



CONCEPTION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE 50MWc EN COTE D'IVOIRE AVEC SON RESEAU D'EVACUATION VERS UN POSTE DE REPARTITION

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

Présenté et soutenu publiquement le 30 Juin 2017 par
Noel ATTEBI

Travaux dirigés par :

M. Ulrich Romaric OBODJI

Ingénieur chargé d'études en Energies / Chef de section énergies solaires et éoliennes

Dr Y. Moussa SORO

Chef du département Génie Electrique, Energétique et Industriel à 2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : Dr Moussa SORO
M. Justin BASSOLE

Promotion [2015/2016]

DEDICACES

- *A Dieu très haut pour ses grâces et sa miséricorde dans ma vie !!!*

Ma Mère KPEHI Delphine

Mon Père ZRIGA Attebi

Papa Général GUIAI BI POIN Georges et, Maman Rachel KOUASSI épouse GUIAI BI

Papa Commissaire VAH BI Michel et, Maman Saran SANOGO épouse VAH BI

- *A mes merveilleuses petites sœurs :*

Marie Danielle GUIAI

Maud Emmanuelle GUIAI.

Stéphanie VAH LOU

- *Au Colonel Jean Claude MIRASSOU*

- *A mes amis :*

Thierry BOUA BI, François DJETOUAN, Damien GAUZE

A tous, pour vos soutiens inestimables durant ce parcours

REMERCIEMENTS

Avant de débiter ce rapport, je veux exprimer ma reconnaissance et ma gratitude à tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce document.

Remerciements distingués à Monsieur Kinapara COULIBALY, Directeur Général du BNETD et à toute son équipe, notamment Monsieur Benoît GUIHY et Mme Naomi KACOU, respectivement Directeur et Sous-Directrice du Département Environnement, Energie et Hydraulique (DEEH) pour m'avoir accueilli au sein du Département, en particulier au Service des Energies Renouvelables et Efficacité Energétique (SEREE).

Je remercie également Monsieur Kalil KONATE et Mr TOURE Ibrahim, respectivement Conseiller du DG et Directeur du Département Innovation et Développement des Projets pour leurs conseils.

Mes sincères remerciements à toute l'équipe de DEEH pour l'environnement chaleureux dans lequel j'ai pu effectuer mes travaux.

Merci à Mr Daouda OUATTARA, Chef de SEREE et Mr Ulrich OBODJI, mon Maitre de stage qui m'ont permis de travailler avec aisance sur ce projet passionnant. Merci Ulrich, avec vous j'ai beaucoup appris. Cette expérience a été pour moi très formatrice.

Gratitude à Mr TOURE Gnininhanhombroun, chef de Service Aménagement Rural et à Mr ALLANI Kouassi, Chef de Service Energies Conventionnelles pour leurs conseils et aide.

Merci à Mr Ben Aboubacar CISSE pour ses conseils et sa disponibilité à m'aider.

Durant ce stage, j'ai bénéficié de soutien fort appréciable de diverses personnes au sein du BNETD : Merci Mr Patrice N'DRI pour votre disponibilité, vos explications et surtout votre bonne humeur, merci Mr Abdou SANOGO pour le sens de responsabilité et la confiance que vous avez toujours su m'accorder, merci Mr Joher ANDO pour vos explications, merci Mr Moussa CISSE et Mr GUINDO Seidou pour votre disponibilité et vos explications.

Mes remerciements vont également à l'endroit de tout le corps administratif, et professoral de 2iE qui a assuré ma formation, notamment au Docteur SORO Moussa; qui a bien voulu accepter de m'encadrer. Cher Maitre, votre compréhension, vos conseils et encouragements au travail, votre promptitude mais surtout votre disponibilité m'ont aidé.

Je voudrais pour finir dire merci à tous les étudiants de 2iE, en particulier la communauté Ivoirienne pour la fraternité qui a existé durant ces années de formation, merci à Daouda S.COULIBALY, N'DRI Koko et BENOUI BI Martial. Merci à la S9B /2015-2016 GEE, ma promotion pour ces moments agréables passés ensemble et enfin ma famille qui a toujours été un soutien fort pour moi.

AVANT-PROPOS SOMMAIRE

L'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) est un établissement d'enseignement supérieur et de recherche basé à Ouagadougou au Burkina Faso. Sa création en 2006, résulte de la fusion et la restructuration des écoles inter-États EIER (École d'Ingénieurs de l'Équipement Rural) et ETSHER (École des Techniciens de l'Hydraulique et de l'Équipement Rural), créées respectivement en 1968 et 1970 par 14 États d'Afrique de l'Ouest et Centrale pour former des ingénieurs spécialisés dans les domaines de l'équipement et de l'hydraulique. Véritable partenariat Public/Privé, 2iE rassemble, dans une communauté de valeurs, les États fondateurs, les entreprises privées et les partenaires institutionnels, académiques et scientifiques. 2iE dispense une formation de pointe dans les domaines de l'Eau et l'Assainissement, l'Energie et l'Electricité, l'Environnement et le Développement Durable, le Génie Civil et les Mines, le Management et l'Entrepreneuriat conformément au Processus de Bologne : Licence, Master, Doctorat ; en partenariat avec les meilleures universités du monde, offrant ainsi une grande mobilité aux étudiants.

