesure donne au max 50,47 Hz et min 49,9 Hz cependant avec la mise en place du stabilisateur de tension statique cela améliorera par la même occasion la fréquence.
# 61 # 62 # 70	Panne du réseau, Phase ouverte détectée Panne du réseau Fail safe			-Décharger le réseau en arrêtant certains équipements et redémarrer les onduleurs réseau car ce défaut est dû à la surcharge du réseau. -Redémarrer l'onduleur réseau en question
# 115 ; # 260	ISO PV trop basse : la résistance entre les strings PV et la terre est trop faible pour la mise en service de l'onduleur. L'onduleur procède automatiquement à une nouvelle mesure après 10 mn		La réduction des défauts d'isolement	-Vérifier que les câblages des modules n'ont pas été endommagé par les rongeurs et n'est pas entré en contact avec le support métallique. - Vérifiez s'il y a un défaut à la terre au niveau de l'installation photovoltaïque en mesurant la tension. -Si la mesure de la tension n'a pas été fructueuse, vérifiez s'il y a un défaut à la terre en mesurant la résistance d'isolement. -Procéder à une mesure des résistances de terre à l'aide d'un Mégohmmètre a des périodes définies durant un an afin de situer les plages moyenne de la résistance de terre tout au long du champs et proposer un réajustement si différent de la configuration d'origine.
# 201 – 208	La température interne de l'onduleur est trop élevée		Automatiser le redémarrage des climatiseurs après délestage	-Mettre l'alimentation de la télécommande RCW11 du climatiseur sur le circuit de l'ASI et reconfigurer la programmation hebdomadaire pour les 4 climatiseurs de marque AIRWELL qui fonctionnent 2 à 2 de type DDMX 050N-175N.
		Amélioration de la maintenance	Amélioration de la maintenance préventive et curative	-Renforcer les visites périodiques, les nettoyages et le désherbage. -Disposer d'un stock minimal de pièces de rechange vitale (Inverter manager, onduleur, etc.) -Former le personnel pour la relève
		Amélioration de la télégestion	Installation d'une télégestion locale	-effectuer une étude plus appropriée avec un cahier bien définie de besoins pour la réalisation d'une télégestion répondant aux normes et au besoin de la centrale solaire.
			Installer l'ASI	-La consommation électrique approximative totale des systèmes de monitoring sera de 1460 W et l'ASI aura une autonomie minimale de 30 minutes. -Nous proposons l'ASI SLC-2000 TWIN PRO de chez Salicru. (Fiche technique en annexe)
		L'intégration du groupe électrogène comme réseau secondaire d'injection	Injection limitée du solaire	-Déconnecter une partie de l'injection solaire (onduleurs réseau) pour n'injecter que 200 kVA équivalent à la charge dynamique que peut supporter le groupe électrogène pendant un heures et ce chaque 12 heures. -une injection totale du solaire pourrait se faire mais prévoir un back up pour protéger le groupe électrogène en cas d'intermittence du solaire.

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

Annexe 14 : Données météo fournis par le logiciel PVSYST sur la base Meteonorm 8.1 (2010-2021)

Time Zone	0 GMT				
Albedo	0.20				
Values	GlobH	DiffH	Wind Vel	2020	2021
Month	kWh/m ²	kWh/m ²	m/s	°C	°C
January	152.6	74.2	2.89	27	29
February	149.6	83.8	3.00	29	30
March	183.4	98.7	2.70	34	34
April	189.3	94.4	2.99	36	35
May	191.0	96.0	3.40	36	36
June	186.2	91.5	3.40	33	33
July	193.3	86.8	2.79	30	29
August	174.7	93.0	2.40	27	27
September	174.2	80.9	2.20	29	29
October	174.4	80.6	2.20	32	33
November	162.5	65.4	2.10	30	33
December	149.9	69.2	2.70	30	30
Year	2081.1	1014.5	2.73	31,08	31,5

Annexe 15 : Liste des défaillances enregistrer par la centrale solaire de 2021 à nos jours

Informations relevées dans le registre du site relatif aux différentes pannes recensées sur la période de 01/01/2021 à 13/03/2024 de la centrale solaire

