



**ÉTUDE DE FAISABILITÉ TECHNICO-ÉCONOMIQUE
COMPARATIVE DE DEUX SOLUTIONS
D'ÉLECTRIFICATION RURALE : CAS DE LA LOCALITÉ DE
FOURKOURA DANS LA COMMUNE DE NIANKORODOUGOU**

**MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR 2iE
AVEC GRADE DE MASTER
SPÉCIALITÉ GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 22/07/2025 par

Mme Reine Samira OUAMBO (2018 0744)

Directeur de mémoire : Pr Daniel YAMEGUEU NGUEWO, Responsable du Service de gestion et valorisation des connaissances scientifiques

Encadrant 2iE : Dr. Mahaman Sani MOUSSA KADRI, enseignant-chercheur / Maître Assistant - Département Génie Électrique, Énergétique (GEE)

Maître de stage : M. Zounongo Daagnimwendé OUÉDRAOGO, Ingénieur à l'ABER

Structure d'accueil du stage : Agence Burkinabè de l'Électrification Rurale (ABER)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. (MC) Marie SAWADOGO

Membres et correcteurs : Ing. Justin BASSOLÉ

Ing. Ousmane DIMA

Promotion 2024-2025



DÉDICACES

À Jésus Christ, mon ami fidèle, ma source inébranlable, à lui revient toute la gloire pour sa grâce infinie dans ma vie.

À ma famille, pilier de mon existence, pour leur amour indéfectible, leur soutien sans faille et leurs prières qui ont guidé chacun de mes pas. Votre confiance en moi est une source d'inspiration et de courage.

À mes parents, MOUNKAM Appolinaire et DATA Adeline, pour vos conseils avisés et vos sacrifices incommensurables. Ce mémoire est le fruit de votre dévouement et de votre amour inconditionnel, qui m'ont toujours encouragé à viser l'excellence.

À mon frère Kris Nelson et à ma sœur Monice MATCHANA, pour leur confiance, vos encouragements et interrogations constructives ont été précieux dans les moments de doute.

Une pensée spéciale à ma mère TIKANGOUA Nadège et à mon frère TCHOUTA Honoré, votre bienveillance et votre persévérance ne cessent de m'inspirer chaque jour.

MERCI, THANK YOU, ME LAPTEU, AW NI TCHÉ, BARKA... À TOUS !

CITATIONS

« *Les idées audacieuses sont comme des dominos : il suffit d'en faire tomber une pour que toutes les autres suivent.* »

Victor Hugo

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à l’Institut International d’Ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE) pour l’excellence de la formation reçue et le cadre propice à l’épanouissement intellectuel, humain et professionnel. Merci au Pr El Hadj Bamba DIAW, Directeur Général de l’Institut 2iE, au Pr Moussa Yrébégnan SORO, Chef de département de la filière Génie Électrique et Énergétique, ainsi qu’à l’ensemble du corps professoral et du personnel administratif, pour leur accompagnement tout au long de ces années de formation.

J’exprime ma reconnaissance au Pr Daniel NGUEWO, Directeur de mémoire, pour ses orientations scientifiques et son engagement constant dans le suivi de ce travail, ainsi qu’au Dr Moussa KADRI, encadrant pédagogique, pour sa disponibilité et son suivi rigoureux, qui ont enrichi ma démarche méthodologique, mais aussi consolidé mes compétences d’ingénierie.

Ma gratitude va également au Dr Edmond LANKOUANDE, Directeur Général de l’Agence Burkinabè de l’Électrification Rurale (ABER), pour l’opportunité qui m’a été offerte d’effectuer ce travail au sein de la Direction de l’Ingénierie et des Travaux d’Électrification Rurale (DITER). Je remercie M. Paul KABORE, Directeur de la DITER, pour son appui ainsi que M. Zounongo OUÉDRAOGO, encadrant professionnel, pour ses orientations déterminantes tout au long de ces travaux. Je salue également l’ensemble du personnel de l’ABER, en particulier celui de la DITER, pour leur accueil chaleureux et leur précieuse collaboration tout au long de cette expérience professionnelle enrichissante.

Merci à mes amis Rikyelle NGUEMATIO, Estelle KOUASSI, Rodrigue DOCGNE, Ivan KOUDJA, Vifié MPANDZOU, Jordan KAPTUE, Alex LAFIA, Hans MAPOUTI, Raïd DJIBRIL, pour leur soutien constant et leur amitié inestimable.

Je remercie de tout cœur ma famille d’accueil, la famille KABORE, pour leur hospitalité, leur bienveillance, qui ont grandement facilité mon séjour et mon intégration. Ma reconnaissance va également à la Chorale du Bon Berger, pour son soutien, ainsi qu’aux Associations d’Elèves, Stagiaires et Ingénieurs Maliens et Camerounais, dont l’accueil chaleureux a facilité mon intégration.

Mes remerciements s’adressent également au Dr. Alain TOSSA et au Dr. Patrice DANGANG, pour leurs contributions techniques précieuses et ancrées dans les réalités du terrain. Je n’oublie pas mes amis et camarades de l’Institut 2iE dont les échanges et l’esprit d’entraide ont contribué à rendre cette aventure unique et enrichissante.

Que toutes les personnes, citées ou non, qui m’ont soutenu par leurs prières, leurs disponibilités et leurs encouragements, trouvent ici l’expression de ma gratitude.

RÉSUMÉ

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre du programme de renforcement et de pérennisation du parc de production et de distribution de l'électricité en milieu rural au Burkina Faso, plus particulièrement dans le contexte du projet YELEEN porté par l'ABER. L'étude se concentre sur Fourkoura, une localité de plus de 16 000 habitants, qui demeure non desservie, malgré sa proximité du Réseau National Interconnecté (environ 17 kilomètres).

Deux variantes d'électrification rurale ont été examinées conformément à la loi 014 : l'extension du Réseau National Interconnecté (RNI) et le déploiement d'un mini-réseau solaire autonome avec stockage par batteries. La méthodologie d'évaluation de la demande s'articule autour d'une approche bottom-up, complétée par un dimensionnement technique conforme aux doctrines de la Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) suivi d'une analyse comparative multicritères, combinant des critères techniques et économiques.

Les résultats de l'étude révèlent que l'extension du RNI présente une puissance installée de 432 kW, une énergie annuelle fournie estimée à 3 787 MWh/an et un coût actualisé de l'énergie (LCOE) de 178 FCFA/kWh dans le scénario le plus défavorable. En revanche, le mini-réseau autonome, bien que d'une puissance de 2 785 kW, génère un productible annuel de 3 536 MWh/an avec un LCOE nettement plus élevé de 328 FCFA/kWh sans subvention.

L'extension du RNI s'avère ainsi plus compétitive et économiquement viable, avec une valeur actuelle nette (VAN) d'environ 2 099 millions de FCFA et un facteur de charge élevé de 85 %, gage d'une meilleure continuité de service. L'étude souligne également les limites inhérentes au mini-réseau solaire autonome (coûts initiaux, stockage, rentabilité) et identifie les axes d'amélioration susceptibles de renforcer sa viabilité, dans le cadre d'une transition énergétique durable. Enfin elle offre un cadre d'aide à la décision reproductible pour l'électrification d'autres localités rurales aux caractéristiques similaires.

Mots clés :

-
- 1 - Électrification rurale**
 - 2 - Fourkoura - Burkina Faso**
 - 3 - Réseau de distribution HTA/BT**
 - 4 - Mini-réseaux solaire autonome**
 - 5 - Étude technico-économique comparative**

ABSTRACT

This thesis is part of the national programme to strengthen and sustain electricity generation and distribution infrastructure in rural areas of Burkina Faso, specifically within the framework of the YELEEN project led by ABER. The study focuses on Fourkoura, a locality with over 16,000 inhabitants, which remains unelectrified despite its proximity to the National Interconnected Grid (approximately 17 kilometres).

Two rural electrification options were examined per Law 014: the extension of the National Interconnected Grid and the deployment of a stand-alone solar mini-grid with battery storage. The demand assessment methodology is based on a bottom-up approach, complemented by technical sizing that is aligned with the standards of Burkina Faso's national electricity utility (SONABEL). This is followed by a multi-criteria comparative analysis combining technical and economic indicators.

The results show that the grid extension offers an installed capacity of 432 kW, an estimated annual energy supply of 3,787 MWh/year, and a leveled cost of energy (LCOE) of 178 FCFA/kWh in the worst-case scenario. In contrast, the stand-alone solar mini-grid, despite its higher installed capacity of 2,785 kW, generates an annual output of 3,536 MWh/year with a significantly higher LCOE of 328 FCFA/kWh in the absence of subsidies.

Therefore, the grid extension proves to be more competitive and economically viable, with a net present value (NPV) of approximately 2,099 million FCFA and a high load factor of 85%, ensuring better service continuity. The study also highlights the inherent limitations of the stand-alone solar mini-grid, namely high initial costs, storage constraints, and limited profitability, and identifies areas for improvement that could enhance its viability within a sustainable energy transition framework.

In conclusion, the study provides a replicable decision-making framework for the electrification of other rural localities with similar characteristics.

Keywords :

-
- 1 - Rural electrification**
 - 2 - Fourkoura - Burkina Faso**
 - 3 - HTA/BT distribution grid**
 - 4 - Stand-alone solar mini-grid**
 - 5 - Techno-economic comparative study**

LISTE DES ABRÉVIATIONS

2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ABER	Agence Burkinabè de l'Électrification Rurale
Ah	Ampère-Heure
BT	Basse Tension
CA	Courant Alternatif
CAPEX	Capital Expenditure ou coût d'investissement
CC	Courant Continu
HTA	Haute Tension A
INSD	Institut National de la Statistique et de la Démographie
kVA	Kilovolt ampère
kWc	Kilowatt crête
kWh	Kilowattheure
LCC	Life Cycle Cost ou coût de cycle de vie
LCOE	Levelized Cost Of Energy ou coût actualisé de l'électricité
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt Crête
MWh	Mégawattheure
OPEX	Operational Expenditure ou coût d'exploitation et de maintenance
PV	Photovoltaïque
V	Volt
VAN	Valeur Actuelle Nette
W	Watt
Wc	Watt crête

TABLE DES MATIÈRES

I.	<i>INTRODUCTION</i>	3
II.	GÉNÉRALITÉ	5
II. 1.	Présentation de la structure d'accueil	5
II. 2.	Présentation du projet	7
II. 3.	État de l'art	11
III.	ÉTUDE TECHNIQUE	22
III. 1.	Méthodologie	22
III. 2.	Évaluation de la demande	22
III. 3.	Dimensionnement des solutions d'électrification	29
IV.	ÉTUDE ÉCONOMIQUE	47
IV. 1.	Analyse prévisionnelle des investissements	47
IV. 2.	Analyse de la rentabilité financière	49
V.	ANALYSE COMPARATIVE DE VARIANTES	50
V. 1.	Analyse comparative technique	51
V. 2.	Analyse comparative économique	52
VI.	IMPACTS ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES)	53
VI. 1.	Description du projet et de ses composantes	53
VI. 2.	Cadre politique, juridique et normatif	54
VI. 3.	Analyse des impacts et mesures de gestion	55
VII.	CONCLUSION	58
VIII.	RECOMMANDATIONS	59
	BIBLIOGRAPHIE	60
	ANNEXES	63

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I. Paramètres clés du système électrique burkinabè (SONABEL, 2024)	11
Tableau II. Classification des réseaux électriques selon le niveau de tension (SONABEL, 2020)	12
Tableau III. Typologie des postes de transformation HTA/BT (Doctrine de la SONABEL)..	15
Tableau IV. Matériels et outils utilisés.....	22
Tableau V. Caractéristiques techniques de la ligne HTA du poste de Niankorodougou (SONABEL, 2022).....	23
Tableau VI. Bilan énergétique journalier de la localité de Fourkoura	26
Tableau VII. Hypothèses de calculs mécaniques des lignes (DAO YELEEN UE)	34
Tableau VIII. Estimation des coûts d'investissement pour l'extension HTA/BT du RNI.....	47
Tableau IX. Estimation des coûts d'investissement pour le mini-réseau solaire autonome	48
Tableau X. Estimation des coûts d'investissement pour l'éclairage public	48
Tableau XI. Paramètres et hypothèses retenues pour l'analyse de rentabilité financière	49
Tableau XII. Résultats financiers du projet selon le prix d'achat de l'électricité SONABEL.	49
Tableau XIII. Sensibilité financière du mini-réseau autonome selon le niveau de subvention	50
Tableau XIV. Synthèse comparative des performances techniques des deux solutions énergétiques.....	51
Tableau XV. Activités du projet sources d'impacts.....	55
Tableau XVI. Composantes biophysiques et humaines affectées par le projet	55
Tableau XVII. Matrices d'interrelation entre les activités du projet et les composantes affectées	56
Tableau XVIII. Importance des impacts environnementaux et sociaux	56

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Organigramme de l'Agence Burkinabè de l'Électrification Rurale (ABER)	6
Figure 2. Carte de localisation géographique de la zone d'étude : Fourkoura.....	8
Figure 3. Estimation de la répartition actuelle de la population de Fourkoura (données CSPS)9	
Figure 4. Typologies classiques de réseaux HTA : antenne, boucle, maillé.....	14
Figure 5. Constitution d'une ligne aérienne HTA/BT (conducteurs, supports, isolateurs).....	15
Figure 6. Schéma de principe du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	18
Figure 7. Classification des consommateurs selon leurs usages énergétiques à Fourkoura....	26
Figure 8. Répartition des appareils de consommation selon leur usage principal	27
Figure 9. Courbe journalière moyenne de la consommation électrique à Fourkoura	28
Figure 10. Tracé du réseau HTA pour le raccordement depuis Niankorodougou	37
Figure 11. Tracé du réseau de distribution BT de Fourkoura	37
Figure 12. Schéma synoptique du mini-réseau solaire autonome avec stockage par batteries	40
Figure 13. Tracé du mini-réseau solaire autonome pour Fourkoura	45
Figure 14. Tracé de la voie principale de Fourkoura (tronçons EP)	57

I. INTRODUCTION

L'énergie et en particulier l'électricité constituent un levier essentiel du développement socio-économique d'un pays. Elle stimule l'investissement privé, soutient la croissance des secteurs productifs et améliore considérablement les conditions de vie des populations en facilitant l'accès à l'éducation, à la santé, à la sécurité et à l'emploi. Dans cette optique, l'électrification devient un facteur structurant pour le développement territorial et un instrument stratégique de lutte contre la pauvreté.

Cependant, malgré son immense potentiel énergétique, l'Afrique subsaharienne demeure la région du monde la moins électrifiée. En 2023, seule 53,3% de sa population y avait accès à l'électricité, contre une moyenne mondiale de 91,6% (Banque Mondiale, 2023). Le Burkina Faso reflète bien cette réalité, avec un taux d'électrification national¹ de 25,24% et un taux de couverture² de 50% en 2022 (MEMC, 2022). Ces moyennes masquent toutefois de profondes disparités territoriales : en milieu urbain, l'accès à l'électricité était de 86,96% contre seulement 5,49% en milieu rural, où résident près de trois quarts de sa population (INSD, 2022).

Face à ce constat, l'état burkinabè a adopté une Stratégie Nationale d'Électrification Rurale (SNER) visant à améliorer l'accès des populations aux services énergétiques modernes, durables, fiables et abordables. En termes d'impacts attendus, il s'agira à l'horizon 2028 de : (i) porter le taux d'électrification national rural à 50% ; (ii) atteindre un taux de couverture national à 80% ; (iii) augmenter le taux d'usage productif de l'électricité à 20% ; et (iv) créer près de 116 364 emplois directs et indirects (SNER, 2024).

La mise en œuvre de cette stratégie repose sur quatre (04) axes principaux : (i) l'amélioration de la gouvernance dans le domaine ; (ii) le renforcement et pérennisation du parc de production et de distribution de l'électricité ; (iii) la promotion des usages productifs de l'électricité ; (iv) le renforcement des capacités techniques et opérationnelles des acteurs en charge de l'électrification.

Ainsi plusieurs programmes structurants ont vu le jour, parmi lesquels : le programme d'Électrification Rurale Décentralisée (PERD), le projet d'Appui au Secteur de l'Électricité (PASEL), le projet de Déploiement du Solaire à Large Échelle et d'Électrification Rurale (SOLEER), le projet d'Électrification Rurale Décentralisée des provinces du ZIRO et du GOURMA (ERD-ZIGO), le projet YELEEN, etc.

¹ Rapport entre le nombre de ménages disposant d'énergie électrique et le nombre total de ménages du pays multiplié par 100.

² Rapport entre la population résidente des localités électrifiées et la population totale du pays, multiplié par 100.

L'électrification rurale, encadrée par la loi n°014-2017/AN portant réglementation générale du secteur de l'énergie, distingue trois modes d'électrification : l'extension du Réseau National Interconnecté (RNI), l'installation de mini-réseaux solaire et le déploiement de kits solaires individuels ou collectifs. Ces approches visent une couverture nationale progressive, en combinant les solutions centralisées et décentralisées selon les contextes locaux.

Le financement de cette stratégie repose sur un modèle hybride combinant subventions publiques, financements internationaux et capitaux privés, avec une promotion des partenariats (EPC³ et PPP⁴). La gouvernance du secteur s'appuie quant à elle sur une planification intégrée tenant compte des critères techniques, économiques, sociaux et environnementaux. Des aspects transversaux tels que l'équité de genre, la sauvegarde environnementale, la participation communautaire et la formation technique locale sont également incorporés dans les mécanismes de mise en œuvre afin d'assurer la pérennité des projets.

C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent mémoire intitulé « **Étude de faisabilité technico-économique comparative de deux solutions d'électrification rurale : cas de la localité de Fourkoura dans la commune de Niankorodougou** ».

³ Engineering-Procurement-Construction, il implique qu'un entrepreneur est responsable de la conception, de l'approvisionnement et de la construction d'un projet avec des coûts et délais fixes

⁴ Partenariat-Public-Privé est un accord entre le secteur public et une entreprise privée, où les risques et le financement sont partagés sur le long terme

II. GÉNÉRALITÉ

II. 1. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

II. 1. 1. Historique et présentation

L’Agence Burkinabè d’Électrification Rurale (ABER), située à Ouagadougou, Patte d’Oie, a été créée à partir du Fonds de Développement de l’Électrification (FED). Fondé le 19 février 2003, le FED avait pour mission de financer et de faciliter la politique d’électrification rurale au Burkina Faso, en visant une couverture équitable en électricité des zones rurales. Le 3 octobre 2018, l’ABER fut érigée en établissement public administratif (EPE) et le FED dissous, transférant tous ses actifs et obligations à l’ABER.

Le changement de statut conférant à l’ABER un rôle plus opérationnel et central dans l’électrification rurale, elle agit désormais en tant que maître d’ouvrage et gestionnaire de systèmes électriques, renforçant son implication dans la planification, la réalisation et la gestion des projets d’électrification rurale. Elle assure également le contrôle de proximité des activités d’électrification rurale, accompagne les collectivités territoriales en tant que maître d’ouvrage et d’œuvre délégué, et fournit des avis sur leurs plans communaux d’électrification rurale.

II. 1. 2. Vision et mission

L’ABER collabore étroitement avec le [Ministère de l’Énergie, des Mines et des Carrières](#), la [SONABEL](#), l’[ANEREEL](#)⁵, l’[ANEVE](#)⁶, la [FESCOOPEL/B](#)⁷, les [COOPELS](#) et divers partenaires techniques et financiers.

Sa vision se décline ainsi qu’il suit : « **À l’horizon 2028, s’appuyant sur un cadre juridique et organisationnel favorable, des ressources endogènes, des mécanismes innovants d’exploitation et de financement, l’ABER consolide son leadership et assure l’accès équitable à la population en milieu rural à des services énergétiques modernes à moindre coût pour leur développement socioéconomique et leur bien-être.** »

À ce titre, l’ABER est chargée entre autres :

- De promouvoir et développer l’électrification rurale à travers des solutions novatrices à moindre coût et faciliter l’accessibilité technique et économique à l’électricité des populations rurales, notamment celles défavorisées ;

⁵ Agence Nationale des Énergies Renouvelables et de l’Efficacité Énergétique

⁶ Agence Nationale des Évaluations Environnementales

⁷ Fédération de Sociétés Coopératives d’Électricité du Burkina

- De contribuer à la mise en œuvre du plan national d'électrification et assurer la maîtrise d'ouvrages délégués pour la réalisation d'infrastructures de service public ;
- De superviser les activités d'électrification rurale et d'utilisation de l'énergie électrique en milieu rural, entreprises par les acteurs délégataires du service public dans les périmètres objets de leurs concessions ;
- De promouvoir la mise en œuvre de projets pilotes d'électrification rurale et d'encourager la participation du privé dans les projets d'électrification rurale, et s'il y a lieu en co-investissement de projets ;
- De donner un avis sur les demandes d'autorisations/licences de production et/ou distribution, vente d'énergie dans les localités rurales ;
- De développer des relations de partenariats avec des institutions en charge de l'électrification rurale et de mener un plaidoyer pour la mobilisation des financements publics internationaux et des financements verts pour l'électrification des localités rurales.

II. 1. 3. Organisation de la structure d'accueil

Pour atteindre ses objectifs, l'ABER est piloté par un Directeur Général lui-même coiffé par un conseil d'administration. L'organigramme se présente comme suit :

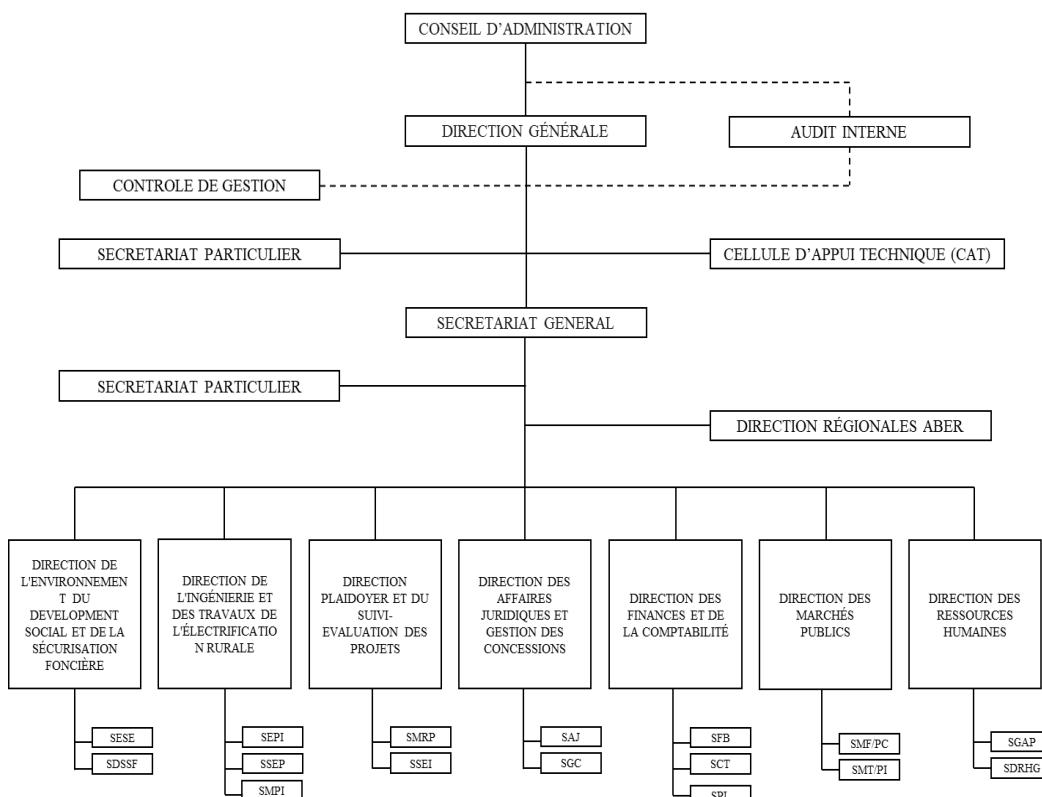


Figure 1. Organigramme de l'Agence Burkinabè de l'Électrification Rurale (ABER)

II. 2. PRÉSENTATION DU PROJET

II. 2. 1. Contexte global du projet

L’agence burkinabè de l’électrification rurale (ABER) planifie les projets d’électrification rurale conformément aux critères définis par l’arrêté conjoint [N°2007-07-008/MCE/MFB](#) du 13 avril 2007 : (i) la taille de la population ; (ii) le potentiel économique ; (iii) la présence des services administratifs et sociaux ; (iv) les infrastructures économiques de base ; (v) la proximité d’une ligne électrique au RNI ; (vi) la nature des habitats ; (vii) la possibilité de raccordement des localités voisines et (viii) la position frontalière de la localité.

Toutefois, plusieurs localités, bien que traversées par les réseaux Moyenne Tension, ne bénéficient pas de l’électricité. Pour combler ces lacunes, l’État burkinabè a lancé plusieurs projets, dont le projet YELEEN⁸, inscrit dans l’initiative régionale « Desert to Power ». Ce projet vise à fournir une énergie propre, fiable et à moindre coût au milieu rural. Il repose sur une approche multi-acteurs : l’ABER assure la maîtrise d’ouvrage, les entreprises privées interviennent dans la conception, la construction et la gestion des infrastructures et le financement est assuré par plusieurs partenaires techniques et financiers, notamment la Banque Africaine de Développement (BAD), le Fonds Vert pour le Climat (FVC), l’Union Européenne (UE) et le gouvernement burkinabè.