Les diplômes de 2iE sont accrédités et reconnus en Afrique et à l'international à travers le Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur (CAMES) et la Conférence Française des Grandes Ecoles (CGE). Les diplômes d'Ingénieur sont accrédités par la Commission Française des Titres d'Ingénieur (Cti), labellisés EUR-ACE en Europe et AACRAO aux Etats Unis.

Dans un souci de former des Ingénieurs de Conception et des Techniciens Supérieurs hautement qualifiés et aptes à relever les challenges, les étudiants bénéficient d'une formation théorique et d'une formation pratique qui consiste en des travaux pratiques et visites sur site. Les formations pour le niveau master sont sanctionnées par des stages de production en entreprise ou dans un laboratoire de recherche en vue de la rédaction d'un mémoire.

C'est dans cette optique que nous avons été retenus au sein du Service Energies Renouvelables et Efficacité Energétique du BNETD pour notre stage de fin d'études d'ingénieur dont le thème s'intitule : « *conception d'une centrale solaire photovoltaïque de 50 MwC en Côte d'Ivoire avec son réseau d'évacuation vers un poste de répartition* ».

Le présent rapport en est la parfaite illustration et rend compte des travaux effectués.

RESUME

Dans un souci de rendre l'électricité plus proche des populations et à moindre coût, l'Etat de Côte d'Ivoire souhaite résolument s'engager dans le **mix énergétique** à travers la valorisation de l'énergie solaire. Le BNETD, dans le cadre de notre stage de fin d'études d'ingénieur nous a confié l'étude de la conception d'une **centrale solaire Photovoltaïque** de 50 MWc avec son réseau d'évacuation vers un **poste de répartition**.

La ville d'Odienné a été proposée en raison d'une part de son fort ensoleillement et d'autre part de l'opportunité d'existence d'un poste haute tension (HTB) de 90/33kV nécessaire pour l'**injection** de l'énergie produite par la centrale solaire sur le **réseau**.

Deux scénarii ont été proposés, à savoir les onduleurs décentralisés et les onduleurs centraux. La surface totale du champ est 90 hectares pour le scénario 1 et 80 hectares pour le scénario 2. Les panneaux SunPower E20 SPR-327 NE-WHT-D monocristallins ont été choisis pour les deux scénarii. Les résultats du scénario 1 sont : 152 760 panneaux, pour une production annuelle moyenne d'électricité de 85 432 MWh. Le coût d'investissement s'élève à 65 292 886 000 FCFA et le coût d'opérations à 1 460 237 625 FCFA. Le temps de retour sur investissement attendu après 20 ans pour le projet est de 14 ans et la quantité de CO₂ évitée par an est de 38 017 t. Pour le scénario 2, 153 000 panneaux pour une production annuelle moyenne de 84 640 MWh. Le coût d'investissement est de 57 960 032 000 FCFA et le coût d'opération de 1 370 099 500 FCFA. Le temps de retour sur investissement après 20 ans d'analyse est de 13 ans et la quantité de CO₂ évitée par an est de 37 665 t

Mots Clés :

- 1 – **Mix-énergétique**
- 2 – **Centrale solaire photovoltaïque**
- 3 - **Poste de répartition**
- 4 – **Réseau**
- 5 – **Injection**

ABSTRACT

In order to make the electricity closer to the population and cheaper, the State of Côte d'Ivoire is resolutely committed to the **mix-energy** through the development of solar energy. For our internship, the National engineering firm, BNETD, has proposed us to study the construction of 50 MWc **photovoltaic solar power plant** with its evacuation to a **distribution station**.

The district of Odienné has been selected due to its high level of sunshine and the existence of a high-voltage (90/30 kV) substation required for the **injection** of the energy produced by the solar power plant on the **grid**.

Two scenarii have been proposed, namely decentralized inverters and central ones. The total area of the photovoltaic solar power plant is 90 hectares for the scenario 1 and 80 hectares for the scenario 2. The panels, SunPower E20 SPR-327 NE-WHT-D monocristallin were chosen for both scenarii.

The mains results of the scenario 1 are: 152 760 panels, and the annual energy production is estimated to 85 432 MWh. The capital expenditure (CAPEX) is 65 292 886 000 FCFA and the operational expenditure (OPEX) is 1 460 237 625 FCFA. The return on investment period expected after 20 years of exploitation is 14 years and the annual amount of CO₂ avoided is 38 017 t.