Date	Situations
15/12/2019	Mise en de la centrale
04/03/2021	Onduleur N°14 en panne
01/03/2021	Début de nettoyage des panneaux solaire
11/03/2021	Fin de nettoyage des panneaux solaire
05/05/2021	Onduleur N°12 et N° 13 en défaut et après intervention le N°13 remit en service et N°12 en défaut
26/05/2021	Isolement de l'onduleur N°18 (BJ 18 endommagé)
27/05/2021	Déconnexion et démontage de la table endommagé. Onduleur N°12 et 18 non fonctionnel
08/06/2021	Onduleurs N°25, N°28, N°6, N°22 en arrêt
02/09/2021	Remplacement des câbles des onduleurs en défaut (N°12, N°18)
24/09/2021	Constat de défaut d'isolement sur les onduleurs N° 10,11,22,6
12/10/2021	Changement du boitier d'alimentation et remise en service
18/10/2021	Onduleur N°18 décroché
21/10/2021	Onduleurs N°6,11,14,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33 ont tous décrochés court-circuit crée par un animal
23/11/2021	Intervention et remise en service des onduleurs décrochés28/12/2021
28/12/2021	Onduleur 1 en panne
31/12/2021	Onduleur 1 en panne
05/01/2022	Début de nettoyage des modules
11/01/2022	Fin de nettoyage des modules
12/01/2022	Changement de l'onduleur 1
01/03/2022	Changement des câbles (phase et neutre) des BJ 12 et 11
25/04/2022	Arrêt des onduleurs 18 à 33 pour panne
04/05/2022	Remise en service des onduleurs 18 à 33
10/06/2022	Onduleur 4,6,17 et 22 en panne (présence de tension sur le conducteur de terre)
10/08/2022	Remplacement des câbles des BJ 6,11,14 et 22 pour défaut d'isolement
04/07/2022 au 05/09/22 panne générale due à l'Inverter manager	Remplacement de l'inventer manager et remise en service de la centrale
13/09/2022	Réparation des strings des BJ 2,6,17,8,10,11 pour défaut d'isolement Remplacement de l'onduleur 17 Remise en service des onduleurs 13,10 et 22 précédemment a l'arrêt pour défaut
03/10/2022	Mise en service de l'onduleur 17
13/12/2022	Arrêt de la centrale pour défaut sur la tension ondulé
19/12/2022	Intervention sur le transformateur Sonabel et remise en service de la centrale solaire
24/05/23	Onduleur 3 en panne (défaut PV résistance)
12/07/2023	Onduleurs 3,24,25 en arrêt pour défaut PV résistance
28/08/2023	Inverter manager en panne et arrêt du système

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

31/07/2023 au 09/10/2023 panne générale due a l'Inverter manager	Remplacement de l'Inverter manager et remise en service de la centrale solaire Onduleurs 3,5,7,9,12,24 et 25 en panne (défaut PV résistance)
26/10/2023	Reprise en fonctionnement de l'onduleur 24 (3,5,7,9,12 et 25 toujours en panne)
30/12/2023	Remise en service des onduleurs en panne sauf le 17 (attente de configuration après remplacement de son écran de lecture)
10/01/2024	Remise en service de l'onduleur 17 après configuration
16/02/2024	Mise en ligne de la centrale (Sunny Portal)

Remarques :

Les onduleurs totalisent chacun a son sein l'énergie injecté depuis sa mise en service.

Il existe également dans le circuit deux disjoncteurs compteurs totalisant toute l'énergie reçu de la centrale depuis sa mise en service à la date du 15/12/2019.

Nous avons relevé à cet effet sur chaque onduleur la quantité totale d'énergie injecté depuis sa mise en service et comparé avec l'énergie totalisé par les deux disjoncteurs compteurs sur les quels sont raccordés tous les onduleurs injectant au réseau.

Nous constatons des écarts entre l'énergie totale calculée sur les onduleurs et celle relevée sur les disjoncteurs due aux remplacements de certains onduleurs défectueux dont les dates sont mentionnées ci-dessus et d'autres non répertorié.

Ce remplacement a occasionné la perte d'information importante telle que la quantité d'énergie totale injecté par l'onduleur avant son remplacement.