Initialement prévu sur la période 2019-2023, le projet a été prolongé jusqu’en décembre 2028, à la suite de retards liés à des contraintes techniques et institutionnelles. Cette restructuration va permettre d’électrifier soixante-quinze (75) localités sur le financement de la BAD et du FVC, vingt-cinq (25) localités étant déjà en cours d’électrification en EPC sur le financement de l’UE. Le coût global du projet est estimé à 49,04 milliards de FCFA.

La localité de Fourkoura, objet de la présente étude, fait partie du portefeuille de localités attribuées à la BAD dans le cadre du projet YELEEN. Son intégration dans ce programme s’explique par sa forte croissance démographique, son potentiel économique lié à l’orpaillage et sa proximité au réseau national interconnecté, sans pour autant être électrifiée à ce jour.

II. 2. 2. Contexte spécifique de l’étude

La localité de Fourkoura s’étend sur environ 99 hectares et se situe dans la [province de Léraba](#) au sein de la région des [Cascades](#) à 530 km de la capitale Ouagadougou.

Elle est localisée à la latitude 10° 19' 51" Nord et à la longitude 5° 22' 00" Ouest (cf. Figure 2).

⁸ Qui signifie lumière en dialecte nationale dioula.

La zone bénéficie d'un climat soudano-guinéen caractérisé par une végétation dense et des précipitations annuelles abondantes. L'état dégradé des voies d'accès routières complique fortement les déplacements et le transport des personnes et des biens.

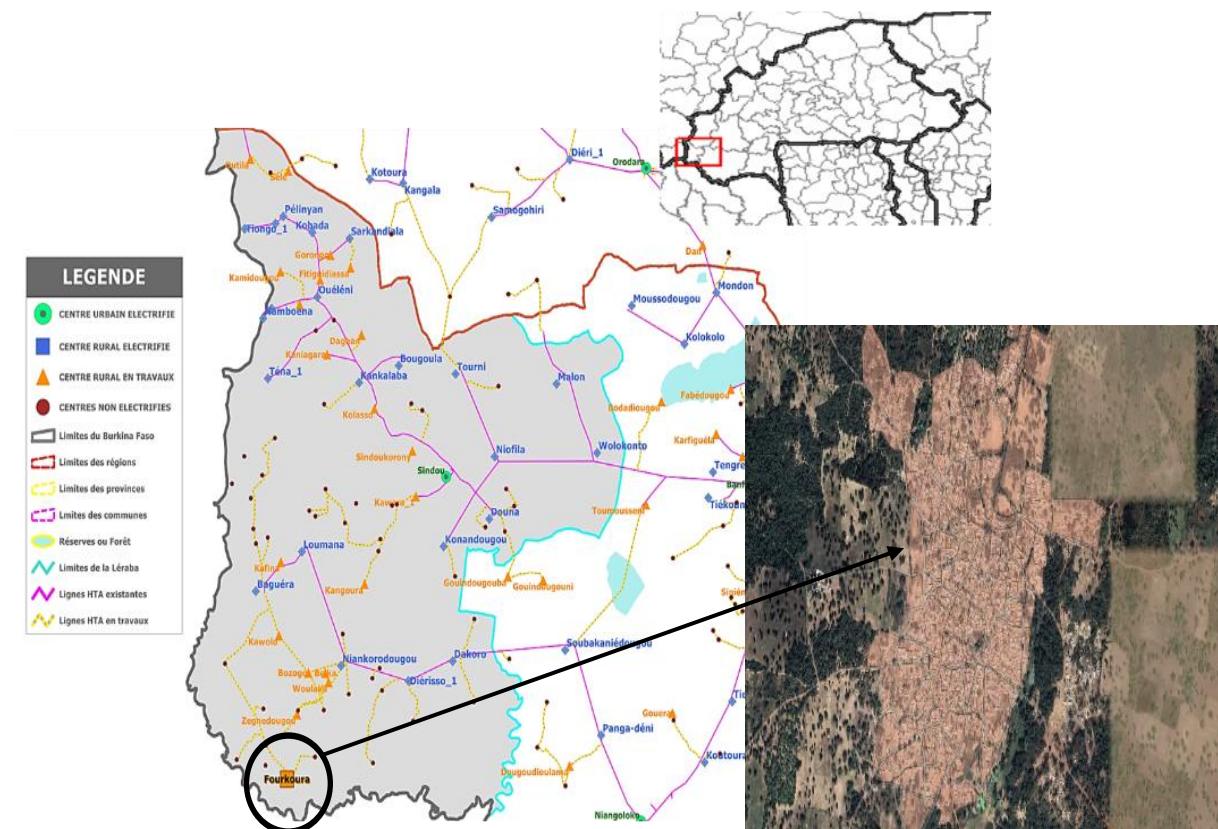


Figure 2. Carte de localisation géographique de la zone d'étude : Fourkoura

Initialement estimée à 3 795 habitants en 2019 (RGPH, 2019), la population de Fourkoura a connu une croissance rapide liée au développement des activités d'orpaillage artisanal et à la présence d'une mine industrielle. En 2024, la population atteignait environ 16 000 habitants, selon les données du Centre de Santé et de Promotion Sociale local (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Bien que de nombreux travailleurs soient saisonniers, une proportion significative s'est installée de manière permanente, justifiant leur prise en compte dans les prévisions énergétiques.

L'économie locale repose essentiellement sur l'agriculture, l'élevage, la pisciculture et l'exploitation minière. La localité dispose de quelques infrastructures collectives : En termes d'infrastructures sociales et communautaires, Fourkoura dispose d'un collège d'enseignement général (CEG), deux (02) écoles primaires, quatre (04) mosquées, deux (02) églises, un marché et plusieurs boutiques. Les langues les plus couramment parlées sont le dioula et le moré.

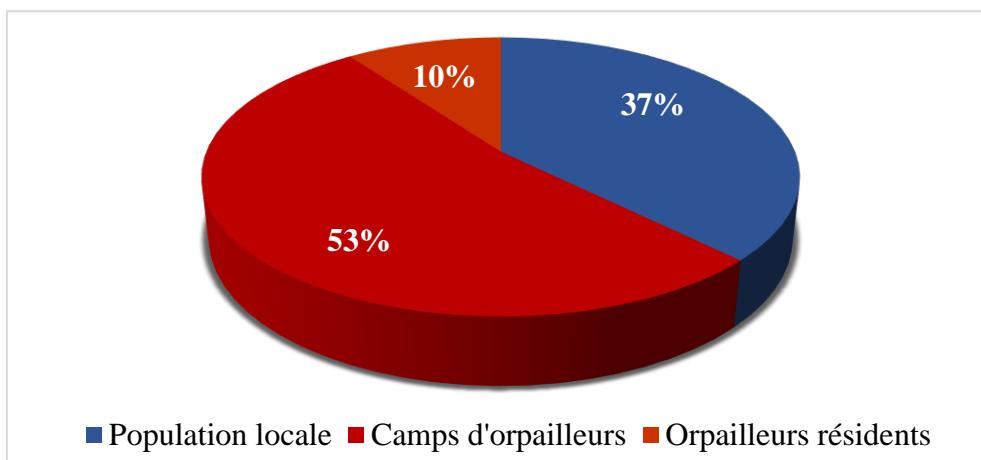


Figure 3. Estimation de la répartition actuelle de la population de Fourkoura (données CSPS)

L’approvisionnement en électricité à Fourkoura est assuré par un opérateur privé, qui propose une alimentation énergétique moyennant un tarif forfaitaire journalier oscillant entre 1 000 et 2 000 FCFA, indépendamment de la quantité réellement consommée. Cette tarification rend l’accès à l’électricité inabordable pour la majorité des ménages. À titre de référence, le tarif moyen pratiqué pour la vente de l’électricité en milieu rural au Burkina Faso est de 96 FCFA/kWh (MEMC, MEFP, MDICAPME, 2023). Ainsi, pour une consommation moyenne journalière estimée entre 3 et 5 kWh par ménage, le coût équivalent s’élèverait à environ 288 à 480 FCFA/jour, soit deux à six fois moins cher que la tarification actuelle à Fourkoura.

Ce déséquilibre tarifaire crée une inégalité énergétique, où seuls les ménages à revenus élevés, les orpailleurs et les commerçants peuvent s’offrir une alimentation régulière, excluant ainsi la majeure partie de la population. Quelques ménages parviennent à couvrir leurs besoins électriques fondamentaux à l’aide de kits solaires individuels. Cependant, cette alternative demeure très limitée en termes de puissance disponible et d’autonomie.

En outre, l’absence d’un système d’éclairage public accroît l’insécurité nocturne et freine le développement d’activités économiques après la tombée de la nuit. Ainsi, l’offre électrique actuelle, à la fois onéreuse, précaire et inégalitaire, constitue un obstacle majeur au développement socio-économique de Fourkoura. Elle limite l’accès aux services essentiels tels que l’éducation, la santé, les activités génératrices de revenus ou encore la sécurité.

Dans ce contexte, la mise en place d’un système énergétique fiable, durable et abordable s’impose comme une nécessité stratégique pour garantir une amélioration des conditions de vie des populations. Dès lors, une question centrale se pose : quelle modalité d’électrification adopter pour Fourkoura : l’extension du RNI ou un mini-réseau solaire autonome ?

Chacune de ces solutions présente des avantages et des contraintes techniques, économiques et environnementales qu'il convient d'examiner rigoureusement.

II. 2. 3. Objectif de l'étude

L'objectif global de ces travaux est de réaliser une étude technico-économique comparative de deux solutions de desserte énergétique de la localité de Fourkoura en vue de recommander celle qui garantit un équilibre optimal entre performance technique et viabilité économique.

Pour atteindre cet objectif, notre étude devra répondre aux objectifs spécifiques suivants :

- Évaluer la demande actuelle en électricité et projeter son évolution à long terme, en tenant compte des dynamiques démographiques et économiques ;
- Réaliser le dimensionnement technico-économique des deux variantes, afin de déterminer leurs faisabilités et implications financières ;
- Comparer les performances des solutions proposées sur les plans technique, économique et opérationnel ;
- Analyser les impacts environnementaux et sociaux potentiels et formuler des mesures d'atténuation pour la solution retenue.

II. 3. ÉTAT DE L'ART

Ce chapitre vise à établir une base solide de connaissances nécessaires à la compréhension et à la contextualisation du projet. La consultation des cours, articles scientifiques et techniques sur des projets similaires, normes et doctrines en vigueur, nous a permis de saisir les différentes approches méthodologiques et d'identifier les meilleures pratiques pour nos travaux.

II. 3. 1. État de l'art sur le réseau électrique HTA/BT burkinabè

Le réseau électrique est l'ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il se distingue d'un système qui englobe les dispositifs de production, transport, distribution et consommation d'électricité. Le Tableau I présente les données du système électrique burkinabè en 2024 :

Tableau I. Paramètres clés du système électrique burkinabè (SONABEL, 2024)

N°	Désignation	Unité	2023	2024
I	Puissance nominale installée	MW	422,99	476,30
	Thermique	MW	356,90	364,56
	Hydroélectrique	MW	32,00	34,60
	Solaire photovoltaïque	MWc	34,10	77,14
II	Energie produite totale	GWh	1 127,41	1 411,38
	SONABEL production thermique	GWh	688,24	750,14
	SONABEL production hydroélectrique	GWh	89,30	97,93
	SONABEL production solaire	GWh	58,81	95,48
	FIESS (ex AGGREKO)	GWh	190,23	240,27
	FASO BIOGAZ	GWh	0,41	0,18
	SOLAIRE PRIVÉE	GWh	100,41	227,37
III	Energie importée	GWh	1 582,17	1 357,82
	HTB Côte d'Ivoire - Burkina	GWh	296,36	200,86
	HTB Ghana - Burkina	GWh	1 254,58	1 110,47
	HTA Ghana - Burkina	GWh	24,56	38,68
	HTA Togo - Burkina	GWh	6,66	7,81
IV	Energie totale livrée à la distribution	GWh	2 651,64	2 653,74
V	Rendement de production/transport	%	95,83	95,83
VI	Pertes globales distribution (PT+PNT)	%	10,83	11,37

VII	Indice de durée de coupure (SAIDI)	h/an	87,00	358,00
VII	Indice de Fréquence de coupure (SAIFI)	Nb/an	88,00	146,00
VIII	Prix de revient du kilowatt heure	FCFA	128,14	132,15
IX	Prix de vente du kilowatt heure	FCFA	134,52	139,39

II. 3. 1. 1. Classification du réseau électrique

II. 3. 1. 1. 1. Classification selon la nature du courant

Les réseaux électriques peuvent être classifiés en fonction du système utilisé :

- Le courant continu (CC) est un courant unidirectionnel qui circule continuellement dans le même sens ; le déplacement des électrons se fait toujours dans le même sens.
- Le courant alternatif (CA) est un courant électrique qui change de sens, le déplacement des électrons se fait alternativement suivant deux (02) sens opposés.

II. 3. 1. 1. 2. Classification selon le niveau de tension

Un réseau électrique se définit comme un ensemble interconnecté de lignes et d'équipements électriques fonctionnant à une même tension nominale. Cette tension détermine non seulement le type d'usage mais également les caractéristiques techniques des équipements.

La catégorisation des réseaux se fait en fonction de la plage de tension utilisée, conformément aux normes nationales en vigueur (SONABEL, 2024) et aux standards internationaux (CEI), présentée dans le Tableau II :

Tableau II. Classification des réseaux électriques selon le niveau de tension (SONABEL, 2020)

Catégorie	Ancienne appellation	Tension continue (U)	Tension alternative (U)
Haute Tension B (HTB)	Très Haute Tension	$U > 75 \text{ kV}$	$U > 50 \text{ kV}$
Haute Tension A (HTA)	Moyenne Tension	$1,5 \text{ kV} < U \leq 75 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$
Basse Tension B (BTB)	Basse Tension	$750 \text{ V} < U \leq 1 \text{ 500 V}$	$500 \text{ V} < U \leq 1 \text{ 000 V}$
Basse Tension A (BTA)	Basse Tension	$120 \text{ V} < U \leq 750 \text{ V}$	$50 \text{ V} < U \leq 500 \text{ V}$
Très Basse Tension (TBT)	Très Basse Tension	$U \leq 120 \text{ V}$	$U \leq 50 \text{ V}$

II. 3. 1. 1. 3. Classification selon la fonction

Les fonctions du réseau varient le long de la chaîne de production à la consommation, celles-ci déterminent les quantités d'énergie, les puissances reçues et/ou fournies, influençant de façon essentielle les contraintes imposées à son fonctionnement. Le réseau électrique national du Burkina Faso (MEMC, 2023), est structuré en quatre niveaux fonctionnels :

- Les réseaux d'interconnexion exploités en très haute tension 225/330 kV permettent l'acheminement transfrontalier de grandes quantités d'énergie entre le Burkina Faso et les pays voisins. À ce jour, les interconnexions en 225 kV ont permis d'importer 1 357,82 GWh en 2024. Par ailleurs, des projets en cours, notamment dans le cadre du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP), visent le déploiement de lignes en 330 kV, afin d'augmenter la capacité d'échange et de sécuriser davantage le réseau régional.
- Les réseaux de transport principalement en 90/132/225 kV assurent l'acheminement de l'énergie depuis les centres de production et les postes d'interconnexion vers les zones de consommation. S'étendant sur environ 1 500 km de lignes, ils assurent la desserte des grands centres urbains et des postes régionaux.
- Les réseaux de distribution déployés en 15/20/33 kV constituent l'interface entre le réseau de transport et les postes de transformation HTA/BT. Ils desservent aussi bien les zones urbaines que rurales, avec une prédominance du 33 kV pour les extensions rurales, du fait de sa portée mieux adaptée aux longues distances.
- Les réseaux d'utilisation opèrent en 230/400 V. Ils desservent directement les consommateurs finaux, notamment les ménages, les services publics, les PME et les artisans. Certains gros consommateurs, comme les industries, peuvent être alimentés en moyenne tension (HTA) via des postes de transformation dédiés.

Dans le cadre de la présente étude, l'analyse se concentre spécifiquement sur les réseaux de distribution et d'utilisation, qui relèvent du périmètre d'intervention de l'ABER. Ces segments sont au cœur des stratégies de développement de l'accès à l'électricité en milieu rural.

II. 3. 1. 1. 4. Classification selon la structure topologique

La configuration du réseau détermine à la fois les modalités d'exploitation, le niveau de résilience face aux défaillances, ainsi que les possibilités de secours et de maintenance en cas d'incident. Au Burkina Faso, et plus spécifiquement dans le système de la SONABEL, on distingue principalement trois types de structures (cf. Figure 4)

- Les réseaux en antenne (ou arborescents) sont les plus couramment utilisés dans la distribution publique, notamment en zone rurale. Ils consistent en une alimentation depuis un poste source, d'où partent plusieurs artères secondaires sans interconnexion entre elles. Ce type de réseau est économique, simple à dimensionner et à exploiter, mais présente une faible résilience⁹. C'est la structure privilégiée pour l'électrification rurale, notamment à travers des extensions en lignes aériennes HTA 33 kV, en raison de leur moindre coût d'investissement et de leur adaptation aux faibles densités.
- Les réseaux en coupure d'artère (ou bouclés ouverts), généralement implantés en zones urbaines densément peuplées, consistent en une connexion de plusieurs artères en boucle, mais avec une exploitation en mode ouvert¹⁰. Ils permettent d'assurer un report de charge rapide en cas de défaillance d'un tronçon, sans interruption prolongée du service. Il est très utilisé pour la distribution HTA souterraine en milieu urbain, notamment dans les quartiers centraux de Ouagadougou et Bobo-Dioulasso.
- Les réseaux maillés sont des structures interconnectées où chaque point du réseau peut être alimenté par plusieurs chemins alternatifs. Ce modèle, plus complexe à concevoir et à gérer, offre une fiabilité maximale. Ils sont surtout utilisés dans les grandes agglomérations ou pour sécuriser les lignes stratégiques telles que les interconnexions internationales et les grands centres de consommation.

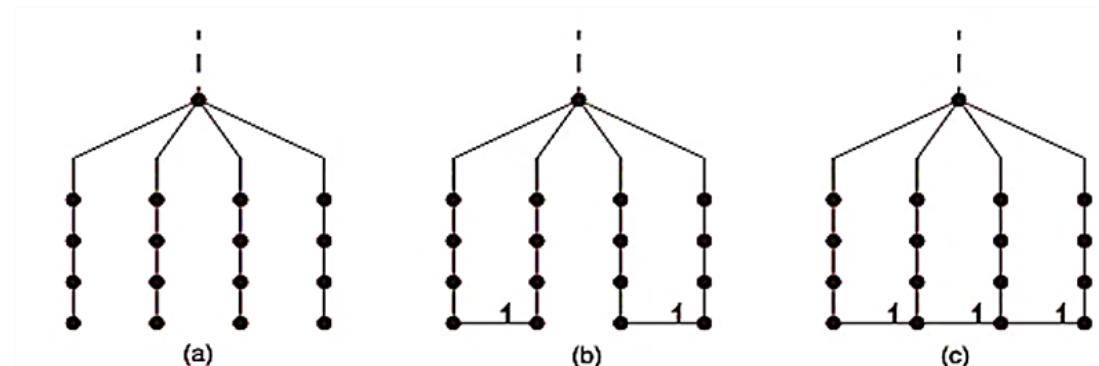


Figure 4. Typologies classiques de réseaux HTA : antenne, boucle, maillé

II. 3. 1. 2. Composantes du réseau électrique aérien de distribution HTA/BT

Un réseau électrique doit garantir une continuité d'alimentation optimale en énergie. Le réseau électrique de distribution HTA/BT burkinabé est composé de plusieurs éléments clés.

⁹ Une défaillance sur une artère peut entraîner une coupure totale de l'alimentation en aval.

¹⁰ Non alimentée des deux côtés.

II. 3. 1. 2. 1. Lignes électriques

Les lignes électriques sont des infrastructures essentielles pour le transport et la distribution de l'électricité. Elles peuvent être aériennes ou souterraines ; les lignes souterraines, bien que plus coûteuses, sont plus fiables, esthétiques et nécessitent moins de maintenance, tandis que les lignes aériennes sont privilégiées pour leur facilité d'installation et leur coût réduit. La distribution se fait par les lignes électriques aériennes (cf. Figure 5).

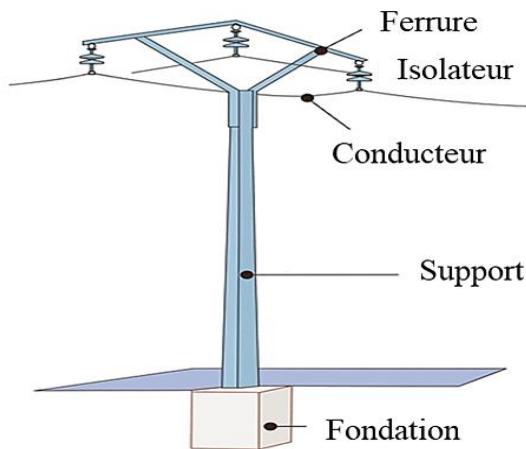


Figure 5. Constitution d'une ligne aérienne HTA/BT (conducteurs, supports, isolateurs)

II. 3. 1. 2. 2. Poste de transformation dans un réseau HTA/BT

Un poste électrique désigne un ensemble d'équipements électromécaniques, regroupés dans une structure dédiée, servant à convertir, transformer ou distribuer l'énergie électrique entre différents niveaux de tension. Il assure non seulement la transformation de la tension, mais également la protection, la fiabilité et la sécurité du système électrique.

Dans les réseaux de distribution HTA/BT, le poste de transformation, également appelé poste de livraison, joue un rôle clé dans la chaîne d'alimentation. Il permet d'abaisser la moyenne tension en basse tension adaptée aux usages des consommateurs finaux. La SONABEL distingue plusieurs types de postes de transformation comme illustré dans le Tableau III :

Tableau III. Typologie des postes de transformation HTA/BT (Doctrine de la SONABEL)

Type de poste	Plage de puissance	Type de réseau HTA raccordé
Haut poteau (H61)	50 - 100 - 160 kVA	Réseau aérien HTA
Bas de poteau (H59)	100 - 250 kVA	Réseau souterrain ou aéro-souterrain HTA
Compact préfabriqué	160 - 1 250 kVA	Réseau souterrain HTA
Maçonné traditionnel	160 - 1 250 kVA	Réseau souterrain HTA

II. 3. 1. 2. 3. Équipements de protection et de commande

Les dispositifs de protection sont indispensables pour garantir la sécurité et la continuité de l'alimentation électrique en cas de défaut. Ils comprennent principalement :

i. Les interrupteurs aériens

Les interrupteurs aériens permettent d'isoler ou d'établir les courants sur un tronçon de ligne HTA en cas de défaut ou de manœuvres planifiées. L'IACM (interrupteur aérien commande manuelle) est muni d'une commande manuelle dépendante de l'opérateur tandis que pour l'IACT (interrupteur aérien creux de tension), la coupure peut se faire à distance.

ii. Parafoudre

Les parafoudres sont destinés à limiter les contraintes électriques supportées par le matériel en cas de perturbations atmosphériques ou tout autre phénomène produisant des surtensions transitoires. En réseau aérien HTA, ils sont placés sur chaque phase de transformateur, ainsi que sur chaque point de changement de nature de câble.

iii. Mise à la terre

La mise à la terre consiste à canaliser un courant de défaut qui survient sur un matériel électrique vers la terre, qui est considéré comme étant un conducteur parfait et dont le potentiel est pris égal à zéro. Tous les équipements du réseau sont reliés à la terre, le rôle étant de permettre l'écoulement à l'intérieur du sol de courants de défaut de toutes origines. Les câbles de mise à la terre protègent les conducteurs de phase de défauts et réduisent la résistance électrique de terre du support surtout pour un sol sec ou rocheux. La mise à la terre protège les installations contre les surtensions et assure la sécurité des personnes.

iv. Disjoncteurs

Les disjoncteurs sont des dispositifs mécaniques responsables de l'interruption du courant en cas de défaut (court-circuit ou surcharge), assurant ainsi la sécurité du réseau. Les disjoncteurs compacts ou modulaires sont utilisés dans les installations résidentielles, tandis que les disjoncteurs haut de poteau protègent les transformateurs en milieu rural.

v. Relais de détection de défauts aériens

Ce sont des dispositifs de protection qui émettent des signaux lorsqu'ils détectent des anomalies (courants de défauts permanents ou non) dans la ligne. Ils sont posés généralement sur les dérivations de telle sorte que la signalisation lumineuse soit visible lors de l'exploitation.

vi. Fusible HTA et BT

Les fusibles sont des dispositifs similaires aux disjoncteurs ; en cas de surintensité, ils fondent, interrompant ainsi le courant. Toutefois, ils doivent être remplacés après avoir été déclenchés.

II. 3. 2. État de l'art sur les mini réseaux photovoltaïques

Dans certaines régions, l'absence ou la distance au réseau électrique national rend indispensable le recours à des solutions d'électrification décentralisées. De nos jours, il existe des options abordables, évolutives et capables d'assurer une alimentation continue en électricité.

Parmi ces solutions, le mini-réseau vert désigne un système énergétique autonome ou semi-autonome, reposant principalement sur des sources d'énergie renouvelable, pour fournir en électricité des communautés isolées souvent situées hors de portée du réseau national.

Ces mini-réseaux, composés de générateur central et d'un réseau de distribution basse tension et éventuellement une source d'appoint pour améliorer la continuité de service, fonctionnent en toute autonomie et peuvent répondre à des demandes de puissance relativement élevées variant de quelques dizaines de kW à plusieurs MW, permettant ainsi de répondre non seulement aux besoins domestiques, mais également aux usages collectifs et productifs, essentiels au développement économique local.