For the scenario 2, 153 000 panels and the annual energy produced is 84 640 MWh. The CAPEX is 57 960 032 000 FCFA and the OPEX is 1 370 099 500 FCFA. The return on investment is 13 years and the amonut of CO₂ avoided is 37 665 t.

Key words:

- 1 - **Mix-energy**
- 2 - **Photovoltaic solar power plant**
- 3 - **Distribution station**
- 4 – **Grid**
- 5 – **Injection**

LISTE DES ABBREVIATIONS

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

A : Ampère

AC : Alternative Current

AMI : Avis à Manifestation d'Intérêt.

BNETD : Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement

CAMES : Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur

Cf : Confère

CGE : Conférence Française des Grandes Ecoles

CIAPOL : Centre Ivoirien d'Anti-Pollution

CIE : Compagnie Ivoirienne d'Electricité

CO₂ : dioxyde de carbone

Cste : Constante

Cti : Commission Française des Titres d'Ingénieur

DC : Direct Current

DEEH : Département Energie Environnement et Hydraulique

DQE : Devis Quantitatif et Estimatif

GEE : Génie Electrique et Energétique

GES : Gaz à Effet de Serre

Hz : Hertz

HTB: Haute Tension catégorie B

kV: kiloVolt

kVA: kiloVoltAmpère

LCOE: Levelized Cost Of Electricity

MPPT: Maximum Power Point Tracking

MVPS: MV Power Station

MW_C: Mégawatt Crête

MWh: MegaWatt heure

Nbre : Nombre

NASA : National Aeronautics and Space Administration

O&M : Operation and Maintenance

PV : Photovoltaïque

SEREE : Service des Energies Renouvelables et Efficacité Energétique

PND : Programme National de Développement

SMA : System-Mess und Anlagentechnik (technique des systèmes de mesure et d'équipement)

SSM: Sunny String Monitor

STC: Standard Test Condition

STP : Sunny TriPower

t : tonne

TFO : Transformateur

TGBT : Tableau Général Basse Tension

Trans : Transformateur

UTE : Union Technique d'électricité

V: Volt

V_{mpp} : Tension au Maximum Power Point

V_{oc} : Tension à vide

TABLE DES MATIERES

DEDICACES	i
RESUME.....	iv
ABSTRACT	v
LISTE DES ABBREVIATIONS	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	xi
LISTE DES FIGURES	xii
INTRODUCTION.....	1
PARTIE 1 : GENERALITES.....	2
I. PRESENTATION DE L'ENTREPRISE	2
II. PRESENTATION DU THEME.....	3
2.1. Contexte de l'étude.....	3
2.2. Objectifs du projet.....	4
2.3. Travail demandé.....	4
2.4. Résultats attendus	4
2.5. Approche méthodologique	5
2.5.1. Recherche documentaire et prise en main des logiciels.....	5
2.5.2. Choix de la localité.....	5
2.5.3. Présentation des configurations possibles	5
2.5.4. Dimensionnement de la centrale et choix des équipements.....	5
2.5.5. Evaluation financière et environnementale	6
2.6. Limite de l'étude	6
PARTIE 2 : ETUDE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE RACCORDEE AU RESEAU ELECTRIQUE.....	7
I. CHOIX DE LA ZONE DU PROJET.....	7
1.1. L'ensoleillement.....	7

1.2.	Le climat.....	8
1.3.	La connexion au réseau électrique	8
1.4.	Choix du site.....	9
1.5.	Estimation de la ressource solaire d'Odienné	10
II.	DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE	11
2.1.	Choix des composants clés de la centrale.	11
2.2.	Choix et description du logiciel d'étude	12
2.3.	Le champ photovoltaïque	13
2.3.1.	Orientation des panneaux	13
2.3.2.	Inclinaison des panneaux	13
2.3.3.	Sélection des composants et configuration de la centrale	13
2.4.	Scenario 1 : Onduleurs décentralisés	14
2.4.1.	Choix des composants.....	14
2.4.2.	Câblage.....	16
2.4.3.	Configuration du champ.....	19
2.4.4.	Les réseaux de câble.....	20
2.4.5.	Dispositif de protection	27
2.4.6.	Estimation de la production du champ PV et planning de la maintenance	32
2.4.7.	Maintenance et entretien de l'installation	36
2.5.	Scénario 2 : Onduleurs centralisés	37
2.5.1.	Choix des composants.....	37
2.5.2.	Câblage.....	38
2.5.3.	Configuration du champ.....	38
2.5.4.	Les réseaux de câble.....	39
2.5.5.	Dispositif de protection	40
2.5.6.	Estimation de la production du champ PV et planning de la maintenance	43
2.5.7.	Maintenance et entretien de l'installation.	44
PARTIE 3 : ANALYSE ECONOMIQUE, FINANCIERE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE DU PROJET		45
I.	CALCUL DU COÛT D'INVESTISSEMENT	45