Par ailleurs nous avons remarqué que la centrale n'a jamais fonctionné à son potentiel optimal au regard de l'énergie quelle devrait produire ensuite il existe un retard dans la réactivité de remise en service lors des pannes par l'entreprise exécutoire et afin un retard dans l'acquisition de certaines pièces de rechange telle que l'Inverter manager et les onduleurs. Toutes ces difficultés occasionnent une perte de production dans le temps.

Production totale délivrée par la plateforme en ligne : 7516558.27 kWh

Production totale injectée et comptabilisé par les deux disjoncteurs compteurs entré jeu de bar : 11273565 kWh

Ecart de la production due au changement des onduleurs défectueux : 1508902.2 kWh

Il n'existe pas de donnés sur la production énergétique de juillet 2022 a février 2024 soit 20 mois.

La centrale a marqué un arrêt d'environ quatre mois sans production entre mi 2022 et 2023 due aux pannes de l'Inverter manager au date mentionnées ci-dessus.

La production de juillet 2022 a février 2024 (hormis les périodes de panne de l'Inverter manager) équivaut à : 2248103.93 kWh

Annexe 16 : Tableau des formules utilisées

Production énergétique annuelle de la centrale photovoltaïque en kWh par calcul	$E_{AC} = 365 \times H \times P_c \times R_p$ E_{AC} : Energie annuelle produite par l'installation (kWh) R_p : Ratio de performance (%) H : Irradiation solaire en moyenne par jour sur le plan incliné (kWh/m²/jour) P_c : Puissance crête de l'installation (kWc) Avec $R_p = P_{mod}/V_{oc} \times I_{sc}$ P_{mod} : Puissance maximale du module PV V_{oc} : Tension à vide du module PV dans les conditions STC I_{sc} : Courant de court-circuit du module PV dans les conditions STC
Le coût du kWh d'énergie solaire produit estimée	$C_{kwh} = \frac{\text{Coût d'investissement}}{E_{AC} \times \text{Durée de vie du projet}}$
Le coût d'investissement initial Il comprend : le coût d'achat des équipements (modules PV, onduleurs, etc.) ; les coûts des prestations diverses (coût de transport, de stockage, assurance, des équipements jusqu'au site d'installation, pose et main-d'œuvre).	$I_{init} = C_{GPV} + C_{OND} + C_{ACC} + C_{PRES}$ C_{GPV} : Coût du générateur PV ; C_{OND} : Coût de l'onduleur ; C_{ACC} : coût des accessoires ; C_{PRES} : coût des prestations (transport du matériel, assurance, pose et main d'œuvre)
Les coûts d'exploitation annuelle Il intègre le coût de supervision de la centrale, lecture des compteurs, inspection des installations...)	$C_{EO} = 12 \times t \sum N_p \times C_{MOE/mois}$ C_{EO} : coût d'exploitation annuelle ; t : durée de vie du projet ; N_p : nombre de personnel ; $C_{MOE/mois}$: coût de la main d'œuvre mensuel du personnel.
Le coût de maintenance et d'entretien Le coût de nettoyage des modules PV, le coût d'entretien de l'environnement du champ PV et du local technique (désherbage/défrichage, resserrage des points de fixation, etc.)	$C_{ME} = I_{init} \times f_e$ C_{ME} : coût de maintenance et d'entretien ; f_e : facteur de l'entretien
Le coût de remplacement des équipements Il représente le coût de remplacement des équipements sur leur durée de vie ou d'utilisation.	Hypothèse : même technologie utilisée pour le remplacement des équipements $C_R = \sum_{i=1}^{n_{\text{équipement}}} C_{in_equip_n} \times N_r$