Ainsi, compte tenu de la population de Fourkoura et de son fort potentiel solaire, l'option du mini-réseau solaire s'impose. Cependant, étant donné l'intermittence de la ressource solaire, il est nécessaire d'intégrer un système de stockage par batteries afin d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.

II. 3. 2. 1. Effet photovoltaïque

La conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique a été mise en évidence par Antoine Becquerel en 1839, avec la découverte de « l'effet photovoltaïque ». Ce processus de transformation énergétique se réalise à travers des dispositifs appelés cellules photovoltaïques, qui exploitent des matériaux semi-conducteurs sensibles à l'énergie des photons, comme l'illustre la Figure 6. Cette technologie est de plus en plus intégrée dans les solutions d'électrification rurale, offrant une alternative renouvelable.

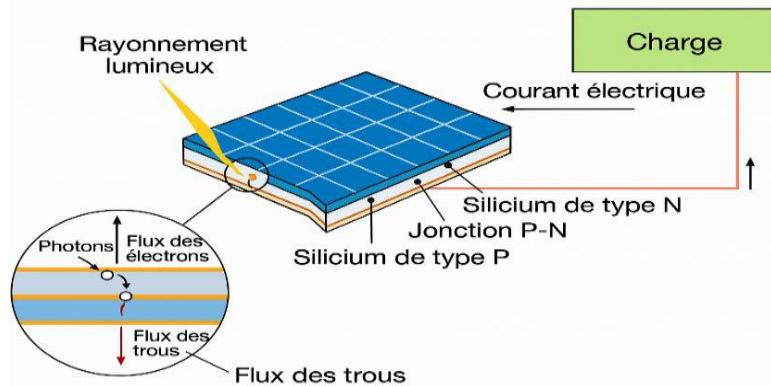


Figure 6. Schéma de principe du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

II. 3. 2. 2. Les systèmes photovoltaïques

Un système PV est une source d'électricité qui peut être stockée, utilisée, réinjectée dans le réseau ou combinée avec une ou plusieurs autres sources d'énergie.

On distingue ainsi trois principales catégories (SEIDP, 2020) :

- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (on-grid) nécessitent une connexion permanente au réseau électrique existant, qui sert de référence en matière de tension et de fréquence. Ces systèmes dépendent uniquement du réseau électrique et ne disposent donc pas de capacités de stockage.
- Les systèmes photovoltaïques autonomes (off-grid) dépendent uniquement de la production solaire. Ils peuvent inclure des batteries de stockage afin d'assurer une alimentation continue en électricité. Cependant, ils présentent un coût initial élevé et une fiabilité dépendante des conditions climatiques.
- Les systèmes hybrides combinent la production solaire à d'autres sources d'énergie telles que les groupes électrogènes, l'éolien, etc. Cette configuration offre une meilleure stabilité énergétique, toutefois elle demande un contrôle plus important.

L'utilisation des systèmes photovoltaïques autonomes favorise une transition vers une autonomie énergétique, notamment dans les zones rurales. Ils sont particulièrement adaptés aux applications telles que l'éclairage public, le pompage d'eau ou encore les installations domestiques en sites isolés. En conséquence, nous privilierons les systèmes photovoltaïques autonomes dans ces travaux. Ils se composent principalement de : générateur photovoltaïque, régulateur de charge, d'onduleur convertisseur et d'un système de stockage par batteries.

II. 3. 2. 3. Configuration des systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être classés en fonction du type de bus électrique, c'est-à-dire la manière dont l'énergie circule entre les divers composants de la production au stockage, en passant par la conversion jusqu'à la consommation.

On peut principalement identifier trois types de configurations (Carne et al., 2024) :

- Configuration à bus CC, l'énergie générée par le générateur PV est transmise sous forme de courant continu et directement régulée par un contrôleur de charge avant d'être stockée dans des batteries. Elle n'est convertie en courant alternatif, grâce à un onduleur autonome, que lorsqu'il est nécessaire d'alimenter des charges CA. Cette configuration se caractérise par sa simplicité, son faible coût et s'avère particulièrement adaptée aux petites installations domestiques ou aux systèmes où prédominent les charges CC.
- Configuration à bus CA, le courant CC généré par les modules photovoltaïques est instantanément transformé en courant alternatif grâce à un onduleur. Le système fonctionne alors comme un réseau alternatif global, avec des batteries rechargées via un chargeur CA/CC. Cette option convient mieux aux installations avec équipements majoritairement CA. Elle facilite l'extension ou l'interconnexion de plusieurs sources d'énergie, notamment dans les mini-réseaux ruraux.
- Configuration hybride à bus CA/CC, elle tire parti des avantages des deux configurations précédentes. L'énergie peut être transmise aussi bien en courant continu qu'en courant alternatif selon les dispositifs connectés. Cette configuration est particulièrement bénéfique pour des systèmes mixtes intégrant aussi bien des charges CC que des charges CA. Elle offre une flexibilité énergétique accrue, toutefois, nécessite une gestion énergétique plus complexe ainsi que des équipements de conversion avancés.

Au regard de ces différentes configurations, notre étude s'oriente vers une configuration CA. Ainsi pour cette configuration, nous avons retenu la technologie SMA SOLAR, en raison de sa robustesse et de sa compatibilité avec les mini-réseaux en milieu rural isolé (SMA, 2009).

II. 3. 3. État de l'art sur les méthodes de prévision du besoin énergétique

La prévision de la demande énergétique, étape importante pour la planification des infrastructures énergétiques, l'élaboration de politiques et l'optimisation des investissements (Bhattcaharyya et al., 2010), implique l'estimation de la quantité d'énergie requise pour répondre aux besoins de consommateurs sur une période déterminée, tout en prenant en compte les dynamiques économiques, démographiques, technologiques et comportementales.

La littérature présente plusieurs approches méthodologiques, chacune ayant ses avantages, ses inconvénients et ses domaines d'application spécifiques (Hansen et al., 2010).

II. 3. 3. 1. Modèles top-down

Les modèles top-down étudient le lien entre consommation d'énergie et variables macroéconomiques telles que le produit intérieur brut (PIB), le revenu, la croissance démographique ou les prix de l'énergie. Deux sous-catégories principales se distinguent :

- Les modèles économétriques estiment la demande énergétique à travers des séries temporelles et des méthodes statistiques. Ils permettent de quantifier les élasticités de la demande par rapport au revenu ou aux prix, s'appuyant sur des données historiques observées pour établir des relations causales (Bhattcaharyya et al., 2010).
- Les modèles d'équilibre général calculable simulent les interactions entre tous les secteurs d'une économie tout en tenant compte des contraintes d'offre et de demande. L'énergie y est modélisée comme un bien intermédiaire influencé par l'activité économique globale. Bien que ces modèles soient efficaces pour évaluer l'impact des politiques énergétiques, ils nécessitent une base de données complète et cohérente.

Les modèles top-down rencontrent des difficultés à saisir la diversité des usages finaux ainsi que les différences sectorielles ou les effets liés aux technologies spécifiques. De plus, ils s'appuient largement sur la stabilité du comportement et la validité des tendances historiques, ce qui peut limiter leur précision dans un contexte marqué par une transition énergétique rapide.

II. 3. 3. 2. Modèles bottom-up

Les modèles bottom-up évaluent la demande énergétique en partant du niveau individuel de consommation (ménage, bâtiment, commerce, etc.). Ils construisent une estimation à partir d'un inventaire détaillé incluant équipements, usages énergétiques, comportements et rendements technologiques associés. On note généralement deux catégories :

- Les modèles de simulation technologique décrivent les profils de consommation selon différents scénarios concernant l'équipement et son utilisation (durées d'utilisation, rendement énergétique, puissance nominale). Ce sont des modèles déterministes souvent appliqués dans le cadre de planifications énergétiques rurales ou urbaines .
- Les modèles d'optimisation énergétique visent à minimiser les coûts ou les émissions en choisissant les technologies ou vecteurs énergétiques efficients pour satisfaire une demande donnée sous diverses contraintes techniques, économiques et environnementales. Des outils tels que HOMER appartiennent à cette catégorie.

Le principal inconvénient est dû à la sensibilité aux hypothèses formulées concernant le comportement des consommateurs et l'efficacité technique. Ces modèles exigent également des données désagrégées¹¹ souvent difficiles à obtenir.

II. 3. 3. 3. Modèles hybrides

Pour surmonter les limitations inhérentes aux approches précédentes, les modèles hybrides combinent éléments macroéconomiques issus des modèles top-down avec des détails techniques et comportementaux fournis par les modèles bottom-up. Ils permettent non seulement d'évaluer comment la croissance économique influence la demande énergétique, mais aussi de considérer l'impact potentiel des politiques visant l'efficacité énergétique ainsi que des évolutions technologiques ou des préférences des consommateurs.

Les modèles hybrides offrent une meilleure fiabilité prédictive ainsi qu'une prise en compte exhaustive des interactions entre choix techniques et dynamiques économiques. Ils se révèlent particulièrement précieux lors d'évaluations des scénarios portant sur la transition énergétique à long terme. Cependant, leur mise en œuvre nécessite une expertise interdisciplinaire et diverse de données hétérogènes, ce qui engendre un coût élevé tant sur le plan financier qu'en termes d'efforts institutionnels requis.

¹¹ Les données désagrégées sont des données détaillées par catégorie d'unité (maison ou secteur) tandis que les données agrégées sont des données regroupées à un niveau global ou collectif (pays).

III. ÉTUDE TECHNIQUE

III. 1. MÉTHODOLOGIE

III. 1. 1. Matériel et outils

Dans le cadre du présent travail, les outils exploités sont listés dans le tableau ci-après :

Tableau IV. Matériels et outils utilisés

Outil	Rôle
GPS	Collecte des coordonnées géographiques du site
Fiches d'enquête	Collecte des données du site
Excel	Traitement des données et dimensionnement
Word	Rédaction et mise en forme du rapport d'étude
Google Earth et QGIS	Cartographie et analyse spatiale du site
DISTELEC 2020	Calcul électrique de la ligne
CAMELEC 2020	Calcul mécanique de la ligne
Google Scholar, ResearchGate, ScienceDirect, etc.	Recherche documentaire

III. 1. 2. Démarche méthodologique

Notre méthodologie s'articule autour de sept (07) axes :

- Collecte et traitement des données ;
- Évaluation de la demande ;
- Dimensionnement des variantes ;
- Estimation financière des variantes ;
- Analyse comparative des variantes ;
- Étude des impacts environnementaux et sociaux de la solution sélectionnée ;
- Conclusion et proposition de recommandations.

III. 2. ÉVALUATION DE LA DEMANDE

III. 2. 1. Collecte des données du réseau HTA/BT

Le Tableau V présente les données d'exploitation de la ligne Niankorodougou :

Tableau V. Caractéristiques techniques de la ligne HTA du poste de Niankorodougou (SONABEL, 2022)

Désignations	Données
Source	Niankorodougou
Transformateur HTB\HTA	225/33 kV
Taux de charge de la ligne	45
Section de câble	54,6 mm ²
Fréquence	50 Hz
Plage chute de tension	1,5 - 2,3
Tension nominale HTA	36 kV
Tension nominale d'isolement HTA	70 kV
Tension assignée au choc de foudre	170 kV crête
Tension de service HTA	33 kV

III. 2. 2. Collecte d'informations sur les consommateurs

Conformément à la littérature (ARDILLY, 2006), il distingue deux approches pour la collecte de données sur site : le recensement et l'échantillonnage. Dans le cadre de nos travaux, l'échantillonnage est préféré en raison de son efficacité opérationnelle (réduction des coûts) et de sa capacité à fournir des résultats représentatifs. Plus précisément, un plan d'échantillonnage probabiliste stratifié tenant compte de l'hétérogénéité de la population.

La taille de l'échantillon est alors donné par (Ridgman, 1990) :

$$n = \frac{N \times Z^2 \times p \times (1 - p)}{\varepsilon^2 \times (N - 1) + Z^2 \times p \times (1 - p)} \quad (1)$$

Avec N : la taille totale de la population ; Z : le niveau de confiance ; p : proportion estimée ; ε : marge d'erreur acceptable

Ainsi les hypothèses établies pour le calcul sont :

- Le niveau de confiance correspond à la probabilité que l'intervalle estimé pourrait contenir la vraie valeur du paramètre analysé. Un seuil de 95% constitue un compromis efficace entre précision et praticité, c'est l'intervalle pour lequel l'on accepte que 5% des échantillons pourraient ne pas contenir la vraie valeur (Intervalle de confiance, 2025).
- La marge d'erreur indique le degré de précision souhaité. Une marge fixée à 5 est fréquemment adoptée. Plus la marge est réduite, plus il faudrait augmenter la taille de l'échantillon (Surveymonkey, 2024).

- Lorsque nous ne disposons pas de données réelles sur la proportion du caractère étudié, on adopte $p = 0,5$ afin d'optimiser la variance $p(1-p)$, ce qui détermine également le volume requis pour obtenir un échantillon adéquat (SurveyMonkey, 2024).

L'échantillon est de 349 consommateurs. Selon la typologie des consommateurs tirée des ventes par tarifs de l'opérateur (ARTELIA, 2023), 94% relèvent du secteur domestique contre 6% du tertiaire, soit un total de 328 consommateurs domestiques et 21 socio-professionnels ciblés.

À l'issue de la collecte des données, 270 questionnaires valides ont été recueillis. D'après l'enquête, la population est actualisée à environ 16 000 habitants, entraînant une marge d'erreur effective de 5,91, qui demeure acceptable pour l'étude.

L'exemplaire de questionnaire utilisé pour la collecte des données est présenté en Annexe 1 :

III. 2. 3. Justification de l'approche bottom up

Au regard du point II. 3. 3, le modèle bottom-up est retenu pour cette étude en raison de sa capacité à fournir une analyse contextuelle précise sur les besoins énergétiques réels. Il nous permet notamment de :

- Représenter de manière détaillée les usages spécifiques des consommateurs, en tenant compte des horaires d'utilisation, des habitudes quotidiennes, des types d'équipements utilisés et des préférences individuelles, etc. ;
- Intégrer les caractéristiques socio-économiques locales telles que taille du ménage, types d'activités économiques, accès aux équipements, etc. ;
- Différencier les besoins énergétiques en fonction des secteurs : résidentiel, services collectifs, activités commerciales et micro-industrielles, favorisant ainsi une planification énergétique plus réaliste.

De plus, la méthode bottom-up est particulièrement adaptée pour dimensionner les systèmes photovoltaïques autonomes car elle facilite l'estimation horaire ou journalière de la consommation, élément nécessaire à l'étude. Ainsi, dans un contexte où les données macroéconomiques sont limitées, le modèle bottom-up se distingue comme étant le plus pertinent pour modéliser efficacement la demande énergétique de Fourkoura.

III. 2. 4. Estimation du besoin énergétique actuel et prévision

En 2019, la population de Fourkoura était estimée à environ $Pop_{2019} = 3\,795$ habitants (RGPH, 2019). En appliquant un taux d'accroissement annuel de $\alpha = 2,94\%$ (INSD, 2022), la population projetée en 2024, hors impact migratoire, est donnée par la formule suivante :

$$Pop_{locaux} = Pop_{2019} \times (1 + \alpha)^5 \quad (2)$$

Ce qui donne une population théorique d'environ 4 386 habitants en 2024.

Cependant, selon les données du CSPS, la population effective observée en 2024 est d'environ $Pop_{CSPS} = 16\ 000$ habitants. Cette différence significative découle principalement de l'afflux massif des travailleurs saisonniers liés à l'orpailage artisanal et à la présence d'une mine industrielle, qui provoquent une pression démographique ponctuelle.

Une faible proportion des travailleurs connexes qui s'établit dans la localité après cessation effective des activités extractives (Bohbot, 2017), ainsi seulement une marge de 10% de la population estimée par le CSPS, sont considérés comme résidentiels dans nos travaux :

$$Pop_{orpailleurs} = 10\% Pop_{CSPS} \quad (3)$$

Soit 1 600 orpailleurs résidents, cette marge se justifie par. En outre, l'exclusion de ces travailleurs pourrait entraîner un mécontentement ainsi que des extensions imprévues du réseau, mettant en péril la stabilité du système. D'où la majoration qui assure un dimensionnement adéquat des infrastructures énergétiques répondant aux fluctuations de la demande.

Ainsi, la population équivalente retenue pour le dimensionnement des infrastructures est :

$$Pop_{domestiques} = Pop_{locaux} + Pop_{orpailleurs} \quad (4)$$

Nous établissons donc une population équivalente de 5 986 habitants.

En considérant une taille moyenne des ménages ruraux de $\theta = 6,2$ personnes/ménage (EDSBF, 2021), le nombre estimé de consommateurs domestiques est :

$$N_{domestiques} = \frac{Pop_{domestiques}}{\theta} \quad (5)$$

Nous déduisons un nombre total de 965 ménages pour les besoins de l'étude.

Les autres catégories de consommateurs ont été identifiées lors de la collecte de données et comprennent :

- 10 services collectifs (écoles, lieux de culte, centre de santé) ;
- 50 consommateurs commerciaux (boutiques, ateliers, marché, etc.) ;
- 59 unités micro-industrielles (soudure, moulin, traitement artisanal d'or, etc.).

Ainsi, l'étude considère un total de 1 084 consommateurs potentiels, servant de base au dimensionnement des solutions énergétiques.

III. 2. 4. 1. Catégorisation de consommateurs

Les données recueillies portent sur les habitudes de consommation, les équipements utilisés et les attentes des consommateurs sur une période (24 h). Elles ont permis d'évaluer la quantité totale d'énergie électrique nécessaire pour répondre aux besoins de Fourkoura.

L'extrapolation des résultats de l'enquête à l'ensemble de la population a permis d'estimer le nombre de consommateurs, leur classification et leur profil de consommation énergétique.

La répartition des consommateurs est illustrée dans la Figure 7 ci-dessous :

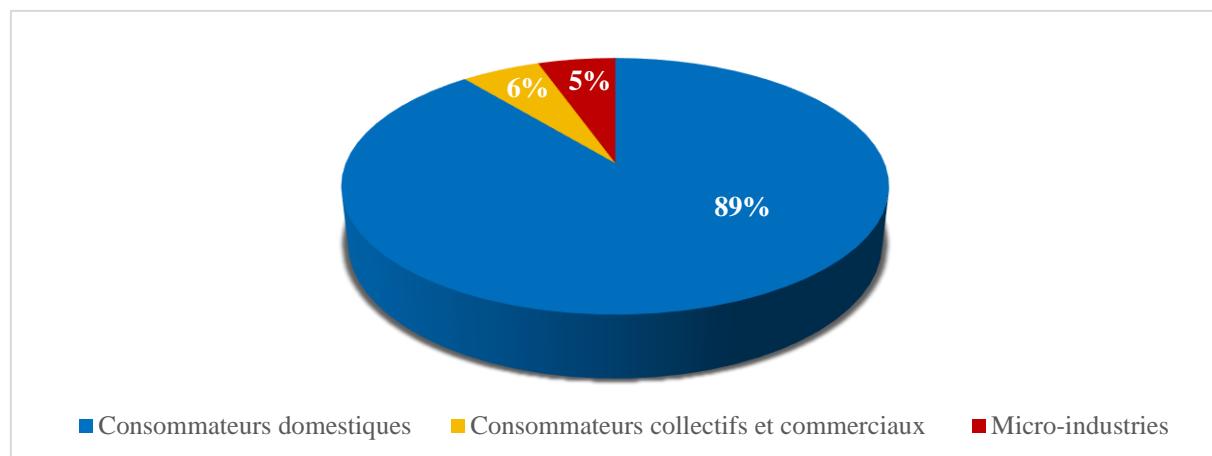


Figure 7. Classification des consommateurs selon leurs usages énergétiques à Fourkoura

III. 2. 4. 2. Bilan énergétique

Le Tableau VI ci-dessous présente le bilan énergétique journalier de la localité de Fourkoura, établi sur la base des données de consommation collectées auprès des différentes catégories de consommateurs :

Tableau VI. Bilan énergétique journalier de la localité de Fourkoura

Catégories de consommateurs	Description	N° d'abonnés	Puissances collectées en kVA	Besoin énergétique journalier en kWh		
				Total	Diurne	Nocturne
Résidentiels	Ménages à faible consommation	424	73,85	481,27	61,11	420,16
	Ménages à moyenne consommation	332	150,91	1 081,25	82,92	998,34
	Ménages à forte consommation	209	157,20	1 582,09	394,09	1 188,00
Socio-collectifs	Centre de formation	3	1,18	8,92	5,89	3,02
	Lieux de culte	6	1,75	8,64	3,50	5,14
	CSPS et pharmacie	1	0,84	10,66	7,08	3,58

	Petits commerces	30	10,01	102,45	67,45	35,00
	Grands commerces	20	20,26	282,60	189,27	93,33
Micro-industriels	Moulins	3	0,90	5,40	5,40	-
	Atelier de soudure	2	1,50	9,00	9,00	-
	Machines de traitement d'or	54	81,00	648,00	648,00	-
	Total	1 084	499,40	4 220,28	1 473,72	2 746,56

L'analyse révèle une puissance maximale appelée de $S_{max} = 499,40 \text{ kVA}$, correspondant à la puissance électrique instantanée maximale que l'ensemble des équipements pourrait consommer simultanément. Le bilan énergétique détaillé est présenté en Annexe 2 :

La demande énergétique journalière totale de la localité est estimée à $E_j = 4,22 \text{ MWh}$, se répartit entre une consommation diurne représentant 35% soit 1,47 MWh, contre une consommation nocturne nettement plus élevée de 2,75 MWh, correspondant à 65%.

III. 2. 4. 3. Classification des appareils de consommation

Les appareils recensés sont classés en quatre grandes catégories selon leur usage (cf. Figure 8).

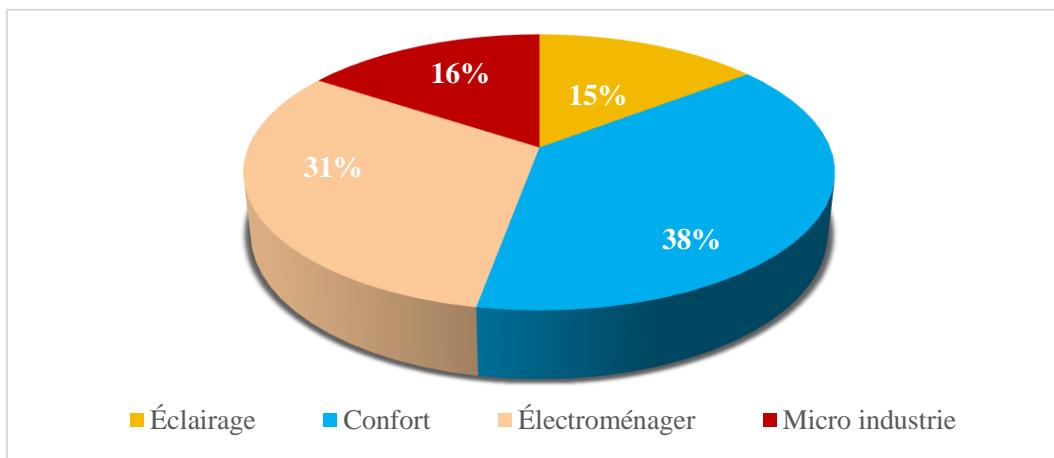


Figure 8. Répartition des appareils de consommation selon leur usage principal

- L'éclairage, principalement constitué de lampes, affiche une consommation journalière de 615,14 kWh/jr ;
- Le confort, majoritairement composé des ventilateurs, représente une consommation journalière de 1 613,71 kWh/jr ;
- L'électroménager, dominée par les appareils audiovisuels, les chargeurs et les réfrigérateurs, a une consommation journalière estimée à 1 325,58 kWh/jr ;
- Le secteur micro-industriel comprend les équipements à moteurs de forte puissance, avec une consommation journalière évoquant 662,40 kWh/jr.

III. 2. 4. 4. Typologie des consommateurs et répartition de la demande

Sur la base des données collectées, six sous-catégories de consommateurs ont été identifiées, regroupées en trois classes principales selon leur profil d'usage énergétique :

i. Consommateurs domestiques

- Ménages à faible consommation, dotés d'équipements de base (lampe, radio, chargeur, ventilateur), ils représentent environ 11,40% de la demande énergétique totale.
- Ménages à consommation moyenne, en plus des équipements de base, ces foyers possèdent un téléviseur. Leur consommation s'élève à 25,62% de la demande totale.
- Ménages à forte consommation équipés d'un réfrigérateur, leur consommation représente environ 37,49% du besoin énergétique total.

ii. Consommateurs collectifs et commerciaux

- Les consommateurs socio-collectifs représentent 0,67% de la consommation totale.
- Les consommateurs commerciaux affichent une consommation moyenne estimée à 9,12% de la consommation journalière totale.

iii. Micro-industries

Ils regroupent les unités à forte intensité énergétique représentant 15,70% de la demande journalière totale.

iv. Courbe de charge

Les variantes étudiées ont pour objectif de couvrir l'ensemble des usages électriques identifiés à Fourkoura (cf. Annexe 3 :). La courbe de charge horaire permet de visualiser les dynamiques de consommation quotidienne :

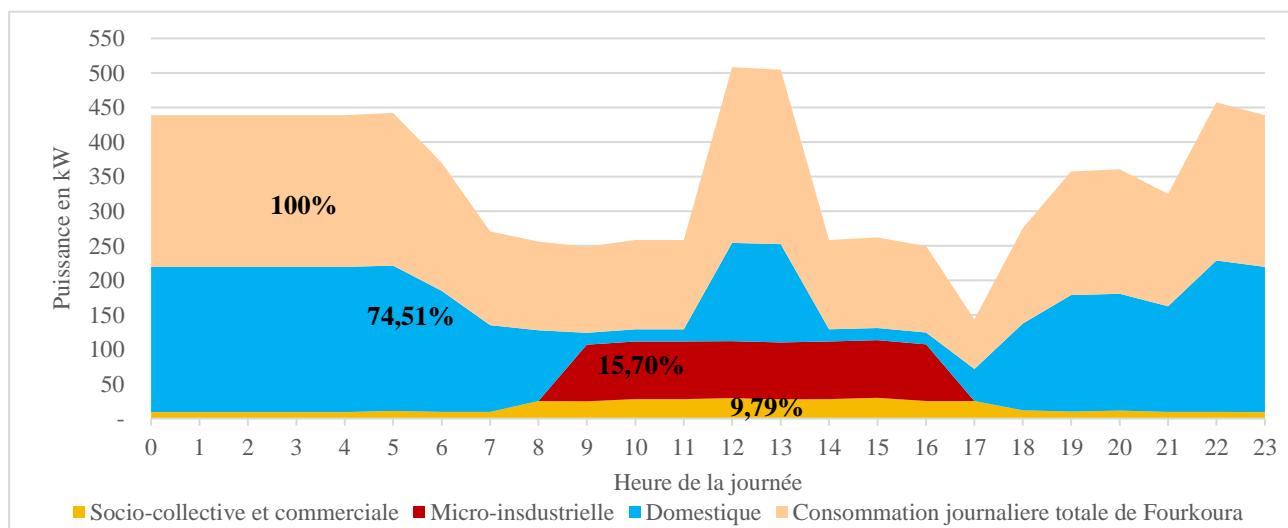


Figure 9. Courbe journalière moyenne de la consommation électrique à Fourkoura

- Un premier pic d'environ 254 kWh est observé entre 12 h et 13 h, correspondant au retour temporaire des ménages pour le déjeuner, conjugué à l'activité accrue des services collectifs et commerciaux ;
- Un second pic, plus prononcé, survient entre 18 h et 23 h, période correspondant au retour des ménages à domicile, avec l'utilisation simultanée de plusieurs équipements domestiques (éclairage, téléviseurs, radios, ventilateurs, etc.). Ce pic atteint une puissance maximale estimée à 229 kWh vers 22 h.

Entre ces périodes de pointe, la consommation baisse, notamment en fin de matinée et en début d'après-midi, traduisant une sous-utilisation des logements pendant les heures d'activité extérieure. La nuit, une consommation résiduelle subsiste après 23 h, principalement due au fonctionnement des ventilateurs et à la consommation continue des réfrigérateurs.

À partir des besoins identifiés et de la courbe de charge, nous pouvons désormais passer au dimensionnement des solutions envisagées pour répondre à cette demande.

III. 3. DIMENSIONNEMENT DES SOLUTIONS D'ÉLECTRIFICATION

III. 3. 1. Extension HTA/BT

Le dimensionnement d'un réseau électrique a pour objectif de définir une installation répondant aux besoins du processus de consommation, tout en optimisant les coûts d'investissement et d'exploitation, afin d'assurer un équilibre optimal entre performance et rentabilité.

III. 3. 1. 1. Configuration du réseau d'alimentation HTA

La structure des réseaux de distribution HTA en milieu rural est généralement de type radial ou en antenne. Cette structure se compose typiquement de deux types de lignes :

- Les lignes HTA d'ossature ou lignes principales, qui assurent le transit de puissance vers la localité. Elles sont conçues à partir d'arrêts simples, doubles et de semi-arrêts en technique suspendue sur armement nappe voûte avec une section importante ;
- Les lignes BT de dérivation, qui constituent les lignes secondaires pour l'alimentation de la localité. Elles sont réalisées à partir d'arrêts simples, de semi-arrêts et de doubles ancrages en technique rigide sur armement drapeau rigide, avec une section inférieure à celle des lignes d'ossature.

La ligne HTA s'étend de la sortie de Niankorodougou à celle de Fourkoura, sur une distance totale de 17,40 km. Les transformateurs sont installés de part et d'autre de la ligne principale HTA, le long de lignes secondaires en dérivation. Les lignes sont conçues en 33 kV technique suspendu, équipées d'isolateurs en matériau composite.

III. 3. 1. 2. Dimensionnement électrique de la ligne HTA

Le calcul électrique des lignes consiste à déterminer les différentes caractéristiques des équipements nécessaires pour assurer un transport de l'énergie électrique. Il vise à garantir que la ligne est capable de transiter la puissance prévue sans risques de surchauffe ni de pertes excessives, tout en respectant les normes de qualité de fourniture et de sécurité en vigueur.

III. 3. 1. 2. 1. Puissance à transiter dans la ligne

Comme pour tout projet d'ingénierie, il est impératif d'intégrer les perspectives d'évolution de la demande à long terme. La puissance maximale prévue à transiter sur la ligne est donc projetée à partir de la puissance initiale S_1 selon la formule suivante :

$$S_m \text{ (kVA)} = S_1 \times (1 + a)^n \quad (6)$$

III. 3. 1. 2. 2. Choix des conducteurs

La détermination de la section du câble repose trois hypothèses suivantes :

a. Le courant de la ligne est doit être inférieur au courant admissible du câble

- Le courant nominal I_n que doit supporter la ligne est déterminé en fonction de la puissance maximale S_m et de la tension de service du réseau U selon la relation :

$$I_n \text{ (A)} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \times U} \quad (7)$$

- Le courant admissible (I_z) est la valeur maximale qu'un conducteur peut supporter en permanence sans que sa température dépasse la valeur de sécurité définie :

$$I_{z_n} \text{ (A)} = K \times s^{0,62} \quad \text{avec} \quad I_z = \frac{I_n}{k_f} \quad (8)$$

Avec : I_{z_n} : est la valeur normalisée du courant immédiatement supérieure ou égale à la valeur de I_z et s : section du câble.

b. Le câble doit supporter le courant de court-circuit de la ligne

- Le courant de court-circuit I_{cc} dans la ligne est calculé à partir de l'impédance équivalente Z_{cc} du tronçon :

$$I_{cc} \text{ (A)} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad \text{où} \quad Z_{cc} (\Omega) = \sqrt{(R)^2 + (X)^2} \quad (9)$$

La résistance de ligne est donnée par : $R(\Omega) = \rho \times \frac{L}{s} \times [1 + \alpha(T - 20)]$

Aussi la réactance de ligne est comprise entre $0,3 \geq x \text{ } (\Omega/km) \leq 3,5$

- Il existe également un courant de court-circuit ($I_{cc_{max}}$), fonction du temps de défaut, que le conducteur peut laisser passer sans subir de dommage :

$$I_{ccmax} (A) = \frac{s \times a}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (10)$$

Avec a : le paramètre lié au matériau (cf. Annexe 4 :); tcc : l'unité de temps de court – circuit en seconde

c. La chute de tension induite par le câble doit être inférieure à 7%

La chute de tension est la différence entre la tension de consigne au poste source et la tension réellement mesurée à un point du réseau. La section doit être choisie pour limiter cette chute de tension conformément à la norme NFC 11-201, qui fixe une chute de tension de 5% pour les lignes HTA, avec une tolérance pouvant aller jusqu'à 7% en milieu rural. Elle se calcule par :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = \frac{P}{U^2} (R + X \tan \varphi) \quad (11)$$

Avec R et X : la résistance et la réactance de la ligne ; φ : l'angle de phase avec $\cos \varphi = 0,9$ en milieu rural

III. 3. 1. 2. 3. Résultats du calcul électrique de la ligne

Le dimensionnement électrique de la ligne HTA/BT a été réalisé conformément aux normes en vigueur, en s'appuyant sur les fonctionnalités du logiciel DISTELEC, un outil développé sous Microsoft Excel pour le calcul de chutes de tension et de courants de court-circuit.

L'analyse s'est appuyée sur une croissance annuelle de la demande $a = 8\%$ conformément aux prévisions de la SNER et pour une période de $n = 10$ ans (ABER). En intégrant un facteur de pondération de $k_f = 0,4$ (cf. Annexe 5 :), représentatif de la non-concordance des usages de l'électricité, la puissance maximale projetée s'élève à $S_m = 431,27$ kVA (cf. Annexe 7 :).

À une tension de service $U = 33$ kV et un facteur de puissance de $\cos \varphi = 0,9$ (cf. Annexe 6 :), le courant nominal dans la ligne a été estimé à $I_n = 8,38$ A. Sur une longueur de ligne de 17,39 km, la chute de tension cumulée est de $\frac{\Delta U}{U} = 0,27\%$, nettement inférieure au seuil réglementaire de 7 % en zone rurale.

Le conducteur retenu est un câble Almelec de section 54,6 mm², conforme à la doctrine de construction de la SONABEL, utilisé couramment dans les réseaux ruraux pour sa résistance mécanique, sa tenue thermique et sa bonne conductivité électrique.

Les calculs électriques sont fournis en Annexe 8 :

III. 3. 1. 3. Dimensionnement géométrique des lignes aériennes HTA

Le calcul géométrique des lignes consiste à définir la configuration spatiale de la ligne, notamment la portée entre les supports, la hauteur, la flèche et les distances de sécurité, afin d'assurer la sécurité et la conformité aux normes en vigueur.

III. 3. 1. 3. 1. Portée

La portée est la distance horizontale entre deux supports consécutifs. Elle dépend du type de ligne, de la section du câble et du niveau de tension. En raison des obstacles rencontrés sur le terrain, les portées peuvent être irrégulières au sein d'un même canton.

La norme fixe, pour une ligne aérienne HTA 54,6 mm², la portée maximale est de **$a = 180 \text{ m}$** , avec une portée équivalente de **$a = 130 \text{ m}$** . Pour cette étude, nous retenons une portée **$a = 120 \text{ m}$** en technique suspendue.

III. 3. 1. 3. 2. Canton

Un canton est une succession de portées entre deux supports d'arrêt. Il permet d'éviter une rupture en cascade de toute la ligne en cas d'incident. Selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser **2 km** de longueur et **15 portées**.

III. 3. 1. 3. 3. Paramètre

C'est le rapport entre la tension unitaire du conducteur et son poids linéique. Le paramètre p représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole formée par le conducteur. Les valeurs du paramètre sont données dans la norme NFC 11 201, pour une ligne HTA en almelec de section 54,6 mm², **$P = 1 000 \text{ m}$** on considérera **$P(40^\circ\text{C}) = 1 100 \text{ m}$** .

III. 3. 1. 3. 4. Flèche

C'est la différence entre la garde et la hauteur hors sol du support. Elle est déterminée à la température maximale des conducteurs +40°C sans vent, suivant l'expression :

$$f(m) = \frac{a^2}{8P} \quad (12)$$

III. 3. 1. 3. 5. Hauteurs

Pour une ligne :

- L'implantation (I) est la partie enterrée du support, calculée comme suit :

$$I(m) = \frac{H}{10} + 0,5 \quad (13)$$

- La hauteur hors sol (h) est la longueur du support non enterrée, donnée par :

$$h = H - I \quad (14)$$

- La garde-hors-sol est la hauteur entre le sol et la partie basse du câble entre deux supports. Selon la norme NFC 11 201, elle est fixée à 8 m pour les traversées de routes et à au moins 6 m ailleurs.

III. 3. 1. 3. 6. Nombres de supports HTA

Le nombre total de supports sur la ligne est donné par :

$$N_s = \frac{L}{a} + 1 \quad (15)$$

III. 3. 1. 3. 7. Modélisation QGIS

À l'aide de la console Python, dans le logiciel QGIS, nous avons conçu un script afin d'automatiser la segmentation du tracé en portées et cantons. Le script utilise la géométrie du tracé de la ligne modélisée dans QGIS pour diviser le linéaire en segments significatifs, nécessaires au dimensionnement et à l'implantation des supports.

Le script extrait les points qui composent chaque segment du tracé, procède ensuite au calcul de la longueur et de l'angle formé par trois points consécutifs pour chaque segment. Si l'angle dépasse un seuil prédéfini (30 gr) ou si la longueur d'un segment excède la portée définie (120 m), un nouveau segment est alors créé. Permettant ainsi de prendre en considération les variations directionnelles et garantissant ainsi la stabilité mécanique de la ligne.

Par la suite, ces portées sont regroupées en cantons. Chaque canton doit respecter deux critères : une longueur maximale de 2 km et un nombre maximal de 13 portées. Une fois que les portées et cantons ont été définis, le script crée une nouvelle couche vectorielle dans QGIS. Chaque portée est enregistrée comme une entité linéaire avec des attributs détaillés (numéro de canton, identifiant de portée, angles d'entrée et de sortie, longueur réelle, longueur cumulée, coordonnées des points de départ et d'arrivée, les numéros des supports aux extrémités, etc.).

En sortie, le script présente un bilan global comprenant le nombre total de portées et supports ainsi que leur répartition par canton. Cette automatisation assure un dimensionnement conforme aux normes NFC 11-201 tout en facilitant l'exploitation ultérieure des données pour les études mécaniques. Les résultats sont présentés en Annexe 10 :

III. 3. 1. 4. Dimensionnement mécanique de la ligne HTA

Le calcul mécanique des lignes se concentre sur la capacité des conducteurs, des supports et des fondations à résister aux efforts permanents, tels que le poids propre et la tension, ainsi qu'aux efforts accidentels comme le vent. Il vise à garantir la stabilité et la fiabilité de l'infrastructure, en assurant que tous les éléments résistent adéquatement aux contraintes, garantissant ainsi la sécurité et la durabilité de l'ouvrage.

III. 3. 1. 4. 1. Hypothèses climatiques

Les calculs des tensions mécaniques des conducteurs sont réalisés à partir des hypothèses :

Tableau VII. Hypothèses de calculs mécaniques des lignes (DAO YELEEN UE)

Données climatiques	Conducteurs et éléments travaillant à la traction	Supports BT (béton armé)	Supports mt (poutrelles)
Vents normaux (m/sec)	8	6	8
Pression (Pa)	30	60	80
Temp. (°C)	15		
Coefficient de sécurité	3,0	2,1	2,1
Vents forts (m/sec)	20	15	20
Pression (Pa)	200	480	505
Temp. (°C)	25	-	-
Coefficient de sécurité	2,3	1,6	1,6
Vents extrêmes (m/sec)	34	26	34
Pression (Pa)	585	1 100	1 450
Temp. (°C)	50	-	-
Coefficient de sécurité	1,0	1,0	1,0

III. 3. 1. 4. 2. Coefficient de stabilité

Le coefficient de stabilité des massifs de fondation (K_s) est fixé par la norme à :

- $K_{stabilite} = 1,2$ pour les supports en alignement.
- $K_{stabilite} = 1,75$ pour les supports en ancrage (arrêt ou angle supérieur à 10 gr).

III. 3. 1. 4. 3. Distances

L'écartement minimal (e_{min}) entre les conducteurs en milieu de portée est donné par :

$$e_{min} (m) = K_c \times \left[\frac{U}{150} + K_z \sqrt{f + l} \right] \quad (16)$$

Avec K_c : coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs (Cf. Annexe 11 :); f : flèche à 40 °C sans vent en mètre
 K_z : coefficient prenant en compte la zone de vent ; l : longueur libre de la chaîne en mètres ; U : tension de service en kV.

- Pour les réseaux 33 kV, la distance à la masse des conducteurs ou des pièces sous tension doit être au moins égale : (i) à 0,28 m sans vent ; (ii) à 0,18 m à 25 °C et vent horizontal de 240 Pa.
- Les calculs d'inclinaison et de retournement des chaînes sont effectués à partir des hypothèses suivantes : (i) À +25 °C et 240 Pa pour l'inclinaison ; (ii) À +10 °C et 90 Pa pour le retournement.

III. 3. 1. 4. 4. Résultats du calcul mécanique de la ligne

Le logiciel CAMELEC est un outil conçu pour les calculs mécaniques des lignes aériennes dans les systèmes de distribution d'énergie électrique, basé sur un tableur Microsoft Excel.

Il permet de réaliser facilement des calculs mécaniques et de choisir les supports et armements adaptés, grâce à des entrées simples. Afin de répondre aux exigences de la SONABEL sur la gamme de poutres HEA, nous sélectionnons :

- 112 x HEA 160/12 m pour les alignements ;
- 22 x HEA 160/12 m jumelés pour les ancrages doubles, semi-arrets et arrêts simples ;
- 6 x HEA 180/12 m jumelés pour postes IACM et transformateurs.

Le calcul mécanique de la ligne HTA est présenté en Annexe 12 :.

III. 3. 1. 5. Appareillages HTA

III. 3. 1. 5. 1. Interrupteur aérien à commande manuelle

L'IACM est généralement installé au début de chaque dérivation. Il permet d'isoler un poste ou un ensemble de postes et d'assurer le sectionnement. Il doit pouvoir être manœuvré sous charge, en fonction de son pouvoir de coupure. Ils doivent être conformes aux normes en vigueur et homologués par la SONABEL (cf. Annexe 13 :).

III. 3. 1. 5. 2. Mise à la terre

Tous les supports seront mis à la terre par l'intermédiaire d'un fil de cuivre de 29 mm² de section. Les valeurs de résistance des MALT normales seront mesurées et ne devront pas dépasser les valeurs limites :

- 20 ohms pour la terre des points du neutre du transformateur ;
- 60 ohms pour les supports devant être équipés d'IACM.

III. 3. 1. 5. 3. Parafoudre

Les parafoudres sont conçus pour protéger les transformateurs et le réseau HTA contre les surtensions atmosphériques temporaires élevées et pour limiter la durée de l'amplitude du courant de fuite. Ils sont à résistance variable, à oxyde de zinc sans éclateur. Nous choisirons des parafoudres de tension assignés 36 kV (cf. Annexe 14).

III. 3. 1. 5. 4. Isolateur

Pour une ligne aérienne HTA 33 kV, en isolateurs composites suspendus, la SONABEL fixe une ligne de fuite minimale de 20 mm/kV, soit 720 mm pour cette étude.

III. 3. 1. 5. 5. Accessoire de ligne

Les conducteurs sont fixés aux chaînes d'isolateurs et aux isolateurs suspendus par des pinces. Ces pinces seront à axe à manille. Les œillets à rotule et les ball-sockets seront du type allongé et les articulations par ball-socket verrouillées au moyen d'une goupille. Les lignes sont ancrées avec des manchons d'ancrage à sertir avec plage de dérivation.

III. 3. 1. 6. Poste de transformation HTA/BT

Un poste sur poteau H61 comprend : (i) le raccordement à la ligne aérienne HTA ; (ii) les parafoudres et fusibles HTA ; (iii) le transformateur ; (iv) la liaison BT entre le transformateur et le disjoncteur BT ; (v) le disjoncteur BT ; (vi) la ou les sorties BT.

Aucun autre accessoire BT ne doit être installé sur le support (cf. Annexe 15 :).

À l'issue de l'évaluation de la demande énergétique de Fourkoura, et en tenant compte de la répartition géographique des consommateurs, le dimensionnement a retenu l'installation de trois (03) [transformateurs cahors 160 kVA](#). Ces transformateurs seront implantés à des lieux facilement accessibles, afin de faciliter la maintenance et les interventions en cas de dysfonctionnements.

- La puissance totale installée de l'extension ($P_{ins_{RNI}}$) est donnée par :

$$P_{ins_{RNI}} = N_{transfo} \times S_{transfo} \times \cos \varphi \quad (17)$$

- L'énergie annuelle livrée théorique, correspondant à une exploitation continue à pleine puissance sur toute l'année (soit 8 766 heures), s'exprime par :

$$Q_{RNI}^{theorique} (kWh/an) = P_{ins_{RNI}} \times 8\,766$$

- L'énergie réellement disponible à la consommation fonction des indisponibilités annuelles du réseau (SAIDI) et des pertes techniques est donc :

$$Q_{RNI}^{reel} (kWh/an) = Q_{RNI}^{theorique} \times (1 - perte) \times \left(1 - \frac{SAIDI}{8\,766}\right) \quad (18)$$

- Le facteur de charge reflète l'efficacité de l'installation sur l'année suivant :

$$FC_{RNI} (\%) = \frac{Q_{RNI}^{reel}}{Q_{RNI}^{theorique}} \quad (19)$$

Le dimensionnement de l'extension a abouti à l'installation de trois transformateurs immergés de 160 kVA pour une puissance totale de 432 kW. L'énergie théorique annuelle livrable est estimée à 3 787 MWh. En intégrant les pertes réseau 11,37% et les indisponibilités 358h/an, l'énergie réellement consommable atteint 3 218 MWh induisant un facteur de charge de 85 %.

III. 3. 1. 7. Tracé de la ligne

Le tracé d'une ligne électrique doit être réalisé en collaboration avec les services d'exploitation locaux. Il est essentiel de réduire le nombre d'angles, de déterminer avec précision l'emplacement des angles inévitables, tout en veillant à l'accessibilité du futur ouvrage et à respecter une distance suffisante des carrières.

Il est également important de manière générale de protéger l'environnement en évitant de défigurer le paysage. Le tracé de la ligne est présenté dans la figure ci-contre :



Figure 10. Tracé du réseau HTA pour le raccordement depuis Niankorodougou

III. 3. 1. 8. Dimensionnement de la ligne BT

III. 3. 1. 8. 1. Tracé de la réseau BT

Le tracé doit tenir compte de la répartition spatiale des consommateurs. Ainsi, en utilisant le logiciel QGIS, nous avons obtenu le tracé ci-dessous :



Figure 11. Tracé du réseau de distribution BT de Fourkoura

L'image satellitaire de Fourkoura montre que les consommateurs sont regroupés de part et d'autre d'une route principale, ce qui permet de proposer une ligne principale et des lignes secondaires pour chaque regroupement de consommateurs.

III. 3. 1. 8. 2. Conducteurs

Le projet ne prend pas en compte le branchement individuel des consommateurs. Par souci d'uniformité et de prévention des risques, la SONABEL fixe les sections de câbles usuels de $3 \times 70 \text{ mm}^2 + 54,6 \text{ mm}^2$ et $3 \times 35 \text{ mm}^2 + \text{NP}$ pour les tronçons primaires et secondaires, respectivement, et les sections $4 \times 16 \text{ mm}^2$ en triphasé et $2 \times 16 \text{ mm}^2$ en monophasé pour les branchements.

III. 3. 1. 8. 3. Courant d'emploi

Le courant d'emploi (I_B) par transformateur, fonction de la tension du réseau BT $U_n = 400 V$, est calculé selon la formule :

$$I_B = \frac{S_{transfo}}{\sqrt{3} \times U_n} \text{ soit un courant d'emploi } I_B = 231 A \quad (20)$$

III. 3. 1. 8. 4. Courant de court-circuit au secondaire du transformateur

Le courant de court-circuit en aval immédiat du jeu de barres est estimé en additionnant les courants de court-circuit des transformateurs en parallèle alimentés par le même réseau MT. Cette estimation, basée sur les valeurs de la tension de court-circuit (cf. Annexe 16 :) est légèrement supérieure à la valeur du courant de court-circuit réel. En considérant que le réseau au secondaire a une puissance infinie, l'on peut déterminer la valeur du courant de court-circuit par la formule suivante :

$$I_{CC} = \sum \frac{I_n \times 100}{U_{CC}} \text{ avec } I_n = \frac{S_{transfo}}{\sqrt{3} \times U_{20}} \quad (21)$$

$$I_{CC} = 16,90 \text{ kA avec } I_n = 225,31 A$$

III. 3. 1. 8. 5. Chute de tension

La chute de tension induite en basse tension est ainsi donnée par :

$$\frac{\Delta U}{U} (\%) = K \times P \times L \quad (22)$$

Avec K : coefficient caractérisant le câble en kW/km (cf. Annexe 17 : ; P : puissance transmise en kW ; L : longueur du câble en km

Pour une longueur maximale des tronçons primaires de 200 m avec des conducteurs de $3 \times 70 \text{ mm}^2 + \text{NP}$, la chute de tension est de 3%. De même, pour les tronçons secondaires utilisant des conducteurs de $3 \times 35 \text{ mm}^2 + \text{NP}$, on considère une longueur maximale de 200 m pour maintenir une chute de tension de 5%.

III. 3. 1. 8. 6. Portées

Pour une ligne aérienne BT, la portée maximale est de $a = 60 \text{ m}$. Pour cette étude, nous retenons une portée $a = 50 \text{ m}$ en technique rigide.

Les résultats du calcul mécanique des lignes BT sont présentés en Annexe 18 :.

III. 3. 1. 8. 7. Supports

Les supports existants pour le réseau BT sont les PBA (poteaux en béton armé) de 10 m, tous mis à la terre, situés le long de la localité. Pour les lignes mixtes HTA/BT, des supports de 12 m avec armements alternés sont utilisés. Les conducteurs BT sont placés en dessous des conducteurs HTA, à une distance d'au moins 1 m.

III. 3. 2. Mini réseau solaire autonome

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque consiste à choisir tous les composants du système : la taille du générateur PV, la puissance des onduleurs et la capacité de stockage. La performance d'un système PV dépend du bon dimensionnement qui lui-même repose sur des données de consommation fiables.

III. 3. 2. 1. Description du système

Les modules photovoltaïques convertissent la lumière solaire en énergie électrique CC. Ils sont assemblés en chaînes de modules en série pour générer une haute tension CC. Ces chaînes sont ensuite connectées en parallèle dans des boîtes de jonction CC pour fournir le courant requis, compatible avec l'entrée des onduleurs PV.