	Nr : Nombre de remplace de l'équipement ; C_{in_équip} : Coût d'investissement initial de l'équipement.
La valeur résiduelle/coût d'amortissement en fin de projet	$V_{r,f} = I_{init} \times \frac{D_{v_equip_f}}{D_{v_equip_r}}$ D_{v_équip_r} : durée de vie réel de l'équipement ; D_{v_équip_f} : durée de vie de l'équipement en fin de projet
Les facteurs d'actualisation/capitalisation	$i_r = \frac{1+i}{1+e} - 1 ; i'_r = \frac{(1+i)^{d_j}}{(1+e)^{d_j-1}} ; US_f(i_r, n) = \frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r \times (1+i_r)^n}$ $US_f(i'_r, n) = \frac{(1+i'_r)^n - 1}{i'_r \times (1+i'_r)^n} ; PWD_f = \left(\frac{1+e}{1+i}\right)^n$ i : taux d'intérêt nominal ; e : taux d'inflation ; US_f(i_r, n) : taux d'actualisation sur les coûts d'exploitation et de maintenance ; i_r : taux d'actualisation réel ; i'_r : taux d'actualisation ajusté ; n : la durée du projet donné en année ; US_f(i'_r, n) : taux d'actualisation sur le coût de remplacement des équipements ; PWD_f : facteur d'actualisation sur la valeur résiduelle.
Le coût du cycle de vie ou life cycle Cost (LCC)	$LCC = I_{init} + [US_f(i_r, n) \times (C_{EO} + C_{ME})] + [US_f(i'_r, n) \times C_R - PWD_f \times V_{r,f}]$
Le LCOE (Levelized Cost of Energy ou coût moyen actualisé d'énergie électrique) en devise/kWh.	Le calcul du LCOE doit tenir compte de : le type de technologie ; le coût d'investissement ; le coût d'exploitation annuel ; le coût de remplacement de certains équipements ; le coût de démantèlement ; la production énergétique. LCOE = $\frac{\text{coût total de cycle de vie du projet}}{\text{l'énergie totale générée par l'installation au cours de la durée du p}}$ $LCOE = \frac{LCC}{E_{AC} \times US_f}$
Le temps de retour sur investissement (TRI)	$TRI = \frac{\text{Coût global d'investissement}}{\text{Gain annuel global}} = \frac{I_{init}}{RA} \text{ Avec } RA = (E_{t,el} \times LCOE) - C_{EO/an}$ RA : recette annuelle ou gain annuel de la centrale
Rentabilité du projet : La valeur Actuelle Nette (VAN)	$VAN = US_f(i_r, n) \times RA - LCC = \frac{CSF_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{CSF_n}{(1+i)^n}$ CSF : Cash-flow ou flux annuel de trésorerie regroupant à la fois (la différence) les recettes et les dépenses annuelles liées à l'exploitation d'une centrale solaire durant sa durée de vie.