Les onduleurs PV convertissent l'énergie CC produite en courant CA triphasé et injectent cette énergie directement dans le réseau local via le Tableau Général Basse Tension (TGBT), qui centralise et distribue la puissance vers les charges tout en assurant les protections électriques nécessaires.

Parallèlement, les onduleurs chargeurs regroupés en clusters synchronisés par la multicluster-box régulent le réseau local, imposant et stabilisant la tension et la fréquence. Ils sont également en charge du système de stockage des batteries. En cas de surproduction, le surplus généré par les onduleurs PV recharge les batteries. En cas de déficit, l'énergie est réintroduite par les onduleurs chargeurs pour maintenir le service.

La multicluster-box est utilisée pour la synchronisation triphasée, l'équilibrage des charges et la protection des clusters d'onduleurs chargeurs tout en connectant le stockage au TGBT. La configuration du système est structurée pour maximiser l'efficacité et la stabilité de production :

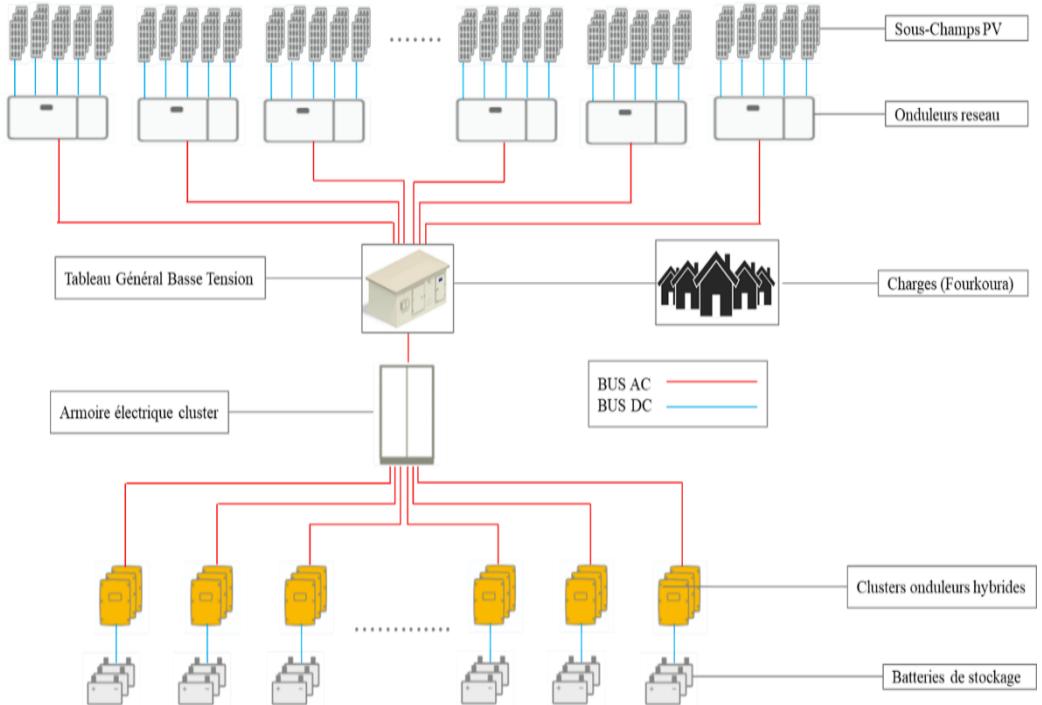


Figure 12. Schéma synoptique du mini-réseau solaire autonome avec stockage par batteries

III. 3.2.2. Dimensionnement du champ PV

III. 3.2.2.1. Estimation du besoin énergétique journalier

Le solaire photovoltaïque présente une grande modularité, ce qui permet d'adapter progressivement la capacité installée en fonction de l'évolution de la demande. Cette flexibilité constitue un avantage essentiel en zone rurale, où les besoins peuvent croître de manière progressive. Ainsi la demande énergétique journalière future est estimée suivant la formule :

$$B_j \text{ (kWh)} = E_j \times (1 + \alpha)^n \quad (23)$$

III. 3.2.2.2. Détermination de la puissance photovoltaïque

La puissance nominale du champ PV, encore appelée puissance crête, est celle requise pour satisfaire la demande énergétique journalière. Afin d'obtenir une estimation adaptée aux conditions défavorables, l'irradiation solaire moyenne du mois le moins ensoleillé a été retenue $I_r = 4,98 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ (cf. Annexe 20). Considérant un rendement du générateur photovoltaïque $\eta = 70\%$ (SMA, 2009), la puissance crête du champ est donnée par :

$$P_{crête} \text{ (kW}_c) = \frac{B_j}{I_r \times \eta} \quad (24)$$

III. 3.2.2.3. Taille du champ photovoltaïque

Notre sélection est pour les modules [Jinkosolar de 700 W](#) dont les spécifications sont présentées en Annexe 21 :.

- Le nombre totale (N_{mod}) de module du le champ se calcule comme suit :

$$N_{mod} \geq \frac{P_{crête}}{P_{mod}} \quad (25)$$

- La puissance totale de module installée ($P_{ins_{mod}}$) du champ est donnée par :

$$P_{ins_{mod}} = N_{mod} \times P_{mod} \quad (26)$$

III. 3. 2. 2. 4. Dimensionnement des onduleurs PV

Nous choisissons des onduleurs SMA [Sunny Tripower 110 W](#) dont les caractéristiques en Annexe 22 :

- Le nombre totale ($N_{ond_{STC}}$) est exprimé par l'équation suivante :

$$N_{ond_{STC}} \geq \frac{P_{ins_{mod}}}{P_{ond_{STC}}} \quad (27)$$

- La puissance totale installée du champ PV ($P_{ins_{PV}}$) est donnée par :

$$P_{ins_{PV}} = N_{ond_{STC}} \times P_{ond_{STC}} \quad (28)$$

III. 3. 2. 2. 5. Structuration du champ PV

La configuration du champ est la suivante :

- Le nombre de module en série (N_{mod_s}) par chaîne est calculé comme suit :

$$N_{mod_s} \geq \frac{V_{ond_{STCmoy}}}{V_{MP_{mod}}} \quad (29)$$

- Le nombre total par onduleur STC ($N_{mod_{STC}}$) se calcule comme suit :

$$N_{mod_{STC}} \geq \frac{N_{mod}}{N_{ond_{STC}}} \quad (30)$$

- Le nombre de chaines de module par onduleur ($N_{str_{STC}}$) est déterminé suivant :

$$N_{str_{STC}} \geq \frac{N_{mod_{STC}}}{N_{mod_s}} \quad (31)$$

- Le nombre total installée ($N_{ins_{mod}}$) se calcule comme suit :

$$N_{ins_{mod}} = N_{ond_{STC}} \times N_{mod_s} \times N_{str_{STC}} \quad (32)$$

- La puissance totale de module installée finale ($P'_{ins_{mod}}$) du champ est donnée par :

$$P'_{ins_{mod}} = N_{ins_{mod}} \times P_{mod} \quad (33)$$

- La tension MPP du champ PV doit être supérieure à la tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur.

$$V_{MP_{champ}} > V_{ond_{STC_MIN}} \quad (34)$$

- La tension en circuit ouvert du champ PV doit être inférieure à la tension maximale admise à l'entrée de l'onduleur.

$$V_{OC_{champ}} < V_{ond_{STC_MAX}} \quad (35)$$

- Le courant de court-circuit d'un sous-champ doit être inférieur au courant maximal total admis aux entrées de l'onduleur.

$$I_{sc_{sous_champ}} < I_{ond_{STC_MAX}} \quad (36)$$

- Le ratio de puissance du photovoltaïque

$$RP = \frac{P_{ins_{PV}}}{P'_{ins_{mod}}} \geq 1 \quad (37)$$

III. 3. 2. 2. 6. Calcul du productible annuel

Pour les systèmes PV, le productible annuel dépend de l'ensoleillement et du rendement global du système suivant :

$$Q_{PV}^{annuel} (kWh/an) = \eta \times I_r \times 365 \times P'_{ins_{mod}} \quad (38)$$

- Le facteur de charge du mini-réseau solaire autonome est donné par :

$$FC_{PV}(\%) = \frac{Q_{PV}^{annuel}}{P_{ins_{PV}} \times 8\,766} \quad (39)$$

III. 3. 2. 2. 7. Dimensionnement des onduleurs chargeurs

Dans un système photovoltaïque autonome, le stockage joue un rôle crucial, surtout à la tombée de la nuit ou durant les journées peu ensoleillées. Ainsi, nous avons sélectionné les onduleurs chargeurs [Sunny Island 8.0h](#) dont les caractéristiques sont présentées en Annexe 23 :

- Le nombre d'onduleurs SI ($N_{ond_{SI}}$) est donné par :

$$N_{ond_{SI}} \geq \frac{P_{ond_R}}{P_{ond_{SI}}} \quad (40)$$

- Ces derniers sont monophasés, mais fonctionnent en triphasé par groupes de trois (clusters). Ainsi le nombre de clusters se calcule comme suit :

$$N_{clusters} \geq \frac{N_{ondSI}}{3} \quad (41)$$

- Pour mieux gérer le transit de puissance et de fréquence du réseau en même temps que les onduleurs chargeurs, nous proposons des [multicluseter-box 36](#) dont les caractéristiques sont en Annexe 24 : Le nombre est donné par :

$$N_{multicluseters} \geq \frac{N_{clusters}}{36} \quad (42)$$

III. 3. 2. 3. Dimensionnement du stockage

Nous optons pour des batteries [BAE SECURA OPzV 2 125 Ah](#).

III. 3. 2. 3. 1. Détermination de la capacité du stockage

La capacité du parc de batteries ($C_{stockage}$) est dimensionnée pour assurer une desserte énergétique suffisante sur une journée. Considérant un rendement $\eta_{bat} = 98\%$ et une profondeur de décharge $DOD = 80\%$, il se calcule comme suit :

Avec j_{aut} : nombre de jour d'autonomie ; η_{bat} : le rendement de la batterie ; $V_{bancbatterie}$: la tension du parc de batteries.

$$C_{stockage}(kW) = \frac{B_j \times j_{aut}}{\eta_{bat} \times DOD \times V_{charge_{si}}} \quad (43)$$

III. 3. 2. 3. 2. Structuration du stockage

La configuration du stockage est la suivante :

- Le nombre de batteries en série (N_{bat_s}) est donné par :

$$N_{bat_s} = \frac{V_{charge_{cluster}}}{V_{bat}} \quad (44)$$

- La capacité du parc de batterie par clusters :

$$C_{cluster} = \frac{C_{stockage}}{N_{clusters}} \quad (45)$$

- Le nombre de chaîne de batteries par clusters ($N_{bat_{str}}$) est donné par :

$$N_{bat_{str}} = \frac{C_{cluster}}{C_{bat}} \quad (46)$$

- Le nombre totale (N_{bat}) de batterie de stockage se calcule comme suit :

$$N_{bat} = N_{bat_s} \times N_{clusters} \times N_{bat_{str}} \quad (47)$$

- La capacité réelle installée du parc de batteries se calcule comme suit :

$$C_{bat_{ins}} = N_{bat} \times C_{bat} \quad (48)$$

- Le ratio d'autonomie du stockage

$$RP = \frac{C_{batins}}{C_{stockage}} \geq 1 \quad (49)$$

III. 3. 2. 4. Résultat du dimensionnement du mini-réseau solaire autonome

Le champ photovoltaïque est conçu pour répondre à une demande énergétique journalière projetée de $B_j = 9,11 \text{ MWh/jr}$ à un horizon de 10 ans. Le générateur PV se compose de 3 978 modules JinkoSolar de 700 W, totalisant une puissance installée de 2 784,60 kWc.

Cette puissance est convertie par 17 onduleurs SMA Sunny Tripower Core2 de 110 kW chacun, soit une puissance d'onduleur cumulée de 2 805 kW. Chaque onduleur est associé à 13 chaînes de modules organisées en 18 modules en série.

Le système photovoltaïque affiche un productible annuel de 3 222 618,56 kWh, correspondant à un facteur de charge de 15 %, attestant de la pertinence du dimensionnement au regard du potentiel solaire exploitable du site.

Le stockage est structuré en 348 onduleurs chargeurs Sunny Island 8.0H, regroupés en 116 clusters triphasés (3 onduleurs par cluster). Totalisant un parc de 2 784 batteries OPzV de 2 125 Ah, organisé en chaînes de 24 batteries en série. La capacité réelle du parc de batteries atteint 246,50 kWh, assurant ainsi une autonomie d'environ 24 heures sans apport solaire.

Afin d'améliorer la gestion énergétique entre clusters, 3 Multicuster Box 36 sont intégrées.

Les détails des calculs sont présentés en Annexe 25 :

III. 3. 2. 5. Dimensionnement du tableau générale basse tension (TGBT)

Le TGBT permet de :

- Regrouper les sorties CA des onduleurs STC ;
- Assurer la protection, la commande et la distribution de l'énergie PV vers le réseau ;
- Intégrer les dispositifs de protection ;
- Permettre la surveillance et la maintenance centralisées par les multicuster boxes.

La section de câbles entre les onduleurs et le TGBT doit être dimensionnée pour supporter les courants de 159 A par onduleur, en tenant compte de la longueur, de la chute de tension maximale pour le système PV.

III. 3. 2. 6. Dimensionnement du réseau de distribution

Après avoir évalué la puissance générée par le champ photovoltaïque ainsi que ses accessoires, nous procédons au dimensionnement de la ligne d'alimentation pour la localité de Fourkoura. Étant donné qu'il s'agit d'une centrale PV autonome, deux options s'offrent à nous :

- Alimenter Fourkoura en une ligne aérienne HTA en élevant la tension à la sortie de la centrale puis en abaissant celle-ci pour distribution en basse tension à destination ;
- Opter pour une alimentation directe en basse tension sans utiliser de transformateurs.

Ce choix doit être fondé sur divers critères techniques et économiques tels que la puissance à transporter, la configuration géographique du village, la longueur du réseau BT ainsi que l'optimisation des coûts d'investissement. Étant donné qu'il faut évacuer une puissance totale de 308,33 kVA tout en tenant compte de la dispersion des consommateurs dans la localité et du besoin d'une chute minimale de tension, nous avons décidé d'utiliser une ligne aérienne HTA.

III. 3. 2. 6. 1. Choix de transformateurs de puissance

Nous avons opté pour un transformateur élévateur dont la capacité est fixée à 400 kVA avec un rapport 0,4/15 kV pour augmenter la tension sortante de notre centrale photovoltaïque. Pour assurer la distribution appropriée, trois transformateurs H61 abaisseurs ayant chacun une capacité de 160 kVA avec un rapport 15/0,4 kV ont été sélectionnés.

Le transformateur élévateur sera installé dans un poste préfabriqué monobloc sur une plate-forme, et son raccordement au réseau aérien se fera via une remontée aéro-souterraine en moyenne tension.

III. 3. 2. 6. 2. Tracé de la ligne

Le tracé de la ligne est présenté dans la figure ci-contre :

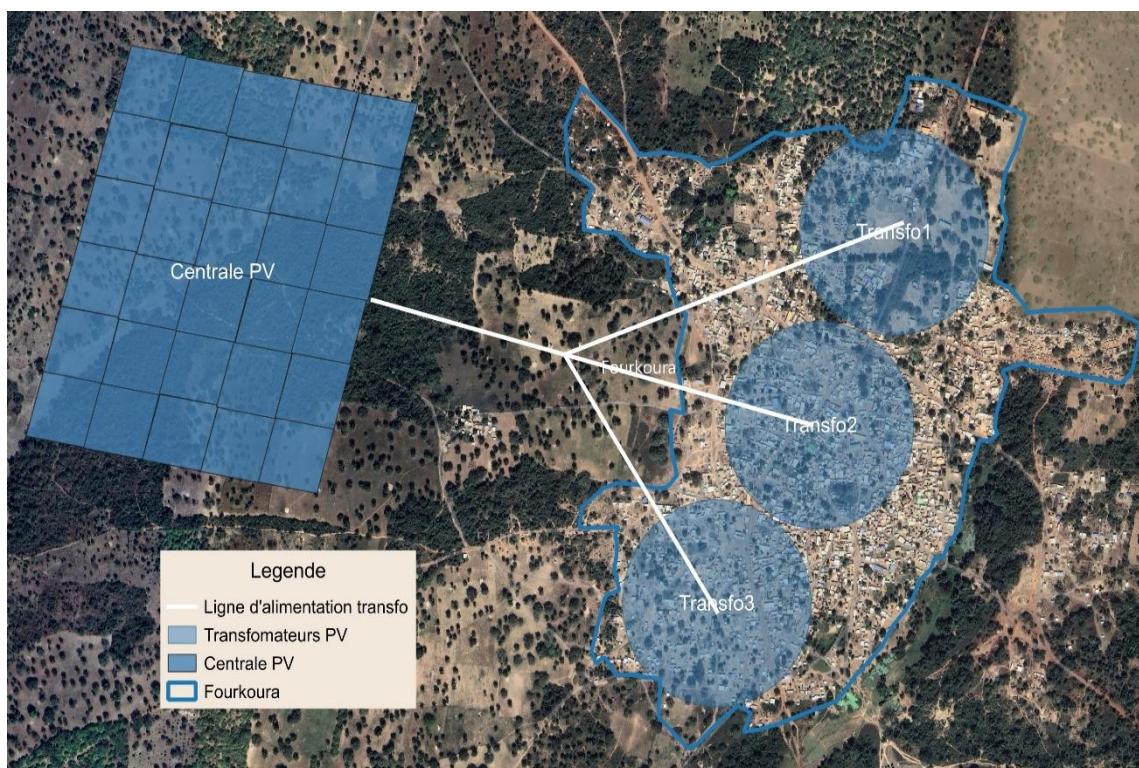


Figure 13. Tracé du mini-réseau solaire autonome pour Fourkoura

III. 3. 2. 6. 3. Dimensionnement électrique du réseau de distribution

Pour cette ligne nous avons déterminé une section adéquate de 34,4 mm² qui entraîne une chute de tension estimée à seulement 0,2%.

III. 3. 2. 6. 4. Dimensionnement mécanique du réseau de distribution

En nous appuyant sur les mêmes hypothèses que précédemment énoncées pour le réseau HTA 33 kV, nous avons appliqué la même méthodologie de modélisation des lignes sous QGIS. Les résultats détaillés sont présentés dans le tableau en Annexe 26 :.

Le dimensionnement mécanique a été effectué à l'aide du logiciel CAMELEC dont les résultats sont détaillés dans en Annexe 27 :.

Considérant la gamme de poutres HEA et une portée de 100 m, nous avons :

- 5 x HEA 160/12 m pour les alignements ;
- 3 x HEA 160/12 m jumelés pour les ancrages doubles, semi-arrêts et arrêts simples ;
- 6 x HEA 180/12 m jumelés pour postes IACM et transformateurs.

IV. ÉTUDE ÉCONOMIQUE

IV. 1. ANALYSE PRÉVISIONNELLE DES INVESTISSEMENTS

Après avoir traité précédemment les aspects techniques nécessaires, nous allons maintenant procéder à une analyse économique approfondie visant à évaluer directement sa rentabilité, en impliquant les considérations liées au financement externe et aux mécanismes d'actualisation. L'investissement est une action définie et immédiate décidée en vue d'atteindre un résultat incertain et projeté dans le futur ; il comporte donc son lot intrinsèque de risques.

IV. 1. 1. Extension HTA/BT

Le capex englobe tous les investissements initiaux requis y compris équipements et installations nécessaires comme indiqué ci-après :

Tableau VIII. Estimation des coûts d'investissement pour l'extension HTA/BT du RNI

Réf.	Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire	Total
I.	Construction ligne HTA				
I.1	Levé topographique + étude mécanique + établissement profils	km	1	17 000 000	17 000 000
I.2	Ouverture de couloir	km	10	350 000	3 500 000
I.3	Sur le support de raccordement en antenne	Ens	1	510 980	510 980
I.4	Support d'ancrage double	Ens	11	1 437 360	15 810 960
I.5	Support d'IACM 50 5A	Ens	6	2 368 100	14 208 600
I.6	Support d'alignement	Ens	112	608 800	68 185 600
I.7	Support d'ancrage en arrêt simple	Ens	12	915 690	10 988 280
I.8	Câble almélec 54 6 mm ²	m	55 080	1 000	55 080 000
TOTAL I					190 905 200
II.	Construction poste H61 160 kVA	Ens	3	5 400 000	16 200 000
TOTAL II					16 200 000
TOTAL LIGNE DE DISTRIBUTION				Fourniture	201 484 420
				Pose (15%)	30 222 663
				TVA (18%)	41 707 275
				Imprévu (5%)	13 670 718
TOTAL LIGNE DE DISTRIBUTION TTC					287 085 076

Le coût total du projet est d'environ deux cent quatre-vingt-sept millions quatre-vingt-cinq mille soixante-seize (287 085 076) francs CFA.

IV. 1. 2. Mini réseau solaire autonome

Sachant que les équipements, matériels et composants destinés à produire de l'énergie solaire sont exonérés de la TVA et des droits de douane depuis janvier 2013, le coût d'investissement du projet se présente comme suit :

Tableau IX. Estimation des coûts d'investissement pour le mini-réseau solaire autonome

Réf.	Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire	Total
I.	Études et préparation	Ens	1	4 000 000	4 000 000
II.	Batteries de stockage et accessoires	Ens	1	2 996 700 000	2 996 700 000
III.	Modules photovoltaïques et accessoires	Ens	1	385 920 000	385 920 000
IV.	Onduleurs	Ens	1	1 923 000 000	1 923 000 000
V.	Transformateurs	Ens	1	28 550 000	28 550 000
VI.	Distribution HTA	Ens	1	37 880 000	37 880 000
VII.	Structures et sécurité	Ens	1	43 000 000	43 000 000
VIII.	Tableaux et supervision	Ens	1	17 000 000	17 000 000
IX.	Mise en service et formation	Ens	1	4 000 000	4 000 000
TOTAL MINI-RÉSEAU SOLAIRE AUTONOME				Fourniture	5 440 050 000
				Pose (15%)	816 007 500
				TVA (18%)	171 078 750
				Imprévu (5%)	321 356 813
TOTAL MINI- RÉSEAU AUTONOME TTC				6 748 493 063	

Le coût global du projet est de six milliards sept cent quarante-huit millions quatre cent quatre-vingt-treize mille soixante-trois (6 748 493 063) francs CFA.

IV. 1. 3. Éclairage public

Le coût total de l'éclairage public solaire est présenté dans le tableau ci-contre :

Tableau X. Estimation des coûts d'investissement pour l'éclairage publique

Réf.	Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire	Total
I	Socles des candélabres, y compris tiges d'ancre, y compris fouille	U	113	20 000	2 260 000
II	Regards y compris dallette et fouille	U	113	10 000	1 130 000
III	Dispositif d'éclairage solaire photovoltaïque	U	113	180 000	20 340 000
TOTAL ÉCLAIRAGE PUBLIC AUTONOME				Fourniture	23 730 000
				Pose (15%)	3 559 500
				TVA (18%)	1 250 910
				Imprévu (5%)	1 427 021
TOTAL ÉCLAIRAGE PUBLIC AUTONOME TTC				29 967 431	

Le coût total du projet est d'environ vingt-neuf millions neuf cent soixante-sept mille quatre cent trente et un (29 967 431) francs CFA.

IV. 2. ANALYSE DE LA RENTABILITÉ FINANCIÈRE

L'analyse de la rentabilité financière vise à mesurer dans quelle mesure chaque solution envisagée permettrait, non seulement de couvrir ses coûts, mais aussi de dégager des marges positives au fil du temps. Elle permet de s'assurer que le projet est non seulement techniquement réalisable, mais également économiquement viable et financièrement attractif pour les bailleurs de fonds et résilient face aux incertitudes économiques.

Les principales hypothèses retenues sont présentées ci-dessous :

Tableau XI. Paramètres et hypothèses retenues pour l'analyse de rentabilité financière

Hypothèses	Extension HTA/BT	Mini-réseau PV
OPEX	4% CAPEX (ARREC, 2015)	2% CAPEX (Azoumah et al., 2020)
Taux d'actualisation monétaire (τ)		5% (FMI, 2025)
Taux de croissance de la charge (a)		8% (SNER, 2024)
Coût du kWh subventionné en zone rurale		96 F CFA/kWh (SONABEL, 2024)

IV. 2. 1. Extension HTA/BT

Pour l'extension HTA/BT, l'investissement de départ s'élève à près de 295 millions de FCFA. Le coût d'exploitation annuel est modéré, de l'ordre de 11,5 millions de FCFA par an. Toutefois, comme l'électricité est achetée auprès de la SONABEL, les coûts totaux dépendent fortement du tarif appliqué, qui peut varier selon les accords ou la politique tarifaire nationale. Pour neutraliser l'effet du temps, l'ensemble des flux a été actualisé. Les volumes d'énergie livrés ont été pondérés sur la base d'un facteur de charge. Ce traitement permet de ramener toutes les grandeurs économiques à leur valeur actuelle et d'obtenir des indicateurs comparables. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau XII. Résultats financiers du projet selon le prix d'achat de l'électricité SONABEL

Prix d'achat (FCFA/kWh)	LCOE (FCFA/kWh)	VAN (FCFA/an)
0	17,39	2 099 315 369
105	138,23	2 099 315 369
139,39	177,80	2 099 315 369

L'extension du RNI est économiquement viable, avec une VAN positive dans tous les cas.

Néanmoins, le LCOE dépasse le tarif social de 96 FCFA/kWh. Il faudra donc subventionner entre 42 et 82 FCFA par kWh, soit près de 59% du coût du service dans le pire des cas, pour garantir l'accès à moindre coût de l'électricité à Fourkoura.

IV. 2. 2. Mini réseau solaire autonome

Le mini-réseau solaire repose sur une installation autonome, alimentée par des panneaux solaires et dotée d'un stockage conséquent. Cette configuration demande un investissement initial très élevé, notamment à cause du coût des batteries qui représentent plus de la moitié du montant total. L'OPEX annuel est ici estimé à environ 1,04 milliard FCFA, calculé sur la base d'un taux de 2 % du CAPEX sans subvention. Sur une période d'analyse de 10 ans, les flux de revenus ont été actualisés avec un facteur monétaire, tandis que l'énergie produite a été pondérée par un facteur de charge. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau XIII. Sensibilité financière du mini-réseau autonome selon le niveau de subvention

Subvention CAPEX	LCOE (FCFA/kWh)	VAN (FCFA/an)
100 %	43,93	2 621 176 310
75 %	115,03	934 053 044,37
50 %	186,14	- 753 070 221,25
0 %	328,35	- 4 127 316 752,50

Le projet devient rentable seulement si la subvention couvre au moins 62 % du CAPEX. En dessous de ce seuil, la VAN devient négative, et le LCOE dépasse très largement le prix de vente social. Pour que le coût de revient par kWh soit aligné avec le tarif réglementaire de 96 FCFA/kWh, une subvention minimale de 82 % est indispensable. Une fois cet investissement absorbé, le projet présente un avantage stratégique : il devient complètement autonome sur le plan tarifaire, car il ne dépend d'aucun fournisseur extérieur pour son approvisionnement énergétique. (Zeyringer et al., 2015).

V. ANALYSE COMPARATIVE DE VARIANTES

Cette section présente une analyse comparative des deux solutions d'électrification à travers une évaluation multicritère qui place chaque option dans son contexte technique et financier. La comparaison entre l'extension HTA/BT et le mini-réseau solaire autonome met en lumière les distinctions importantes concernant la performance énergétique, l'investissement initial ainsi que les coûts d'exploitation.

V. 1. ANALYSE COMPARATIVE TECHNIQUE

L'étude comparative entre l'extension du réseau national interconnecté (RNI) et le mini-réseau photovoltaïque autonome (PV) repose sur une analyse technique approfondie. Bien que ces deux solutions soient envisagées sur des horizons d'analyse distincts, la comparaison technique s'effectue sur une base annuelle de 10 ans afin de neutraliser les biais liés à la durée projetée.

Ainsi les principaux critères techniques retenus sont résumés ci-dessous :

Tableau XIV. Synthèse comparative des performances techniques des deux solutions énergétiques

Critères techniques	Extension HTA/BT	Mini-réseau PV
Puissance installée	432 kW	2 784,60 kW
Energie annuel théorique	3 786,91 MWh/an	24 409,80 MWh/an
Energie annuel réel	3 219,26 MWh/an	3 535,98 MWh/an
Facteur de charge	85%	14%
Scalabilité ¹²	Modérée	Élevée
Durée de vie	Environ 40 ans	Environ 25 ans

L'extension du RNI présente une puissance installée nettement modérée mais cohérente avec la demande locale projetée. Elle permet de répondre efficacement à la courbe de charge tout en offrant une certaine marge de croissance via le renforcement en amont. Le mini-réseau PV, quant à lui, requiert une puissance installée bien supérieure pour compenser les intermittences de la production solaire et répondre à la demande pendant les périodes sans ensoleillement (Carne et al., 2024).

En termes d'efficacité, le facteur de charge du RNI souligne une excellente exploitation de la puissance disponible, grâce à l'alimentation constante du réseau national. Le mini-réseau PV, en revanche, présente un facteur de charge limité, témoignant d'une sous-utilisation structurelle des installations. Cette limitation est due à la variabilité journalière du rayonnement solaire, à la capacité de stockage et aux conditions météorologiques.

Le mini-réseau PV est facilement extensible par l'ajout de modules ou d'unités de stockage, ce qui permet d'accompagner une croissance progressive de la demande locale. Cette flexibilité constitue un levier majeur pour l'électrification progressive des zones rurales à croissance rapide. À l'inverse, l'extension du RNI nécessite des investissements plus lourds pour toute augmentation ultérieure (Zeyringer et al., 2015).

En termes d'exploitation et de maintenance, l'extension du RNI conserve un net avantage, basé

¹² C'est la capacité d'un système à augmenter ou réduire facilement sa taille ou sa capacité en fonction des besoins énergétiques évolutifs.

sur des infrastructures connues, des normes bien établies et une capacité de gestion assurée par des opérateurs expérimentés. À l’opposé, un mini-réseau PV requiert des opérations régulières, parfois complexes à gérer dans les zones éloignées. L’absence de compétences locales ou d’opérateurs fiables peut engendrer des pannes à répétition (Mehta et al., 2022).

Le RNI présente un avantage manifeste avec une longévité estimée à environ 40 ans, grâce à la robustesse de ses infrastructures HTA/BT ; il offre une solution durable dans le temps. Le mini-réseau, bien qu’efficace à court et moyen terme, nécessite plusieurs cycles de remplacement de composants majeurs, comme les batteries, ce qui alourdit les coûts d’exploitation et augmente la dépendance à un dispositif de maintenance structuré.

En définitive, l’extension du RNI est plus adaptée dans le cas de Fourkoura, offrant une durée de vie plus longue des infrastructures, une meilleure performance énergétique, une stabilité accrue et une maintenance plus aisée, particulièrement dans un contexte de forte densité et de proximité avec le réseau. Le mini-réseau PV conserve toutefois des avantages indéniables en matière de flexibilité, d’indépendance énergétique et d’adaptabilité locale.

V. 2. ANALYSE COMPARATIVE ÉCONOMIQUE

Bien que les deux systèmes analysés soient évalués sur des horizons temporels différents, la comparaison demeure parfaitement valide sur le plan économique grâce à l’usage d’indicateurs normalisés et actualisés (cf. Annexe 31 :). L’extension du réseau national, bien que moins coûteuse à installer, s’accompagne de coûts d’exploitation variables qui dépendent directement du tarif appliqué par la SONABEL. Une subvention par kWh reste donc inévitable pour garantir un tarif accessible aux populations rurales. En revanche, le mini-réseau solaire demande un effort financier initial très important, mais il assure une stabilité tarifaire à long terme, en réduisant la dépendance vis-à-vis du marché de gros ou des opérateurs nationaux. Ainsi les calculs sont synthétisés dans le tableau en Annexe 32 :.

L’analyse financière et économique révèle que l’extension du réseau interconnecté constitue aujourd’hui la solution la plus économiquement rentable pour électrifier Fourkoura. Elle présente des indicateurs financiers solides, une mise en œuvre relativement simple et une durée de vie élevée. Son principal inconvénient réside dans la nécessité de subventionner la différence entre le tarif d’achat réel et le tarif social. Le mini-réseau photovoltaïque, bien qu’intéressant à moyen terme pour son autonomie et sa flexibilité, reste non compétitif sans un soutien conséquent. Il demeure cependant une option complémentaire ou évolutive à envisager dans les stratégies futures d’électrification, notamment pour les extensions ou les zones plus éloignées.

VI. IMPACTS ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES)

VI. 1. DESCRIPTION DU PROJET ET DE SES COMPOSANTES

VI. 2. 1. Description technique de l'extension du réseau

Le projet consiste en :

- L'extension d'une ligne moyenne tension (HTA) de 33 kV sur 17,40 km à partir du réseau existant.
- L'installation de postes de transformation, de poteaux électriques, de câbles et d'équipements de protection.

VI. 2. 2. Composantes du projet

Le projet YELEEN comprend trois composantes :

- Infrastructures énergétiques.
- Assistance technique inclut une assistance technique à l'ABER pour (i) la mise en œuvre du projet ; (ii) le développement de l'entreprenariat et des activités génératrices de revenus pour les femmes par l'utilisation productive de l'énergie ; (iii) la mise en place et la gestion de la plateforme de monitoring des performances du projet ; (iv) la réalisation d'une étude sur la stratégie de stockage et de recyclage des batteries usagées ; et (v) le développement de produits financiers pour les institutions de financement ou de microfinance par African Guarantee Fund (AGF).
- Gestion du projet : comprend (i) le fonctionnement de la cellule d'exécution du Projet ; (ii) les audits externes des états financiers du Projet ; (iii) la gestion environnementale et sociale du Projet et (iv) le suivi-évaluation des impacts socio-économiques du Projet.

VI. 2. 3. Phases de mise en œuvre

Le projet sera réalisé en trois phases :

- Préparation : piquetage, acquisition des emprises.
- Construction : levage des poteaux, tirage de câble, installation des postes.
- Exploitation et maintenance : suivi, exploitation et maintenance.

VI. 2. 4. Objectifs de la notice d'impact environnemental et social

L'objectif de la présente notice est de :

- Identifier, analyser et évaluer les impacts potentiels de l'extension de la ligne HTA/BT Niankorodougou-Fourkoura sur l'environnement biophysique et humain.

- Proposer des mesures d’atténuation, de compensation et de bonification pour limiter les effets négatifs et maximiser les effets positifs.
- Assurer le respect des réglementations nationales et des bonnes pratiques environnementales.

VI. 2. CADRE POLITIQUE, JURIDIQUE ET NORMATIF

Le projet est conforme aux textes législatifs, réglementaires et normatifs suivants :

- Loi n°006-2013/AN portant code de l’environnement au Burkina Faso ;
- Loi n°014-2017/AN portant réglementation générale du secteur de l’énergie ;
- Loi n°017-2006/AN portant code de l’urbanisme et de la construction au Burkina Faso;
- Loi n°024-2018/AN portant loi d’orientation sur l’aménagement et le développement durable du territoire au Burkina Faso ;
- Loi n°055-2004/AN portant code général des collectivités territoriales au Burkina Faso;
- Loi n°009-2018/AN portant expropriation pour cause d’utilité publique et indemnisation des personnes affectées par les aménagements et projets d’utilité publique et d’intérêt général au Burkina Faso ;
- Loi n°003-2011/AN portant code forestier au Burkina Faso ;
- Loi n°022-2005/AN portant code de l’hygiène publique au Burkina Faso ;
- Décret n°2018-0857/PRES/PM/ME/MINEFID portant statuts de la SONABEL ;
- Décret n°2018-0569/PRES/PM/ME/MINEFID/MCIA/MATD portant adoption du cahier des charges applicable au concessionnaire de distribution d’électricité au Burkina Faso ;
- Décret n°20151187/PRESTRANS/PM/MERH/MATD/MME/MS/MARHASA/MRA/MICA/MHU/MIDT/MCT portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l’évaluation environnementale stratégique, de l’étude et de la notice d’impact environnemental et social ;
- Norme NF C 11-201 relative aux réseaux de distribution publique d’énergie électrique;
- Norme UTE C 11-001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d’énergie électrique ;
- Doctrines techniques et opérationnelles de la SONABEL, incluant les lignes directrices internes, les standards de qualité, les procédures de raccordement et les exigences de sécurité électrique.

VI. 3. ANALYSE DES IMPACTS ET MESURES DE GESTION

L'intégration harmonieuse du projet dans son milieu est favorisée dès l'étape de planification et de dimensionnement, grâce à l'inclusion de considérations environnementales et sociales. Certains éléments permettent d'anticiper les effets potentiels du projet sur son environnement et d'orienter les choix techniques vers des solutions plus durables.

Une analyse systématique des impacts, réalisée dans le cadre de la démarche d'évaluation environnementale et sociale, permet d'identifier les effets négatifs potentiels sur les composantes biophysiques, humaines et socio-économiques du milieu. Ces impacts sont classés selon leur nature, leur intensité, leur durée et leur réversibilité. Lorsque certains impacts ne peuvent être évités par l'optimisation, des mesures de gestion appropriées sont proposées.

VI. 3. 1. Identification des activités génératrices d'impacts

Les sources d'impacts sont répertoriées dans le Tableau XV ci-contre :

Tableau XV. Activités du projet sources d'impacts

Phases	Activités
Préparation	Piquetage, acquisition des emprises, installation de base vie.
Construction	Transport de poteaux et câbles, fouilles, montage, tirage de lignes
Exploitation	Maintenance régulière, remplacement d'équipements endommagés

VI. 3. 2. Identification des composantes affectées

Les composantes affectées par le projet sont :

Tableau XVI. Composantes biophysiques et humaines affectées par le projet

Composantes	Éléments spécifiques
Végétation	Arbustes et arbres le long du tracé
Sols	Dégradation possible par les engins
Air	Poussière et émissions lors du transport et des travaux
Eau	Pollution accidentelle par hydrocarbures
Population	Déplacements limités, risque d'accidents, emploi local

VI. 3. 3. Matrices d'interaction entre activités et composantes affectées

Pour chaque activité du projet le Tableau XVII montre quelles composantes de l'environnement ou du milieu humain sont affectées afin de planifier les mesures de gestion appropriées :

Tableau XVII. Matrices d'interrelation entre les activités du projet et les composantes affectées

Phases / Activités	Végétation	Sols	Air	Eau	Santé et sécurité	Emploi et revenu
Piquetage et emprise	(-)	(-)				(+)
Fouilles et pose de poteaux	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(+)
Transport des matériaux		(-)	(-)		(-)	(+)
Maintenance du réseau		(-)			(-)	(+)
(-) impacts négatif / (+) impacts positif						

VI. 3. 4. Évaluation de l'importance des impacts

Le Tableau XVIII ci-contre présente l'importance des impacts environnementaux et sociaux :

Tableau XVIII. Importance des impacts environnementaux et sociaux

Critère	Portée	Intensité	Durée	Importance
Déboisement limité	Localisée	Faible	Permanent	Mineur
Poussières et bruits	Localisée	Moyenne	Temporaire	Modérée
Dégénération du sol	Localisée	Moyenne	Temporaire	Modérée
Création d'emploi	Localisée	Élevé	Temporaire	Majeur
Risques d'accident	Localisée	Faible	Temporaire	Mineur

VI. 3. 5. Mesures d'atténuation

Les mesures d'atténuation visent à diminuer les effets négatifs du projet sur l'environnement et la population :

- Choix d'un tracé minimisant le déboisement et reboisement compensatoire ;
- Arrosage des pistes pour réduire les poussières ;
- Gestion rigoureuse des déchets et hydrocarbures ;
- Formation du personnel et port obligatoire des équipements de protection individuelle ;
- Installation de panneaux de signalisation pour prévenir les risques d'accidents.

VI. 3. 6. Mesures de compensation

Les mesures de compensation visent à compenser les pertes ou les perturbations permanente de certains éléments du milieu :

- Indemnisation des propriétaires pour arbres ou terres affectés ;
- Compensation financière pour toute perte de culture saisonnière.

VI. 3. 7. Mesures de bonification

Les mesures de bonification visent à renforcer les effets positifs liés aux activités du projet sur les conditions de vie des populations :

- Emploi prioritaire de main-d'œuvre locale pour les travaux ;
 - Mise en place d'un système d'éclairage public ;
 - Sensibilisation communautaire sur les usages sécurisés et rationnels de l'électricité.

La mise en œuvre du projet d'extension du réseau HTA/BT sur Fourkoura aura des effets positifs significatifs sur les conditions de vie des populations à travers l'accès à une énergie fiable et durable. Les impacts négatifs identifiés sont faibles à modérés, temporaires ou localisés et peuvent être maîtrisés par la mise en œuvre des mesures d'atténuation, de compensation et de bonification prévues. Le projet est donc environnementalement acceptable.

VI. 3. 8. Dimensionnement de la solution d'éclairage public

L'installation d'un système d'éclairage public solaire constitue une mesure de bonification majeure, visant à améliorer la sécurité, le confort visuel et l'attractivité des espaces publics nocturnes. Elle a été conçue selon les exigences de la norme NFC 13-201 (*Christian, 2007*) qui définit les performances photométriques minimales à garantir pour « voir et être vu » en toutes circonstances. Le tronçon concerné est la voie principale de Fourkoura où se trouvent de part et d'autre les écoles, le marché et le CSPS sur un parcours totalisant 3,34 km avec une largeur constante de 7 m (cf. Figure 14).

Les paramètres du système d'éclairage public sont résumés dans en Annexe 28 :. Le système se compose donc de 113 luminaires autonomes modèles COMBI TOP 3 de 50 W, disposés suivant une implantation unilatérale avec un espacement de 30 m entre deux foyers lumineux. Les spécifications du luminaire sont disponibles en Annexe 29 : et le dimensionnement du système d'éclairage public est présenté en Annexe 30 :.



Figure 14. Tracé de la voie principale de Fourkoura (tronçons EP)

VII. CONCLUSION

Ce mémoire a porté sur une évaluation de deux solutions d'électrification adaptées au contexte rural de Fourkoura : l'extension du réseau national interconnecté et le déploiement d'un mini-réseau solaire autonome. Pour atteindre cet objectif, la méthode employée repose sur une approche bottom-up pour évaluer la demande actuelle et future, combinée à un dimensionnement technique détaillé suivi d'une analyse multicritère couvrant les volets technique et économique, en s'appuyant sur des travaux de référence.

Les résultats obtenus montrent que :

- L'extension HTA/BT est la solution la plus compétitive pour Fourkoura. Elle présente un facteur de charge élevé, une fourniture annuelle d'électricité supérieure, une rentabilité démontrée et une durée de vie prolongée avec des besoins de maintenance limités. Toutefois, cette solution suppose une dépendance structurelle vis-à-vis de la SONABEL et une exposition directe aux variations du tarif d'achat de l'électricité, ce qui compromet la prévisibilité des coûts pour les opérateurs.
- Le mini-réseau solaire, bien qu'autonome et faiblement émissif en CO₂, et parfaitement aligné avec les objectifs du projet YELEEN, reste structurellement désavantage par un coût initial très élevé, une dépendance au stockage, un facteur de charge limité et une rentabilité financière très sensible aux subventions et aux stratégies d'optimisation.

Cependant, cette conclusion ne remet pas en cause la pertinence des mini-réseaux autonomes dans le cadre du programme YELEEN. Bien au contraire, elle met en lumière les conditions nécessaires pour améliorer leur compétitivité : hybridation technologique, optimisation du stockage et structuration des financements.

En définitive, cette étude ne se résume pas à un choix binaire entre deux technologies, mais à un arbitrage complexe entre rentabilité immédiate, soutenabilité à long terme et résilience énergétique. Il offre un cadre d'aide à la décision, reproductible et contextualisé, qui peut être étendu à d'autres localités rurales.

VIII. RECOMMANDATIONS

Au regard des résultats de cette étude et des spécificités imposées pour privilégier des systèmes autonomes à faible impact environnemental, les recommandations suivantes sont formulées :

- Opter pour des mini-réseaux photovoltaïques hybrides (PV + diesel) ; cette configuration permet de garantir une continuité de service et de réduire la dépendance exclusive aux batteries, tout en maintenant une part majoritaire de production renouvelable.
- Investir dans des batteries à longue durée de vie pour réduire le coût global sur le cycle de vie du projet et améliorer la disponibilité du système.
- Promouvoir la mise en place des mécanismes de subvention couvrant au moins 50 à 75 % du coût d'investissement pour rendre le coût actualisé de l'énergie des mini-réseaux solaires compétitif et acceptable pour les populations locales.
- Encourager les partenariats publics-privés et le financement des tiers pour alléger le poids de l'investissement initial sur l'État et maximiser les retombées locales.
- Renforcer l'implication des populations locales dans la gouvernance, la maintenance et la gestion des installations ; leur adhésion favorise la pérennité du projet.
- Développer des programmes de formation technique locale pour assurer la maintenance préventive des installations solaires et réduire les coûts opérationnels.
- Renforcer la planification énergétique nationale en intégrant des critères sociaux, environnementaux et économiques pour orienter les choix de solutions d'électrification.

BIBLIOGRAPHIE

- Azoumah, Y. K., Tossa, A. K., & Dake, R. A. (2020). Towards a labelling for green energy production units : Case study of off-grid solar PV systems. *Energy*, 208, 118149.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118149>
- Bhattacharyya, S. C., & Timilsina, G. R. (2010). A review of energy system models. *International Journal of Energy Sector Management*, 4(4), 494-518.
<https://doi.org/10.1108/17506221011092742>
- Carne, G. D., Maroufi, S. M., Beiranvand, H., Angelis, V. D., D'Arco, S., Gevorgian, V., Waczowicz, S., Mather, B., Liserre, M., & Hagenmeyer, V. (2024). The role of energy storage systems for a secure energy supply : A comprehensive review of system needs and technology solutions. *Electric Power Systems Research*, 236, 110963.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110963>
- Ridgman, W.J. (1990) Statistical Methods, 8th edn, by G.W. Snedecor & W.G. Cochran. *The Journal of Agricultural Science*, 115(1), 153-153. doi:10.1017/S0021859600074104
- Zeyringer, M., Pachauri, S., Schmid, E., Schmidt, J., Worrell, E., & Morawetz, U. B. (2015). Analysing grid extension and stand-alone photovoltaic systems for the cost-effective electrification of Kenya. *Energy for Sustainable Development*, 25, 75-86.
<https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.01.003>
- Mehta, K., Lwakatare, B., Ehrenwirth, M., Trinkl, C., Zörner, W., Kaunda, J., Ileka, H., & Katende, J. (2022). Mini-grid or Grid Extension? The Strategies for Electrification Schemes Concerning Population Density in Sub-Saharan Africa. In *Proceedings of EuroSun 2022 - ISES and IEA SHC International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry* (pp. 1-12). <https://doi.org/10.18086/eurosun.2022.18.10>
- Ardilly, P. (2006). *Les techniques de sondage*. Éditions Technip.
- Hansen, J.-P., Percebois, J., & Janssens, A. (2010). *Énergie : Économie et politiques*. Éditions

De Boeck Université.

ARTELIA. (2023). *Élaboration d'un plan directeur national intégré production, transport, distribution et électrification rurale du Burkina Faso (2020-2040) - Volume 4 : Rapport du plan directeur distribution / électrification rurale.*

Fonds Monétaire International. (2025). *Deuxième revue de l'accord au titre de la facilité élargie de crédit et revue des assurances de financement - Communiqué de presse, rapport des services du FMI et déclaration de l'administrateur pour le Burkina Faso.*

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Carrières, Ministère de l'Économie, des Finances et de la Prospective, Ministère du Développement Industriel, du Commerce, de l'Artisanat et des Petites et Moyennes Entreprises. *Arrêté interministériel n° 2023-382 portant fixation des tarifs de vente de l'énergie électrique de la SONABEL.*

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Carrières. (2022). *Annuaire statistique 2022.*

http://cns.bf/IMG/pdf/annuaire_statistique_2022_memc0001.pdf

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Carrières. (2024). Stratégie nationale de l'électrification rurale.

Institut National de la Statistique et de la Démographie. (2022). *Tableau de bord démographique.* https://www.insd.bf/sites/default/files/2024-02/TBD%202022_VF_2023.pdf

Société Nationale d'Électricité du Burkina. (2020). *Doctrine de construction des réseaux de distribution HTA/BT, de branchement et d'éclairage public.*

SONABEL. (2025). *Rapport d'activités après amendements.* https://www.sonabel.bf/wp-content/uploads/2025/07/RAPPORT_DACTIVITES_APRES_AMENDEMENTS_05_MAI_2025_08052025_13H_42MN.pdf

Calculez la marge d'erreur (calculatrice gratuite en ligne).
<https://fr.surveymonkey.com/mp/margin-of-error-calculator/>. Consulté le 26 juin 2025.

Christian. (2007) *Sélection des classes d'éclairage - Partie 1. Guide d'application norme*

EN13201.https://www.sunna-design.fr/uploads/situation/Guide_application_norme_EN13201_eclairagisme.pdf.

Consulté le 10 octobre 2023.

Enquête démographique et de santé du Burkina Faso : Rapport de synthèse. (2023) Institut National de la Statistique et de la Démographie.
<https://www.insd.bf/sites/default/files/2023-09/EDSBF-V%20Rapport%20de%20Synth%C3%A8se.pdf>. Consulté le 25 avril 2025.

Fichier des localités Recensement Général de la Population et de l'Habitation - Cascades. (2019) Burkina Faso Open Data. <https://burkinafaso.opendataforafrica.org/ktzqmvf>. Consulté le 10 février 2025.

Grid-connected PV systems with battery energy storage systems - Design guideline V1. (2020) Pacific Power Association. <https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Grid-Connected-PV-Systems-with-Battery-Energy-Storage-Systems-Design-Guideline-V1-July-2020.pdf>. Consulté le 26 juin 2025.

Institut National de la Statistique et de la Démographie. (2022) *Tableau de bord démographique*.https://www.insd.bf/sites/default/files/2024-02/TBD%202022_VF_2023.pdf. Consulté le 9 septembre 2024.

Intervalle de confiance. (2025) In Wikipédia.
https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Intervalle_de_confiance&oldid=226288644. Consulté le 26 juin 2025.

PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System. (2023) Commission européenne.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR. Consulté le 26 juin 2025.

World Bank Open Data. Accès à l'électricité (% de la population).
<https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EG.ELC.ACCE.ZS?locations=ZG>. Consulté le 9 septembre 2024.