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations

Annexe 17 : Fiche Technique des climatiseurs AirWell

DDMX										
DONNÉES TECHNIQUES										
UNITÉ INTERIEURE		DDMX-022H-09H2S	DDMX-035H-09H2S	DDMX-050H-09H2S	DDMX-070H-09H2S	DDMX-090H-09H2S	DDMX-100H-09H2S	DDMX-100H-09H2S	DDMX-140H-09H2S*	DDMX-175H-09H2S*
Code		7SP033069	7SP033070	7SP033071	7SP033072	7SP033076	7SP033073	7SP033073	7SP033074	7SP033075
Phase		Monophasé	Monophasé	Monophasé	Monophasé	Monophasé	Monophasé	Triphasé	Triphasé	Triphasé
REFROIDISSEMENT										
Puissance nominale (min./max.)		kW	2,05 (0,31-2,33)	3,52 (0,53-3,98)	5,28 (2,55-5,86)	7,03 (3,28-8,36)	8,79 (2,23-9,85)	10,55 (2,75-11,14)	10,55 (2,73-11,78)	15,24 (3,52-15,53)
Pdesignhc		kW	3,50	5,40	7,70	8,8	10,50	10,60	14,00	15,30
Puissance absorbée nominale/ EER		kW	1,06/3,30	1,53/3,52	2,25/3,5	2,50/3,52	4,04/2,62	3,93/2,70	4,80/2,93	5,25/2,90
SEER/Classe énergétique			6,3A++	6,5A++	6,2A++	6,5A++	6,2A++	6,1A++	6,3A++	6,1A++
Limites de fonctionnement		°C				-15°-50°C	Bulbe sec			
CHAUFFAGE										
Puissance nominale (min./max.)		kW	2,34 (0,62-2,70)	3,98 (1,00-4,33)	5,57 (2,20-6,19)	7,62 (2,88-8,44)	9,38 (2,70-10,02)	11,72 (2,78-12,78)	11,72 (2,78-12,84)	16,12 (4,18-16,77)
Pdesignhc (climat tempéré)		kW	2,70	4,30	5,40	8	8,40	8,80	8,80	12,50
Pdesignhc (climat chaud)		kW	3,40	5,20	6,00	8,20	9,80	10,00	11,50	12,80
Puissance absorbée nominale/ COP		kW	1,15/3,66	1,49/3,75	1,73/4,10	2,25/4,17	3,23/3,71	3,23/3,71	4,50/3,58	5,15/3,52
SCOP/Classe énergétique (climat tempéré)				4,0A+	4,0A+	4,0A+	4,0A+	4,0A+	4,0A+	4,0A+
SCOP/Classe énergétique (climat chaud)				5,1A+++	5,1A+++	5,1A+++	5,1A+++	5,1A+++	5,1A+++	5,1A+++
Limites de fonctionnement		°C				-15°-24°C	Bulbe sec			
Puissance à -7°C		kW	2,98	4,45	6,13	6,46	9,71	9,38	12,89	13,27
Puissance à -10°C		kW	2,85	4,25	5,85	6,16	8,69	8,76	12,31	12,67
Puissance à -15°C		kW	2,67	3,98	5,48	5,77	8,14	8,21	11,53	11,86
UNITÉ INTERIEURE										
Pression acoustique à 1 m (Pw/MV/CV)		dB(A)	23,07/34,40	23,29/30,54	23,09/30,34	27,37/42,40	40,54/51,48/50,5	42,46/48,49	42,46/48,49	47,40/52
Puissance acoustique		dB(A)	58	58	58	62	63	61	61	66
Débit d'air (Pw/MV/CV)		m³/h	230/340/500	300/480/600	515,2/706/911	825/1035/1029	1500/1800/2100	1500/1800/2100	1590/1800/2100	1690/2040/2400
Pression statique externe (standard max.)		Pa	25/0-40	25/0-40	25/0-100	25/0-160	37/0-160	37/0-160	37/0-160	50/0-160
Déshumidification		l/h	0,70	1,20	1,80	2,40	3,00	3,60	4,80	5,50
Dimensions de l'unité (LxHxP)		mm	750x200x506	700x200x506	880x210x574	1100x248x774	1360x248x774	1360x248x774	1200x330x874	1200x330x874
Dimensions de l'emballage (LxHxP)		mm	860x285x540	860x285x540	1070x280x725	1305x375x805	1570x300x805	1570x330x805	1405x365x915	1405x365x915
Poids net/Poids avec l'emballage		kg	17,8/25,2	17,8/25,2	24,4/30,4	32,3/39,7	40,5/48,3	40,5/48,3	40,5/48,3	47,6/56,5
UNITÉ EXTERIEURE										
Code		-	YDAX-035H-09H2S	YDAX-050H-09H2S	YDAX-070H-09H2S	YDAX-090H-09H2S	YDAX-100H-09H2S	YDAX-100H-09H2S	YDAX-140H-09H2S*	YDAX-175H-09H2S*
Pression acoustique à 1 m		dB(A)	51	54	57	59	59	59	63	63
Puissance acoustique		dB(A)	62	65	68	70	70	70	74	74
Débit d'air		m³/h	2200	2100	3500	3800	4000	4000	7500	7500
Type de compresseur			Rotatif	Rotatif	Rotatif	Rotatif	Rotatif	Rotatif	Rotatif	Rotatif
Dimensions de l'unité (LxHxP)		mm	765x553x303	805x554x330	890x673x342	946x810x470	946x810x470	946x810x470	952x1333x415	952x1333x415
Dimensions de l'emballage (LxHxP)		mm	887x610x337	915x615x370	925x740x398	1030x885x500	1030x885x500	1030x885x500	1065x1480x435	1065x1480x435
Poids net/Poids avec l'emballage		kg	26,6/29,4	32,5/35,3	43,9/46,7	52,8/57,3	66,9/72,1	75,5/85,6	103,7/118,3	107,0/121,2
ALIMENTATION										
Phase/Tension/Fréquence			10/220-240V/50Hz	10/220-240V/50Hz	10/220-240V/50Hz	10/220-240V/50Hz	10/220-240V/50Hz	10/220-240V/50Hz	30/380-415V/50Hz	30/380-415V/50Hz
Côté d'alimentation			Extérieur	Extérieur	Extérieur	Extérieur	Extérieur	Extérieur	Extérieur	Extérieur
Câble d'alimentation		mm²	3CL5	3CL5	3CL5	3CL5	3CL5	3CL5	5CL2,5	5CL2,5
Protection électrique		A	16	16	20	25	25	25	16	16
Câble liaison Int./Ext.		mm²	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5	4CL1,5
LIAISONS FRIGORIFIQUES										
Diamètre tube gaz		pouces	3/8"	3/8"	1/2"	5/8"	5/8"	5/8"	5/8"	5/8"
Diamètre tube liquide		pouces	1/4"	1/4"	1/4"	3/8"	3/8"	3/8"	3/8"	3/8"
Longueur max.		m	25	30	50	50	75	75	75	75
Dérivés max.		m	10	20	25	25	30	30	30	30
Définition/RPP			R32/675	R32/675	R32/675	R32/675	R32/675	R32/675	R32/675	R32/675
Charge (R m)		kg	0,72	1,15	1,50	2,00	2,40	2,40	2,90	3,00
Charge additionnelle		g/m	12	12	24	24	24	24	24	24
COMBINAISONS										
UNITÉ INTERIEURE		COMPATIBLE AVEC UNITÉ EXTERIEURE								
GAINABLE		MONOSPLIT			MULTISPLIT					
DDMX 022N										
DDMX 035H-050H-070H										

24 AIRWELL AIRWELL S.p.A. - 10138 ROMA (RM) - VIALE DELL'INDUSTRIA, 10 - Tel. +39 06 76 21 82 00 - www.airwell.com

Annexe 18: Fiche technique de l'ASI





SLC TWIN PRO

Onduleur On-line double conversion 700 VA - 20 kVA

SLC TWIN PRO: La solution pour une protection On-line maximale

Couvrant une large gamme de puissance de 700 VA à 20 kVA, la série **SLC TWIN PRO** de Salicru apporte une fiabilité maximale en protection électrique pour les systèmes d'entreprise et industriels. De technologie On-line double conversion, la plus fiable du marché, la série **SLC TWIN PRO** est un onduleur de sortie monophasée (avec entrée monophasée de 700 VA à 20 kVA et entrée triphasée de 8 kVA à 20 kVA), avec facteur de puissance de sortie 0,9 ⁽¹⁾, grandes options de communication via interface + logiciel de surveillance/clôture automatique de fichiers, batteries pour autonomie standard intégrées dans la même armoire, options d'élargissement de back-up pour des processus qui nécessitent une plus grande autonomie disponible et des options de fonctionnement en parallèle/redondantes allant jusqu'à 4 unités ⁽¹⁾ pour des installations qui demandent de plus en plus d'exigences, tant qualitatives que quantitatives.

Et comme prestations ajoutées, nous pouvons citer les bypass statiques de série et de maintenance ⁽¹⁾, le faible taux de distorsion d'entrée (THDi) inférieur de 5%, le peu d'espace occupé tant en autonomies standard qu'étendues, l'information complète obtenue à travers de l'écran LCD/graphique ou la possibilité de fonctionner en mode convertisseur de fréquence.

Prestations

- Onduleur On-line double conversion.
- Facteur de puissance de sortie = 0,9 (jusqu'à 3 kVA = 0,8).
- Distorsion Harmonique Total d'entrée (THDi) < 5%.
- Panneau de contrôle avec display LCD ou écran graphique et clavier.
- Format tour.
- Pouvant être mis en parallèle jusqu'à 4 unités. ⁽¹⁾
- Fonctionnement Eco-mode.
- Interfaces de communication série (RS-232) ⁽¹⁾ et USB.
- Logiciel de surveillance pour Windows, Unix, Linux et Mac.
- Slot intelligent pour SNMP/optocoupleurs.
- Extensions d'autonomie disponibles.
- Détecteur automatique de fréquence.
- Fonction convertisseur de fréquence.
- EPO – Arrêt d'urgence.
- Bypass de maintenance. ⁽¹⁾
- Fonction Cold Start pour démarrage depuis les batteries.
- Conversion simple et rapide d'équipements d'entrée triphasée en monophasée.
- SLC Greenergy solution.



SLC TWIN PRO

⁽¹⁾ À partir de 4 kVA.