ANNEXES

<i>Annexe 1 :</i>	<i>Questionnaire d'enquête sur la consommation électrique des ménages de Fourkoura</i>	65
<i>Annexe 2 :</i>	<i>Bilan énergétique détaillé de Fourkoura</i>	66
<i>Annexe 3 :</i>	<i>Profil de charge horaire journalier de Fourkoura.....</i>	69
<i>Annexe 4 :</i>	<i>Valeurs des coefficient k et paramètre a en fonction de la nature de l'âme conductrice</i>	72
<i>Annexe 5 :</i>	<i>Coefficient de foisonnement Kf en fonction du nombre de consommateurs à alimenter</i>	72
<i>Annexe 6 :</i>	<i>Facteur de puissance utilisée dans le dimensionnement</i>	72
<i>Annexe 7 :</i>	<i>Détermination de la puissance maximale projetée</i>	73
<i>Annexe 8 :</i>	<i>Calcul électrique de la ligne HTA pour l'extension du RNI (DISTELEC) ..</i>	74
<i>Annexe 9 :</i>	<i>Coefficient Ks, Ku et Ke pour la détermination de la puissance appelée.....</i>	74
<i>Annexe 10 :</i>	<i>Résultats modélisation ligne HTA RNI dans QGIS.....</i>	75
<i>Annexe 11 :</i>	<i>Paramètres de calculs de la distance entre phases pour les lignes HTA</i>	77
<i>Annexe 12 :</i>	<i>Calcul mécanique de la ligne HTA 54,6 mm² pour l'extension du RNI (CAMELEC)</i>	77
<i>Annexe 13 :</i>	<i>Fiche technique des IACM</i>	78
<i>Annexe 14 :</i>	<i>Fiche technique des parafoudres 33 kV</i>	78
<i>Annexe 15 :</i>	<i>Composantes des support de transformateurs 160kVA en réseau antenne (NFC-11-201)</i>	79
<i>Annexe 16 :</i>	<i>Valeurs typiques de tension de court-circuit pour transformateurs immergés</i>	
	<i>80</i>	
<i>Annexe 17 :</i>	<i>Coefficient k des câbles en kW/km pour le calcul des chute de tension</i>	80
<i>Annexe 18 :</i>	<i>Calcul mécanique des lignes BT 3 x 70 + 54,6 mm² (CAMELEC).....</i>	81
<i>Annexe 19 :</i>	<i>Calcul mécanique des lignes BT 3 x 35 + 54,6 mm² (CAMELEC).....</i>	82
<i>Annexe 20 :</i>	<i>Données climatiques Fourkoura 2022 (PVGIS, 2022).....</i>	83

<i>Annexe 21 : Fiche technique des modules PV JKM700-66HL5-BDV</i>	84
<i>Annexe 22 : Fiche technique des onduleurs Sunny Tripower Core2</i>	85
<i>Annexe 23 : Fiche technique des onduleurs Sunny Island 8.0h.....</i>	86
<i>Annexe 24 : Fiche technique des multicluster-box 36.....</i>	87
<i>Annexe 25 : Calcul électrique analytique du mini-réseau solaire autonome.....</i>	88
<i>Annexe 26 : Résultats modélisation ligne HTA PV dans QGIS.....</i>	89
<i>Annexe 27 : Calcul mécanique des lignes HTA 34,4 mm² (CAMELEC)</i>	89
<i>Annexe 28 : Paramètres de l'étude photométrique (NFC 13201)</i>	90
<i>Annexe 29 : Fiche technique des lampadaires d'éclairage public.....</i>	90
<i>Annexe 30 : Dimensionnement du système d'éclairage public.....</i>	91
<i>Annexe 31 : Indicateurs de performance financière</i>	91
<i>Annexe 32 : Analyse économique comparatif des variantes d'électrification étudiées....</i>	92

Annexe 1 : Questionnaire d'enquête sur la consommation électrique des ménages de Fourkoura

SECTION 01 : RENSEIGNEMENT SUR LA COLLECTE

Enquêteur : _____

Date de l'enquête : _____

SECTION 02 : RENSEIGNEMENT SUR L'ENTITÉ ENQUÊTÉE

Nom et prénom(s) du responsable (H/F) : _____

Nombre de personnes dans l'entité (H/F) : _____

Localisation (GPS) : _____

SECTION 03 : CARACTÉRISTIQUES DE L'HABITAT

1. De quel type est le/la logement/maison de l'entité ? (*insérez le numéro de correspondant*)

a = Hütte (paille) c = Concession mixte (terre-dur)

b = Case (terre) d = Concession dur

2. Quelle est la principale source d'éclairage de l'entité ?

SECTION 04 : CARACTÉRISTIQUES DE L'ACTIVITÉ

1. Quelle est l'importance de l'électricité dans vos activités ? |__|

2. Disposez-vous d'un branchement électrique dans votre service/activité ? Oui Non

Si oui, quelle est la nature de la source ?

c = Autre (à préciser)

SECTION 05 : AVIS SUR L'ÉLECTRICITÉ

1. Souhaitez-vous avoir l'électricité dans votre logement avec : | panneau solaire ou | raccordement SONABEL?

2. Pourquoi pas ? |

c = Autre (à préciser)

Annexe 2 : Bilan énergétique détaillé de Fourkoura

Consommateurs résidentiels						
Groupe 1						
Nombre d'abonnées						424
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	3	4	30	120	50,93
Lampes	18	3	6	54	324	137,51
Radio	15	2	9	30	270	114,59
Ventilateur	60	1	7	60	420	178,25
Sous total groupe 1				174	1 134	481,27
Groupe 2						
Nombre d'abonnées						332
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	3	6	30	180	59,70
Lampes	18	5	8	90	720	238,80
Radio	15	2	8	30	240	79,60
Téléviseur	80	1	4	80	320	106,14
Brasseur	75	3	8	225	1 800	597,01
Sous total groupe 2				455	3 260	1 081,25
Groupe 3						
Nombre d'abonnées						209
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	4	6	40	240	50,24
Lampes	18	7	8	126	1 008	211,00
Radio	15	2	8	30	240	50,24
Téléviseur	80	1	4	80	320	66,98
Brasseur	75	5	10	375	3 750	784,97
Réfrigérateur	100	1	20	100	2 000	418,65
Sous total groupe 3				751	7 558	1 582,09
Consommation journalière totale ménages						3 144,61
Groupe 4						
Centres de formation						

Nombre d'abonnées						3
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	4	5	40	200	0,60
Lampes	18	8	8	144	1 152	3,46
Radio	15	2	6	30	180	0,54
Brasseur	75	2	8	150	1 200	3,60
Ordinateur	45	1	8	30	240	0,72
Total centre de formation				394	2 972	8,92
Lieux de culte						
Nombre d'abonnées						6
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	2	4	20	80	0,48
Lampes	18	4	5	72	360	2,16
Brasseur	75	2	5	150	750	4,50
Enceinte sonore	50	1	5	50	250	1,50
Total lieux de culte				292	1 440	8,64
CSPS & pharmacie						
Nombre d'abonnées						1
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	4	8	40	320	0,32
Lampes	18	8	12	144	1 728	1,73
Radio	15	2	8	30	240	0,24
Brasseur	75	5	9	375	3 375	3,38
Réfrigérateur	250	1	20	250	5 000	5,00
Total CSPS & pharmacie				839	10 663	10,66
Consommation journalière totale groupe 4						28,22
Groupe 5						
Petits commerces						
Nombre d'abonnées						30
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	3	6	30	180	5,40
Lampes	18	2	10	36	360	10,80
Radio	15	1	10	8	75	2,25
Ventilateur	60	1	10	60	600	12,00

Salon de coiffure	200	1	6	100	600	12,00
Réfrigérateur	200	1	20	100	2 000	60,00
Total petits commerces				334	3 815	102,45
Grands commerces						
Nombre d'abonnées						20
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Chargeur portable	10	3	10	30	300	6,00
Lampes	18	4	10	63	630	12,60
Radio	15	1	10	15	150	3,00
Enceinte sonore	100	1	10	60	600	12,00
Téléviseur LCD	200	1	10	120	1 200	24,00
Brasseur	75	2	10	150	1 500	30,00
Réfrigérateur	200	1	20	160	3 200	64,00
Congélateur	300	1	20	240	4 800	96,00
Atelier de couture	350	1	10	175	1 750	35,00
Total grands commerces				1 013	14 130	282,60
Consommation journalière totale groupe 5						385,05
Groupe 6						
Nombre d'abonnées						59
Équipements	Puissance unitaire	Quantité	NH F	Puissance totale	Energie unité	Energie totale
	W	Unité	h	W	Wh	kWh
Moulin	300	1	6	300	1 800	5,40
Atelier de soudure	750	1	6	750	4 500	9,00
Machine	1,500	1	8	1 500	12 000	648,00
Consommation journalière totale groupe 6				2 550	18 300	662,40
Consommation journalière totale de Fourkoura						4 220,28

Annexe 3 : Profil de charge horaire journalier de Fourkoura

Plage horaire de fonctionnement	Nocturne							Diurne							Nocturne							Total				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
Consommateurs résidentiels																										
Groupe 1																										
Chargeur portable	1	2	3	4	5	6							7	8										9	10	50,93
Lampes								1	2										3	4	5	6			137,51	
Radio								1	2				3	4				5	6	7	8	9			114,59	
Ventilateur	1	2	3	4	5	6																		7	8	178,25
Consommation journalière groupe 1 (kWh)	27,3 7	27,3 7	27,3 7	27,3 7	27,3 7	27,3 7	22,9 2	35,6 5	12,7 3	-	-	-	17,8 2	17,8 2	-	-	-	12, 73	35,6 5	35,6 5	35,6 5	35,6 5	27,3 7	27,37	481,27	
Groupe 2																										
Chargeur portable	1	2	3	4	5	6							7	8										9		59,70
Lampes								1	2	3									4	5	6	7	8		238,80	
Radio								1	2				3	4				5	6	7	8				79,60	
Téléviseur																			1	2	3	4			106,14	
brasseur	1	2	3	4	5	6																		7	8	597,01
Consommation journalière groupe 2 (kWh)	81,2 6	81,2 6	81,2 6	81,2 6	81,2 6	81,2 6	29,8 5	39,8 0	39,8 0	-	-	-	16,5 8	16,5 8	-	-	-	9,9 5	39,8 0	66,3 3	66,3 3	56,3 8	131, 01	81,26	1 081,25	
Groupe 3																										
Chargeur portable	1	2	3	4	5	6							7	8										9		50,24
Lampes								1	2	3									4	5	6	7	8		211,00	
Radio								1	2				3	4				5	6	7	8				50,24	
Téléviseur																			1	2	3	4			66,98	
brasseur	1	2	3	4	5	6							7	8										9		784,97
Réfrigérateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		418,65
Consommation journalière groupe 3 (kWh)	101, 52	101, 52	101, 52	101, 52	101, 52	101, 52	122, 32	50,1 0	50,1 0	17,4 4	17,4 4	17,4 4	107, 80	107, 80	17,4 4	17,4 4	17,4 4	23, 72	50,1 0	66,8 4	66,8 4	60,5 7	60,5 7	101,5 2		1 582,09
Consommation journalière totale ménages (kWh)	210, 16	210, 16	210, 16	210, 16	210, 16	210, 16	175, 08	125, 55	102, 63	17,4 4	17,4 4	142, 21	142, 21	17,4 4	17,4 4	17,4 4	46, 41	125, 55	168, 83	168, 83	152, 60	218, 95	210,1 6		3 144,61	
Consommateurs socio-collectifs (Groupe 4)																										

Centres de formation																										
Chargeur portable									1	2	3	4			5	6	7	8						0,60		
Lampes							1	2	3										4	5	6	7	8		3,46	
Radio										1	2	3	4		5	6									0,54	
brasseur								1	2	3	4			5	6	7	8								3,60	
Ordinateur								1	2	3	4			5	6	7	8								0,72	
Consommation journalière centre de formation (kWh)	-	-	-	-	-	-	0,43	0,43	1,05	0,62	0,71	0,71	0,09	0,09	0,71	0,71	0,62	0,6 2	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	-	8,92	
Lieux de culte																										
Chargeur portable														1				2			3		4			0,48
Lampes							1							2			3		4		5					2,16
brasseur							1							2			3		4		5					4,50
Enceinte sonore							1							2			3		4		5					1,50
Consommation journalière lieu de culte (kWh)	-	-	-	-	-	-	1,63	-	-	-	-	-	-	1,75	-	-	1,75	-	-	1,75	-	1,75	-	-	-	8,64
CSPS & pharmacie																										
Chargeur portable										1	2	3	4	5	6	7	8								0,32	
Lampes									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12						1,73
Radio										1	2	3	4	5	6	7	8								0,24	
brasseur										1	2	3	4	5	6	7	8	9							3,38	
Réfrigérateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	5,00	
Consommation journalière CSPS & Pharmacie (kWh)	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,35	0,39	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,7 6	0,73	0,35	0,21	0,21	0,21	10,66	
Consommation journalière groupe 4 (kWh)	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	1,84	0,64	0,64	1,40	1,01	1,50	1,50	2,64	0,89	1,50	3,25	1,41	1,3 7	2,54	0,78	2,39	0,64	0,64	0,58	28,22	
Consommateurs commerciaux (Groupe 5)																										
Petits commerces																										
Chargeur portable										1	2	3	4	5	6										5,40	
Lampes									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							10,80	
Radio									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							2,25	
Ventilateur									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							12,00	
Salon de coiffure										1	2	3	4	5	6										12,00	

Réfrigérateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	60,00
Consommation journalière petits commerces (kWh)	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	5,01	5,01	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	7,91	5,01	5,01	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	102,45	
Grands commerces																									
Chargeur portable									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							6,00
Lampes									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							12,60
Radio									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							3,00
Enceinte sonore									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							12,00
Téléviseur LCD									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							24,00
Brasseur									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							30,00
Réfrigérateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	64,00
Congélateur	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	96,00
Atelier de couture									1	2	3	4	5	6	7	8	9	10							35,00
Consommation journalière grands commerces (kWh)	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	18,9 3	18,9 3	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	282,60									
Consommation journalière groupe 5 (kWh)	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	23,9 3	23,9 3	26,8 3	26,8 3	26,8 3	26,8 3	26,8 3	26,8 3	23,9 3	23, 93	9,17	9,17	9,17	9,17	9,17	385,05	
Consommation journalière consommateurs socio-commerciaux (kWh)	9,38	9,38	9,38	9,38	9,38	11,0 1	9,81	9,81	25,3 3	24,9 4	28,3 3	28,3 3	29,4 7	27,7 2	28,3 3	30,0 9	25,3 4	25, 30	11,7 0	9,95	11,5 6	9,81	9,81	9,75	413,27
Consommateurs micro industriels (Groupe 6)																									
Moulin										1	2	3			4	5	6								5,40
Atelier de soudure											1	2	3	4	5	6									9,00
Machine											1	2	3	4	5	6	7	8							648,00
Consommation journalière groupe 6 (kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	81,9 0	83,4 0	83,4 0	82,5 0	82,5 0	83,4 0	83,4 0	81,9 0	-	-	-	-	-	-	-	-	662,40
Consommation journalière totale de Fourkoura d(kWh)	219, 53	219, 53	219, 53	219, 53	219, 53	221, 16	184, 89	135, 36	127, 96	124, 28	129, 18	129, 18	254, 18	252, 43	129, 18	130, 93	124, 69	71, 71	137, 25	178, 78	180, 39	162, 41	228, 76	219,9 1	4 220,28

Annexe 4 : Valeurs des coefficient k et paramètre a en fonction de la nature de l'âme conductrice

Nature	Cuivre	Aluminium	Almelec
Coefficient k	21	16,4	17,1
Paramètre a	105,3	55,07	76,4

Annexe 5 : Coefficient de foisonnement Kf en fonction du nombre de consommateurs à alimenter

Nombres d'consommateurs	2 à 4	5 à 9	10 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49	> 50
Coefficient de foisonnement	1	0,78	0,63	0,53	0,49	0,46	0,44	0,42	0,41	0,4

Annexe 6 : Facteur de puissance utilisée dans le dimensionnement

	Milieu urbain	Milieu rural
cos φ	0,8	0,9
sin φ	0,6	0,44
tan φ	0,75	0,5

Annexe 7 : Détermination de la puissance maximale projetée

Abonnés	Type	Tension (V)	Courant (A)	Puissance collectée (VA/abonné)	Effectif d'abonnés	Puissance installé (kVA)	Puissance utilisée (kVA)	Puissance utilisée (kW)	S 10ans utilisée (kVA)	P 10ans utilisée (kW)
Ménages à faible consommation	Monophasé	230	3	174	424.40	73.85	29.54	26.58	63.77	57.39
Ménages à moyenne consommation				455	331.67	150.91	60.36	54.33	130.32	117.29
Centre de formation				394	3.00	1.18	0.47	0.43	1.02	0.92
Lieux de culte				292	6.00	1.75	0.70	0.63	1.51	1.36
Petits commerces				334	30.00	10.01	4.00	3.60	8.64	7.78
Ménages à forte consommation			5	751	209.33	157.20	62.88	56.59	135.76	122.18
CSPS				839	1.00	0.84	0.34	0.30	0.72	0.65
Grands commerces				1013	20.00	20.26	8.10	7.29	17.50	15.75
Moulin				300	3.00	0.90	0.36	0.32	0.78	0.70
Atelier soudure	Triphasé	400	10	750	2.00	1.50	0.60	0.54	1.30	1.17
Traitement d'or				1500	54.00	81.00	32.40	29.16	69.95	62.95
Total				1,084.40	499.40	199.76	179.78	431.27	388.14	

Annexe 8 : Calcul électrique de la ligne HTA pour l'extension du RNI (DISTELEC)

HTA													
Tension/kV:	33	Tronçon Almelec	Puissance actuelle	après 10 ans	section	R	X(L)	C	1/(2X(C))	I	U end	dU	dU/U(MT)
		km	kW	kW	mm ²	Ohm	Ohm	F	1/Ohm	A	kV	kV	%
Cos φ :	0,9												
Sin φ :	0,44												
Crois. an. :	8%												
		17,40	199,76	431,27	54,60	3,9	6,9	1,61E-07	2,53E-05	8,38	32,9	0,09	0,27

Annexe 9 : Coefficient Ks, Ku et Ke pour la détermination de la puissance appelée

Coefficient d'utilisation		Coefficient de simultanéité	
Utilisations	Ku	Nombres de circuits	Ks
Pc	0,1 - 0,2	2 et 3	0,9
Moteur	0,75 - 1	4 et 5	0,8
Éclairage	1	6 et 9	0,7
Chauffage	1	> 10	0,6
Ventilation	1	Coefficient d'extension	
Climatisation	1	1,15 ≤ Ke ≤ 1,25	
Froid	1	1,15 ≤ Ke ≤ 1,25	

Annexe 10 :Résultats modélisation ligne HTA RNI dans QGIS

	Ligne	Canton_id	Portee_id	Longueur_m	Longueur_cum	Support_deb	Support_fin
RNI Principale	1		1	1	2	85,6113683	85,6113683
			2	3	4	69,8454034	155,456772
			3	5	6	61,5495967	217,006368
			4	7	8	87,1810885	304,187457
			5	9	10	99,0254952	403,212952
			6	11	12	93,1317837	496,344736
			7	13	14	132,131859	628,476595
			8	15	16	126,195042	754,671637
			9	17	18	160,301634	914,973271
			10	19	20	169,098756	1084,07203
			11	21	22	142,34403	1226,41606
			12	23	24	691,74481	1918,16087
			13	25	26	618,706422	2536,86729
	2		1	27	28	678,474677	3215,34197
			2	29	30	894,364481	4109,70645
			3	31	32	580,465639	4690,17209
	3		1	33	34	356,372677	5046,54476
			2	35	36	704,170125	5750,71489
			3	37	38	714,021632	6464,73652
			4	39	40	402,215424	6866,95194
	4		1	41	42	321,913252	7188,86519
			2	43	44	361,187233	7550,05243
			3	45	46	673,858015	8223,91044
			4	47	48	292,636662	8516,5471
			5	49	50	177,31082	8693,85792
			6	51	52	183,385777	8877,2437
	5		1	53	54	823,796911	9701,04061
			2	55	56	313,904467	10014,9451
			3	57	58	360,934389	10375,8795
			4	59	60	146,734254	10522,6137
			5	61	62	792,744108	11315,3578
	6		1	63	64	1132,44539	12447,8032
			2	65	66	1212,45056	13660,2538
	7		1	67	68	222,897038	13883,1508
			2	69	70	296,939592	14180,0904
			3	71	72	1103,81684	15283,9073
			4	73	74	461,542884	15745,4501
	8		1	75	76	331,214936	16076,6651
			2	77	78	338,558669	16415,2237
			3	79	80	124,454851	16539,6786
			4	81	82	46,5410434	16586,2196

		5	83	84	43,89175	16630,1114
		6	85	86	29,2084722	16659,3199
		7	87	88	85,2002044	16744,5201
		8	89	90	40,9597448	16785,4798
		9	91	92	24,4346288	16809,9144
		10	93	94	23,7152314	16833,6297
		11	95	96	31,2826475	16864,9123
		12	97	98	47,5808843	16912,4932
		13	99	100	37,8615937	16950,3548
	9	1	101	102	17,6701751	16968,025
		2	103	104	20,1396569	16988,1646
		3	105	106	25,0225853	17013,1872
		4	107	108	29,7391197	17042,9263
		5	109	110	30,4377838	17073,3641
		6	111	112	28,4705289	17101,8346
		7	113	114	27,7780501	17129,6127
		8	115	116	49,905058	17179,5178
		9	117	118	42,7216372	17222,2394
		10	119	120	38,4648064	17260,7042
		11	121	122	42,2040951	17302,9083
		12	123	124	33,9759223	17336,8842
		13	125	126	41,5472363	17378,4314
	10	0	127	128	18,8920326	17397,3235
Secondaire 1	1	1	1	2	0	0
		2	3	4	199,763903	199,763903
Secondaire 2	1	1	1	2	0	199,763903
		2	3	4	200,092951	399,856853
Secondaire 3	2	1	1	2	0	399,856853
		2	3	4	196,269877	596,12673

Annexe 11 :Paramètres de calculs de la distance entre phases pour les lignes HTA

Paramètres	Caractéristiques	Valeurs
K_z	zones à vent normal	0,9
	zones à vent fort	1
K_c	En rigide (armements alternes ou drapeau)	0,8
	En rigide (armements en nappe horizontale ou en triangle)	0,7
	En suspendu (armements alternes ou drapeau)	1
	En suspendu (armements en nappe horizontale, nappe voute ou en triangle)	0,8
L	deux alignements successifs	0,5 m
	deux ancrage successifs	0 m

Annexe 12 :Calcul mécanique de la ligne HTA 54,6 mm² pour l'extension du RNI (CAMELEC)

Conducteurs						
Charge de rupture N/mm ²	Charges					
	Vents normaux		Vents forts		Vents extrêmes	
324	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²
	16	108	25	144	61	324
Supports						
Alignement			Arrêt simple	Double arrêt sans angle	Double arrêt à 30gr/60gr	
Système	Poutrelles HEA			Arrêt canton	Sans arrêt canton	Arrêt canton
	Pnom Dan		Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan
3-cond,	166		601	622	1 070 / 1 070	1 490 / 1 490
1-cond,	103		317	328	559 / 559	626 / 626

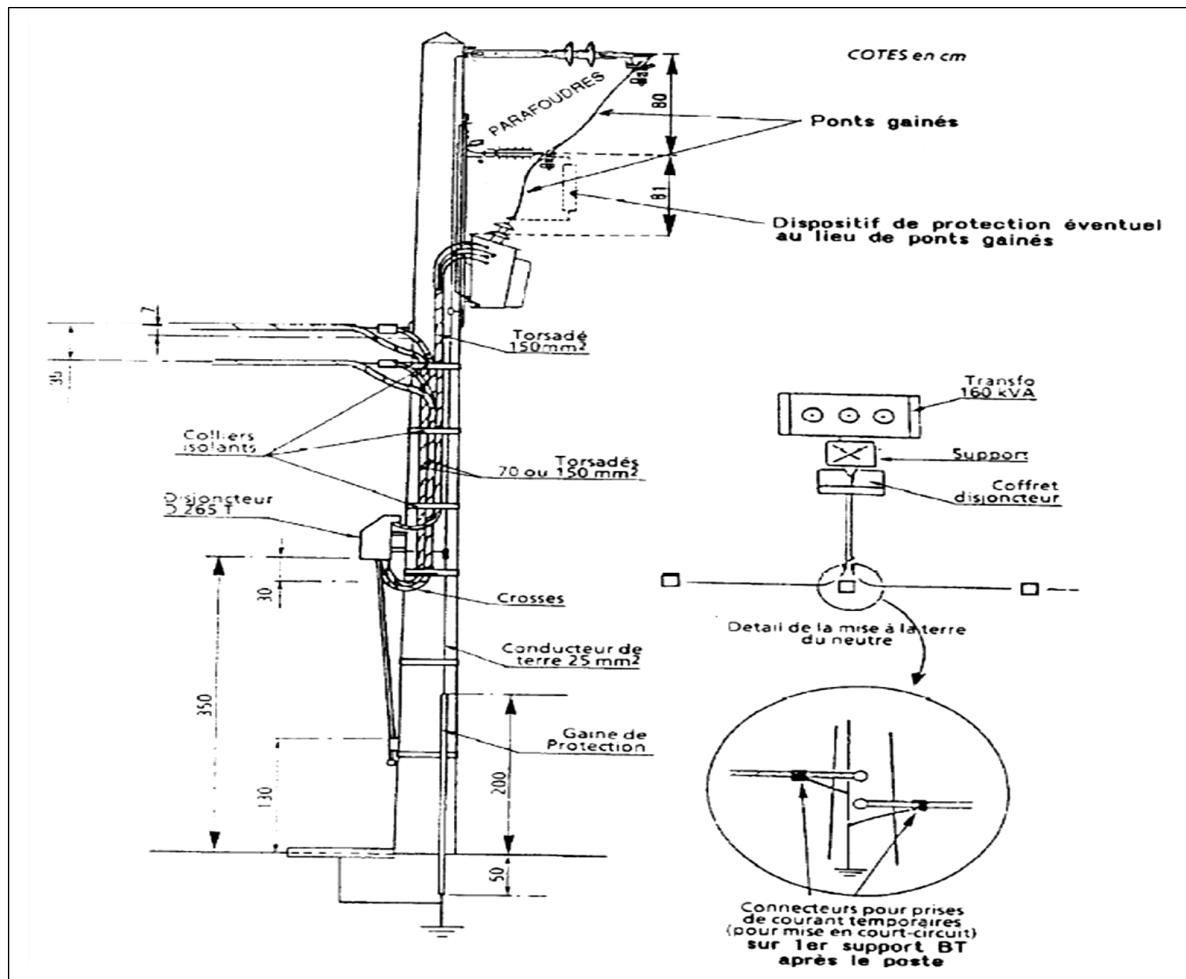
Annexe 13 :Fiche technique des IACM

Caractéristiques	Unité	IACM
Tension assignée	kV	36
Courant assigné en service continu	A	400
Fréquence	Hz	50
Courants assignés <ul style="list-style-type: none"> • Charge principale active • Transformateur à vide • Ligne à vide 	A A A	50 5 11
Niveau d'isolement sur distance d'ouverture <ul style="list-style-type: none"> • Tension de tenue aux chocs de foudre 1,2/50ms • Tension de tenu à fréquence industrielle • Courant de courte durée admissible • Pouvoir de fermeture sur court-circuit 	kV kV kA kA	190 80 12,5 31,5
Isolement entre phase-terre <ul style="list-style-type: none"> • Au choc de foudre 1,2/50ms • A 50 Hz 	kV kV	170 50

Annexe 14 :Fiche technique des parafoudres 33 kV

Désignation	Unités	Valeur spécifiée
Parafoudre 33 kV		
Tension assignée	kVeff	36
Tension de régime permanent	kVeff	30
Fréquence assignée	Hz	50
Courant nominal de décharge	kA	10
Classe de niveau de pollution		3
Ligne de fuite	mm	1100
Tenue aux courants de longue durée 2000 µs	A	300
Tension résiduelle au courant nominal de décharge	kV crête	100
Régime du neutre du réseau		mis à la terre par résistance
Montage		vertical ou horizontal

Annexe 15 :Composantes des support de transformateurs 160kVA en réseau antenne (NFC-11-201)



Annexe 16 :Valeurs typiques de tension de court-circuit pour transformateurs immergés

Puissance du transformateur (kVA)	Tension de court-circuit Ucc en%
50 à 750	4
800 à 3 200	6

Annexe 17 :Coefficient k des câbles en kW/km pour le calcul des chute de tension

Câble	Intensité admissible à 30 °C (A)	Intensité admissible à 50 °C (A)	k en (kW/km) pour réseau 230/400 V
3 x 35 + NP	138	120	0,72
3 x 50 + NP	148	146	0,54
3 x 70 + NP	213	185	0,42

**Annexe 18 :Calcul mécanique des lignes BT 3 x 70 + 54,6 mm²
(CAMELEC)**

Conducteurs 3 x 70 + 54,6 mm ²						
Charge de rupture N/mm ²	Charges					
	Vents normaux		Vents forts		Vents extrêmes	
324	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²
	60	1084	92	144	106	324
Supports						
Alignement			Arrêt simple	Double arrêt sans angle	Double arrêt à 30gr/60gr	
Système	Beton PBA			Arrêt canton	Sans arrêt canton	Arrêt canton
	Pnom Dan		Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan
3-cond,	150		1 185	1 188	698 / 1 268	1 994 / 3 480
1-cond,	80		426	428	313 / 485	895 / 1 242

Annexe 19 :Calcul mécanique des lignes BT 3 x 35 + 54,6 mm²
(CAMELEC)

Conducteurs 3 x 35 + 54,6 mm ²						
Charge de rupture N/mm ²	Charges					
	Vents normaux		Vents forts		Vents extrêmes	
324	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²
	41	108	64	144	91	324
Supports						
Alignement			Arrêt simple	Double arrêt sans angle	Double arrêt à 30gr/60gr	
Système	Beton PBA			Arrêt canton	Sans arrêt canton	Arrêt canton
	Pnom Dan		Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan
3-cond,	144		838	842	1 317	2 263
1-cond,	78		316	324	559	811

Annexe 20 :Données climatiques Fourkoura 2022 (PVGIS, 2022)

Mois	Moyenne d'irradiation (I_r) sur un plan incliné optimal (15°) dans le mois en kWh/m²/jour	Moyenne de température sur 24 heures en °C
Janvier	7,22	27,4
Février	7,21	29,3
Mars	6,64	30,6
Avril	6,54	31,4
Mai	5,9	30,7
Juin	4,99	27,9
Juillet	4,99	26,6
Août	4,98	25,6
septembre	5,58	26,2
octobre	6,55	27,5
Novembre	6,67	28,6
Décembre	7,1	25,2

Annexe 21 :Fiche technique des modules PV JKM700-66HL5-BDV

Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type Mono-crystalline
No. of cells	132 (66×2)
Dimensions	2384×1303×33 mm
Weight	37.5 kg
Front Glass	2.0 mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0 mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	Jinko material: JK03M; JK03M2; Stäubli: MC4-EVO2
Output Cables	4.0 mm ² (+): 400 mm, (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimensions	1325×1121×2496mm
Packing Detail (Two pallets = One stack)	33 pcs/pallets, 594 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

Maximum Power - Pmax [Wp]	700	705	710	715
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.42	40.53	40.65	40.77
Maximum Power Current - Imp [A]	17.32	17.40	17.47	17.54
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.40	48.56	48.73	48.88
Short-circuit Current - Isc [A]	18.40	18.46	18.53	18.60
Module Efficiency STC [%]	22.54	22.70	22.86	23.02
Power Measurement Tolerance		± 3%		
Power Sorting		0 ~ + 3%		
Temperature Coefficients of Pmax		-0.29 %/°C		
Temperature Coefficients of Voc		-0.25 %/°C		
Temperature Coefficients of Isc		0.045 %/°C		

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Specifications (BNPI)

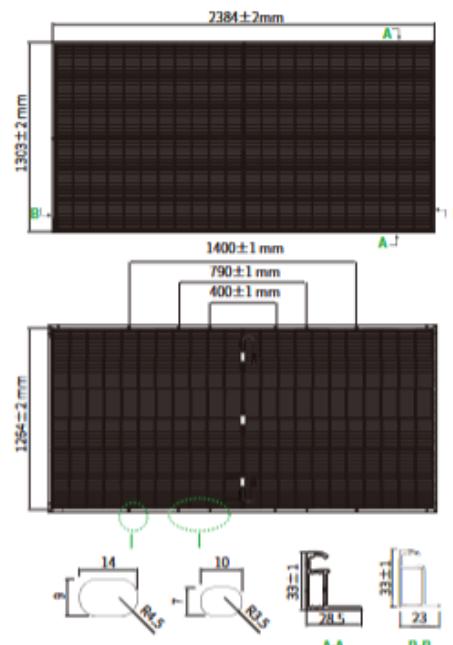
Maximum Power - Pmax [Wp]	773	779	784	790
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	40.41	40.55	40.66	40.80
Maximum Power Current - Imp [A]	19.13	19.21	19.28	19.36
Open-circuit Voltage - Voc [V]	48.47	48.59	48.72	48.85
Short-circuit Current - Isc [A]	20.33	20.40	20.48	20.55

BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

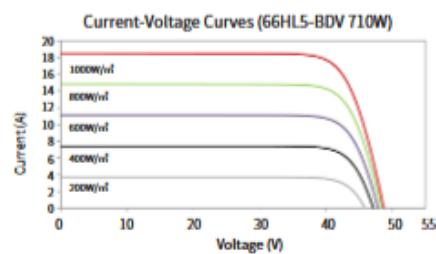
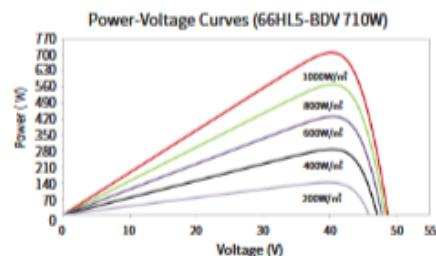
Operating Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Maximum System Voltage	1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	35 A
Bifaciality Coefficient	φVoc: 98 ± 5 %, φIsc: 80 ± 5 %, φPmax: 80 ± 5 %

Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance



Annexe 22 :Fiche technique des onduleurs Sunny Tripower Core2

Données techniques*	Sunny Tripower CORE2
Entrée (DC)	
Puissance max. du générateur photovoltaïque	165000 Wc STC
Tension d'entrée max.	1100 V
Plage de tension MPP à la puissance nominale / Tension d'entrée assignée / Plage de tension MPP	500 V à 800 V / 585 V / 200 V à 1000 V
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	200 V / 250 V
Courant d'entrée max. utile / courant de court-circuit max. par MPP tracker	26 A [22 A < 600V] / 40 A
Nombre de MPP trackers indépendants / strings par MPP tracker	12 / 2
Sortie (AC)	
Puissance assignée à tension nominale	110000 W
Puissance apparente AC max.	110000 VA
Tension nominale AC	400 V
Plage de tension AC	320 V à 460 V
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz / 45 Hz à 55 Hz 60 Hz / 55 Hz à 65 Hz
Fréquence de réseau assignée	50 Hz
Courant de sortie assigné / Courant de sortie max.	158,8 A / 158,8 A
Facteur de puissance à la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1 / 0,8 surexcité à 0,8 sous-excité
Taux de distorsion harmonique (THD)	< 3 %
Phases d'injection / borne AC	3 / 3-PE
Rendement	
Rendement max./rendement européen	98,6 % / 98,4 %
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté entrée	•
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du réseau / Protection inversion de polarité DC	• / • / •
Résistance aux courts-circuits AC / Séparation galvanique	• / -
Dispositif de surveillance des courants différentiels et de défaut	•
Parafoudre AC/DC protégés	Type 2 / Type 1-2*
Classe de protection (selon CEI 62109-1) / Catégorie de surtension (selon CEI 62109-1)	I / AC : III ; DC : II
Protection contre les arcs électriques (AFCI)	• *
Données générales	
Dimensions (L / H / P)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44,0 in / 26,9 in / 14,3 in)
Poids	93,5 kg (206,1 livres)
Plage de température de fonctionnement	-30 °C à +60 °C (-22 °F à +140 °F)
Émissions sonores, maximale (1 m)	78 dB(A)
Autoconsommation (nuit)	< 5 W
Topologie / système de refroidissement	Sans transformateur / refroidissement actif
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP66
Valeur maximale admise pour l'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %
Équipement / Fonction / Accessoires	
Raccordement DC / Raccordement AC	Sunclix / cosse d'extrémité [jusqu'à 240 mm ²]
Affichage DEL (état/erreur/communication)	•
Interface Ethernet	• (2 ports)
Interface de données	Interface Web / Modbus SunSpec
Type de montage	Montage mural / en rack
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	• / o / o / o
Certificats et homologations (sélection)	CEI 62109-1/2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, CEI 62116, CEI 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Erzeuger Typ A/B
Désignation du type	STP 110-60

* Équipement en série • Équipement en option – Non disponible Données valables en conditions nominales Version : 01/2025

*) à compter de la date de production novembre 2022, (numéro de matériel SMA 202724-00.01, Australie 202725-00.01)

Annexe 23 :Fiche technique des onduleurs Sunny Island 8.0h

Caractéristiques techniques	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
AC-2 (Source externe : réseau électrique public ou générateur)			
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC		230 V / 172,5 V à 264,5 V	
Fréquence de réseau assignée / plage de fréquence autorisée		50 Hz / 40 Hz à 70 Hz	
Courant alternatif maximal pour l'optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	14,5 A	20 A	26,1 A ⁶⁾
Puissance apparente AC maximale pour une optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA ⁶⁾
Courant d'entrée AC maximal	50 A	50 A	50 A
Puissance d'entrée AC maximale	11500 W	11500 W	11500 W
Plage du facteur de puissance		0,8 inductif à 0,8 capacitif	
AC-1 (mode de fonctionnement en site isolé, mode de courant de secours, charge)			
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC		230 V / 202 V à 253 V	
Fréquence assignée / Plage de fréquence (réglable)		50 Hz/45 Hz à 65 Hz	
Puissance assignée (pour Unom, fnom / 25 °C / cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
Puissance AC à 25 °C pendant 30 min / 5 min / 3 s	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Puissance AC à 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Courant assigné / Courant de sortie maximal (pour 60 ms)	14,5 A / 60 A	20 A / 120 A	26,1 A / 120 A
Taux de distorsion harmonique tension de sortie	< 5 %	< 1,5 %	< 1,5 %
Plage du facteur de puissance		0,0 inductif à 0,0 capacitif	
Entrée DC batterie			
Tension d'entrée assignée / Plage de tension DC	48 V / 41 V à 63 V	48 V / 41 V à 63 V	48 V / 41 V à 63 V
Courant de charge maximal de la batterie / Courant de charge assigné DC / Courant de décharge assigné DC	75 A / 63 A / 75 A	110 A/90 A/103 A	140 A / 115 A / 136 A
Type de batterie / Capacité de batterie (plage)		Li-Ion ¹⁾ , FLA, VRLA / 100 Ah à 10000 Ah (plomb) 50 Ah à 10000 Ah (Li-Ion)	
Régulation de charge	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques		
Rendement / Autoconsommation de l'appareil			
Rendement maximal	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Consommation en circuit ouvert / Mode veille	18 W / 6,8 W	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W
Dispositif de protection (appareil)			
Court-circuit AC / Surcharge AC		• / •	
Protection inversion de polarité DC / Fusible DC		- / -	
Surtempérature / Décharge excessive de la batterie		• / •	
Catégorie de surtension selon CEI 60664-1		III	
Caractéristiques générales			
Dimensions (L/H/P)		467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 pouces / 21,1 pouces / 9,5 pouces)	
Poids	44 kg (97 lb)	63 kg (138,9 lb)	63 kg (138,9 lb)
Plage de températures de fonctionnement		-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)	
Classe de protection selon CEI 62103		I	
Classe climatique selon CEI 60721		3K6	
Indice de protection selon CEI 60529		IP54	
Conformément à RoHS-III		•	

Annexe 24 :Fiche technique des multicluster-box 36

Technical Data	Multicluster-Box 6	Multicluster-Box 36
Load connection		
Rated voltage	230 V [L, N], 400 V [L1, L2]	230 V [L, N], 400 V [L1, L2]
AC voltage range	172.5 V to 250 V 300 V to 433 V	172.5 V to 250 V 300 V to 433 V
Rated frequency / frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz
Number of connections	1 x 3-phase	1 x 3-phase
Rated power	55 kW	300 kW
AC current at rated values	3 x 80 A (AC1)	3 x 435 A (AC1)
Fuses	NH00	NH3
Sunny Island connections		
Maximum number of devices	6	36
AC rated power / AC current at rated values	36 kW / 3 x 52 A	216 kW / 3 x 313 A
AC power at 45 °C / AC current at 45 °C	32 kW / 3 x 46 A	195 kW / 3 x 283 A
AC power (25 °C, 30 min)	48 kW	288 kW
AC power (25 °C, 5 min)	55 kW	328 kW
Fuses	6 x circuit breaker C40 A	36 x circuit breaker C40 A
Generator connection		
Number of connections	1 x 3-phase	1 x 3-phase
Rated grid input power	55 kW	300 kW
AC input current	3 x 80 A	3 x 435 A (AC1)
Fuses	NH00	NH3
PV system connection		
Number of connections	1 x 3-phase	1 x 3-phase
PV rated power	55 kW	360 kW
AC current at rated values	3 x 80 A	3 x 522 A (AC1)
Fuses	—	—
General data		
Number of phases	3-phase	3-phase
Permitted grid configuration	TN-S	TN-S
Dimensions (W / H / D)	760 / 760 / 210 mm	1200 / 2000 / 800 mm
Mounting type	Suspended	Base mounted
Weight	55 kg	400 kg
Ambient temperature	-25 °C to +50 °C	-25 °C to +60 °C
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	IP54
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	0% to 100%	0% to 100%
Max. installation altitude above MSL ≤ 2000 m	•	•
Warranty (5 years)	•	•
Data cables	•	•
Certificates	CE	CE
● Standard feature ◻ Optional feature – Not available		
Type designation	MC-Box-6.3-11	MC-Box-36.3-11

*Also possible with Sunny Boy

Annexe 25 :Calcul électrique analytique du mini-réseau solaire autonome

η_{gen}	Ir	Pond PV DC (kW)	Pond PV AC (kW)	Vond_max	Vond_min	Iond_dc_max	Vmod_voc
0,70	4,97	165	110	800	200	40	48,40
Vmod_vp	Imod_cc	Pmod	KT_mod	Tstc	Tmin_mod	Tmax_mod	Durée d'analyse
40,42	18,40	0,70	-0,29	25	25	70	10
Taux actualisation de la charge	Pond chargeur AC	Pond chargeur DC	Vbancbat	j_aut	η_{bat}	Cbat	Vbat
8%	8	67,20	48	1	0,98	2,13	2
Pbat	DODmax	Ej (kWh)	Pcrete (kWc)	Nbre totale de module	Pins module (kWc)	Nbre d'onduleur pv	Pins onduler pv (kWc)
4,25	80%	9 111,28	2 618,94	3 742	2 619,40	17	2 805
Productible annuel kWh/an	Productible actualisé kWh/an	Facteur de charge	Nbre de module/onduleur PV	Nbre de module en série/chaîne	Nbre chaîne/onduleur PV	Vmp champ	Voc champ
3 0535 982,54	24 409 803,60	14%	220	18	13	727,56 > 200	871,20 < 1 000
Isc champ	Nbre totale de module	Pins module	Ratio de puissance	Nbre d'onduleur SI	Nbre de cluster	Nbre de multicluster box	Ratio de dimensionnement SI
239,20 < 480	3 978	2 784,60	1,01	348	116	3	1,01
Capacité totale parc batteries	Nbre de batterie en série	Capacité totale parc batteries/cluster	Nbre de chaîne de batterie/cluster	Nbre de batterie totale	Capacité installée parc batteries	Ratio d'autonomie énergétique	Tension sortie système
242,12	24	2	0,94	2 784	246,50	1,02	400

Annexe 26 :Résultats modélisation ligne HTA PV dans QGIS

PV	Ligne	canton_id	portee_id	longueur_m	longueur_cum	support_deb	support_fin
	Principale	1	1	0	0	1	2
			2	1028,35912	1028,35912	3	4
	Secondaire 1	1	1	0	0	1	2
			2	635,341044	635,341044	3	4
	Secondaire 2	1	1	0	0	1	2
			2	812,154592	812,154592	3	4

Annexe 27 :Calcul mécanique des lignes HTA 34,4 mm²(CAMELEC)

Conducteurs 34,4 mm ²						
Charge de rupture N/mm ²	Charges					
	Vents normaux		Vents forts		Vents extrêmes	
324	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²	Charge calc N/mm ²	Charge max N/mm ²
	15	108	17	144	27	324
Supports						
Alignement			Arrêt simple	Double arrêt sans angle	Double arrêt à 45°/90°	
Système	Beton PBA			Arrêt canton	Sans arrêt canton	Arrêt canton
	Pnom Dan		Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan	Pnom Dan
3-cond,	85		73	84	284 / 396	524 / 473
1-cond,	8		4	8	190 / 245	255 / 230

Annexe 28 :Paramètres de l'étude photométrique (NFC 13201)

Caractéristiques de la chaussée	Traversée rue principale
Situation d'éclairage	B2
Classe d'éclairage	CE3
Facteur d'uniformité générale de luminance	0,4
Facteur d'uniformité longitudinale de luminance	-
Taux d'éblouissement (%)	-
Rapport de contiguïté (%)	-
Luminance minimale (cd.m^{-2})	-
Éclairement moyen (lux)	15
Rapport R	14
Largeur de la chaussée (m)	7
Indice de protection	65
Facteur d'utilisation	0,56
Facteur de maintenance	0,82

Annexe 29 :Fiche technique des lampadaires d'éclairage public

Reference	Modèle COMBI TOP 3
Lampadaire	Griff XL
Crosse	Ka 75
Puissance panneau solaire (Wc)	270
Technologie batterie	Endurance + Technologie au Lithium Fer Phosphate
Capacité batterie (Ah)	70
Température de fonctionnement	-20 °C à +65 °C
Hauteur de feu standard (m)	8
Puissance éclairage (W)	50
Flux lumineux (lm)	6 740
Efficacité lumineuse (lm/W)	135
Température de couleur (K)	4 000
Mât	Cylindro-conique acier galvanisé thermolaqué, sans porte, calculé pour toutes les zones de vents selon norme EN40
Écartement	30
Éclairement moyen	12
Facteur d'utilisation	0,563
Durée de vie	Luminaire : 80 000 h à 80% du flux
	Panneau solaire : 25 ans à 80% de la production initiale
	Carte électronique : 20 ans
	Batterie : > 10 ans en Afrique

Annexe 30 :Dimensionnement du système d'éclairage public

Désignation	Formule	Résultat
		Traversée rue principale
Éclairement (lux)	donnée dans le catalogue luminaire	12
Type d'implantation	$\frac{h}{l} \geq 1$	unilatérale
Hauteur de feu (m)	donnée dans le catalogue luminaire	8
Écartement (m)	donnée dans le catalogue luminaire	30
Flux lumineux nécessaire (lumens)	$F = \frac{E \times l \times e}{V \times u}$	5 458,56
Nombre de luminaires requis	$N_{lampes} \geq \frac{D}{e} + 1$	113

Annexe 31 :Indicateurs de performance financière

Critères	Expression	Commentaires
CAPEX (FCFA)	-	Représente les coûts initiaux d'acquisition et de mise en service du système
OPEX (FCFA)	CAPEX	Représente les coûts opérationnels de maintenance préventive et curative, les dépenses liées à l'approvisionnement en combustible ou en électricité, nécessaires au système
$C_{Remplacement}$	$C_I \times \frac{1 - \frac{1}{(1+a)^{(k_j \times n_j)}}}{(1+a)^{n_j} - 1}$	Représente les dépenses à prévoir du fait des remplacements des équipements, à leurs fins de vies respectives, sur la durée d'analyse du projet
LCC (FCFA)	$CAPEX + \sum_{k=1}^N \frac{OPEX_k}{(1+a)^k} + C_{Remplacement}$	Représente le coût global engagé tout au long de la durée de vie du système
LCOE (FCFA/kWh)	$\frac{LCC}{Q_{SOURCE}^{actualisé}}$	Évalue le coût moyen actualisé de la production d'électricité
VAN_{R_k} (FCFA)	$tarification \times Q_{PV}^{annuel} \times n$	Évalue la valeur actuelle nette des flux de trésorerie futurs par rapport au coût initial d'investissement
VAN (FCFA)	$VAN_{R_k} - LCC$	

Annexe 32 : Analyse économique comparatif des variantes d'électrification étudiées

Paramètre de calcul	PV	PV	PV	RNI	RNI	RNI
Subvention du CAPEX	100%	50%	0%	0%	0%	0%
Achat SONABEL fcfa/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	105.00	139.39
Achat Ménages fcfa/kWh				96.00		
Revenu annuel PV	339,454,323.94			309,049,775.31		
Calcul économique	CAPEX PV	CAPEX PV	CAPEX PV	CAPEX RNI	CAPEX RNI	CAPEX RNI
	-	3,374,246,531. 25	6,748,493,062. 50	287,085,075.8 4	287,085,075.84	287,085,075.84
	OPEX PV	OPEX PV	OPEX PV	OPEX RNI	OPEX RNI	OPEX RNI
	134,969,861.25	134,969,861.25	134,969,861.2 5	11,483,403.03	11,483,403.03	11,483,403.03
	OPEX actualisé PV	OPEX actualisé PV	OPEX actualisé PV	OPEX actualisé RNI	OPEX actualisé RNI	OPEX actualisé RNI
	1,042,201,492.0 0	1,042,201,492. 00	1,042,201,492. 00	88,671,794.31	88,671,794.31	88,671,794.31
	Achat énergie actualisé (100%) PV	Achat énergie actualisé (50%) PV	Achat énergie actualisé (0%) PV	Achat énergie actualisé (0f) RNI	Achat énergie actualisé (105f) RNI	Achat énergie actualisé (139.39f) RNI
	-	-	-	-	2,610,125,486.5 6	3,465,003,729.26
	LCC (100%) PV	LCC (50%) PV	LCC (0%) PV	LCC (0f) RNI	LCC (105f) RNI	LCC (139.39f) RNI
	1,042,201,492.0 0	4,416,448,023. 25	7,790,694,554. 50	375,756,870.1 5	2,985,882,356.7 1	3,840,760,599.41
	LCOE (100%) PV	LCOE (50%) PV	LCOE (0%) PV	LCOE (0f) RNI	LCOE (105f) RNI	LCOE (139.39f) RNI
	43.93	186.14	328.35	17.39	138.23	177.80
	VAN (100%) PV	VAN (50%) PV	VAN (0%) PV	VAN (0f) RNI	VAN (105f) RNI	VAN (139.39f) RNI
	2,621,176,310.0 0	- 753,070,221.25	- 4,127,316,752. 50	2,099,315,369. 02	2,099,315,369.0 2	2,099,315,369.02