Applications: Sécurité et flexibilité pour des systèmes monophasés

Les plus grandes pertes en information des systèmes informatiques et de télécommunications ont pour origine plus de 45% des occasions par perturbation (coupures, microcoupures, variations de tension, variations de fréquence...) dans l'alimentation électrique. Aux pertes en information il faut ajouter les pertes ayant pour origine l'inactivité des utilisateurs dans le temps de récupération du système et les frais de restauration des équipements et des systèmes endommagés.

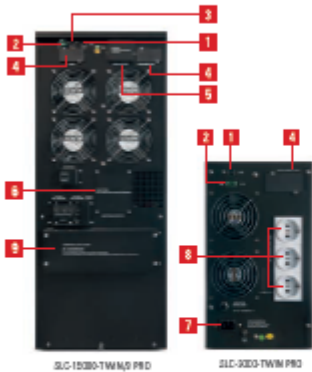
Les onduleurs de la série **SLC TWIN PRO** de Salicru sont la meilleure protection pour les systèmes ERP, plateformes CRM, Business Intelligence (BI), intranets/extranets...

Évaluation de la performance énergétique et de la rentabilité économique de la centrale PV de 2,762 MWc de l'Onea (Ziga SP2) : propositions de solutions d'améliorations



REF. JAG21101 CODE: 4140000131 636 - 01/01/2015 ONDULEUR PRO

Description



- 1. Port USB.
- 2. Arrêt d'urgence (EPO).
- 3. Interface RS-232.
- 4. Slot intelligent SNMP/AS-400.
- 5. Port parallèle.
- 6. Bypass manuel de maintenance.
- 7. Entrée CA.
- 8. Sorties CA, type schuko.
- 9. Terminals connexion entrée/sortie CA.

Ecran



- 1. Tension x phase et fréquence d'entrée.
- 2. Tension et fréquence de sortie.
- 3. Etat onduleur/régulateur utilisateur.
- 4. Niveau de charge connecté.
- 5. Etat batteries.

Adaptabilité

- Autonomies étendues.
- Entrée monophasée/triphasée.
- Système parallèle-redondant >3 kVA.
- Convertisseur de fréquence.
- Fonctionnement Eco-mode.

Services

- Service conseil et assistance prévente et après vente.
- Support technique téléphonique.
- Interventions préventives/correctives.
- Contrats de maintenance.
- Nombreuses formules de maintenance et de télémaintenance (SICRES)



SLC TWIN PRO Onduleur On-line double conversion 700 VA - 20 kVA

CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

MODÈLE	TWIN PRO 0,7 + 3 kVA	TWIN PRO 4 + 10 kVA	TWIN PRO 8 + 20 kVA
FORMAT	Tour		
TECHNOLOGIE	On-line, double conversion, PFC, double bus à courant continu		
ENTREE	Tension nominale	200 / 300 / 230 / 230 / 240 V ⁽¹⁾	200 / 300 / 230 / 230 / 240 V ⁽¹⁾
	Marge de tension	110 + 22% V ⁽²⁾	3 x 100-400 V ⁽³⁾
	Fréquence	50 / 60 Hz	
	Marge de fréquence	±10%	
	Facteur de puissance	±0,98	
SORTIE	Distorsion Harmonique Totale (THD _i)	<5%	
	Facteur de puissance	0,8	0,9
	Tension nominale	200 / 300 / 230 / 230 / 240 V ⁽¹⁾	
	Précision tension	±2%	±1%
	Vitesse max. synchronisation	1 Hz/s	
	Synchronisation de la fréquence	Réseau présent Réseau absent	±10% ±0,5 Hz
	Rendement	>98%	>92%
	Distorsion Harmonique Totale (THD _v) ⁽⁴⁾	≤2% charge linéaire; ≤5% charge non linéaire (selon EN 62040-3)	≤2% charge linéaire; ≤5% charge non linéaire (selon EN 62040-3)
	Surcharges admissibles (mode normal)	Jusqu'à 110% pendant 1 min; 150% pendant 30 s	Jusqu'à 135% pendant 2 min; 150% pendant 30 s
	Facteur de crête	3 x 1	
BYPASS	Parallèle	Non	Oui jusqu'à 4 unités
	Tension nominale	200 / 300 / 230 / 230 / 240 V ⁽¹⁾	
BYPASS MANUEL	Marge de tension admissible	50 / 60 Hz ±10 Hz	
		Non	Oui (type "make before break")
BATTERIES	Type batterie	Pb-Ca scellées, AGM, sans maintenance	
	Protection	Contre surtension, sous-tension et courant alternatif	
CHARGEUR	Type de charge	UI (à courant constant / tension constante)	
	Temps de recharge	5 + 8 heures à 98%	
	Tension de compensation pour temp.	Oui	
COMMUNICATION	Ports	USB	RS-232, USB et relay ⁽⁵⁾
	Logiciel de surveillance	Pour familles Windows, Unix, Linux et Mac	
MODES	Eco-mode	Oui, jusqu'à un rendement de 98%	
	Conversion de fréquence	Oui ⁽⁶⁾	
GÉNÉRALES	Démarrer sans réseau (Cold Start)	Oui	
	Température de travail	0°C + 45°C	
	Humidité relative	Jusqu'à 85%, sans condensation	
	Altitude de travail	1000 m.s.n.m. (dégradation de la puissance jusqu'à 5000 m.s.n.m.)	
	Niveau sonore à 1 mètre	<58 dB ⁽⁷⁾	<55 dB
NORMES	Sécurité	EN 62040-1, EN 62040-2, EN 60330	
	Compatibilité électromagnétique (CEM)	EN 62040-2	
	Fonctionnement	VFI selon EN 62040-3	
	Gestion de la Qualité et de l'Environnement	ISO 9001 et ISO 14001	

(1) Equipement 12/15/20kVA avec la possibilité de entrée monophasé
Equipement mono mono et seulement pour 200 V dans des équipements tri-mono
(2) Avec charge à 50%
(3) Seul des équipements 12/15/20 et entrée triphasée
(4) Fil action de puissance de 40% dans des modules mono-mono
(5) Fil action de puissance de 40% dans des modules mono-mono
(6) Fil action de puissance de 40% dans des modules mono-mono
(7) Fil action de puissance de 40% dans des modules mono-mono

GAMME

MODÈLE	PUISANCE (VA / W)	DIMENSIONS (P x L x H mm)	POIDS (Kg)	ENTREE/ SORTIE
SLC-700-TWIN PRO	700 / 560	400 x 145 x 230	13	1 / 1
SLC-1000-TWIN PRO	1.000 / 800	400 x 145 x 230	14	1 / 1
SLC-1500-TWIN PRO	1.500 / 1.200	460 x 192 x 347	20	1 / 1
SLC-2000-TWIN PRO	2.000 / 1.600	460 x 192 x 347	31	1 / 1
SLC-3000-TWIN PRO	3.000 / 2.400	460 x 192 x 347	32	1 / 1
SLC-4000-TWIN PRO	4.000 / 3.600	560 x 260 x 788	84	1 / 1
SLC-5000-TWIN PRO	5.000 / 4.500	560 x 260 x 788	85	1 / 1
SLC-6000-TWIN PRO	6.000 / 5.400	560 x 260 x 788	86	1 / 1
SLC-8000-TWIN PRO	8.000 / 7.200	560 x 260 x 788	92	1 / 1
SLC-8000-TWIN PRO	8.000 / 7.200	560 x 260 x 788	92	1 / 1
SLC-10000-TWIN PRO	10.000 / 9.000	560 x 260 x 788	93	1 / 1
SLC-10000-TWIN PRO	10.000 / 9.000	560 x 260 x 788	93	1 / 1
SLC-12000-TWIN PRO	12.000 / 10.800	660 x 350 x 880	181	1 / 1 - 1 / 1
SLC-15000-TWIN PRO	15.000 / 13.500	660 x 350 x 880	182	1 / 1 - 1 / 1
SLC-20000-TWIN PRO	20.000 / 18.000	660 x 350 x 880	183	1 / 1 - 1 / 1

Dimensions et poids pour l'équipement avec autorégulation standard avec la tension d'entrée de 230 V ou 240V V, la tension de sortie de 230 V

+34 93 848 24 00 WWW.SALICRU.COM

AVDA. DE LA SEMBRA 130 - 08480 PALAU DE RIORDA (ESPAGNE) - FAX +34 93 848 1151 - salicru@salicru.com