1.1.	Les coûts du matériel.....	45
1.2.	Les coûts des travaux	45
1.3.	Autres charges	46
II.	Coût de maintenance et d'exploitation.....	47
III.	Rentabilité du projet	48
3.1.	Calcul du Levelised Cost Of Electricity (LCOE).....	48
3.2.	Analyse de la rentabilité.....	49
3.3.	Pour aller plus loin.	50
4.	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX DU PROJET.....	50
	CONCLUSION	51
	RECOMMANDATIONS.....	52
	BIBLIOGRAPHIE	53
	ANNEXES	54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Les atouts des quatre sites sommairement proposés	9
Tableau 2: Gisement Solaire et données météorologiques de la localité d'Odienné	10
Tableau 3: Production Annuelle d'énergie par type d'onduleur	12
Tableau 4: Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement.	15
Tableau 5: Raccordement des Strings	17
Tableau 6: Synthèse de calcul des sections de câble BT (Scénario 1).....	23
Tableau 7: Vérification des sections de câble (Scénario 1)	23
Tableau 8: synthèse de calcul des sections de câbles HT (scénario 1)	26
Tableau 9: Appareillage de sectionnement et de protection coté DC (scénario 1)	29
Tableau 10: Appareillage de sectionnement et de protection coté AC (Scénario 1).....	30
Tableau 11: Production moyenne (année 1) de la centrale (scénario 1)	32
Tableau 12: Planning des opérations de maintenance de la centrale (scénario 1)	37
Tableau 13: Choix des composants scénario 2.....	37
Tableau 14: Raccordement des strings par onduleur (Scénario 2).....	38
Tableau 15: Synthèse de calcul des sections de câble (scénario 2).....	39
Tableau 16: Vérification des sections de câble (scénario2)	39
Tableau 17: Synthèse de calcul des sections de câbles HT (scénario 2).....	40
Tableau 18: Appareillage de sectionnement et de protection coté DC	41
Tableau 19: Production moyenne (année 1) de la centrale (scénario 2)	43
Tableau 20: Coûts globaux d'investissement.....	47
Tableau 21: Récapitulatif du coût d'exploitation.....	48
Tableau 22: Résultats de l'analyse économique pour financement propre	50

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Carte d'ensoleillement de la Côte d'Ivoire	8
Figure 2: Carte du réseau HTB de la Côte d'Ivoire	9
Figure 3: Poste 90/33 kV d'Odienné	10
Figure 4: Page d'accueil du logiciel Sunny Design 3	13
Figure 5: configuration 1 : onduleurs décentralisés	14
Figure 6: configuration 2 : onduleurs centraux	14
Figure 7: Onduleur STP 25000 TL-30	16
Figure 8: Table A (40 panneaux l= 8 m, L= 9 m, h= 1,5m).....	19
Figure 9: Table B (36 panneaux l=7 m, L= 10m, h= 1,5 m).....	20
Figure 10: Câble DC	27
Figure 11: Câble AC	27
Figure 12: Schéma général du câblage d'un sous champ (scénario 1).....	31
Figure 13: Production énergétique mensuelle (année 1) de la centrale pour le scénario 1	33
Figure 14: Evolution de la production en fonction de l'ensoleillement et de la température ...	34
Figure 15: Courbe d'évolution de la production énergétique sur la durée de vie de la centrale	35
Figure 16: Onduleur MV Power Station 1000SC	37
Figure 17: Table 50 modules (l=8 m, L= 11 m, h = 1,5 m)	38
Figure 18: Schéma général du câblage d'un poste de transformation (scénario 2).....	42
Figure 19: Production énergétique mensuelle (année 1) de la centrale pour le scénario 2	43
Figure 20: Evolution de la production énergétique sur la durée de vie de la centrale	44

INTRODUCTION

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les substances polluantes (au-delà du protocole de Kyoto), en exploitant et en combinant des sources d'énergie alternatives et renouvelables ainsi qu'en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles est devenu capital.

Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, l'énergie solaire Photovoltaïque a un attrait certain lorsqu'on considère qu'elle peut fournir de l'électricité écologiquement et à bon marché aux populations isolées en zone rurale.

Afin de garantir l'accès à tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes et à un coût abordable, l'Etat de Côte d'Ivoire se veut donc de diversifier ses sources d'énergie car la rapide croissance démographique et industrielle pourrait exercer de fortes pressions sur les ressources déjà limitées et accélérer la dégradation des écosystèmes.

Ce document technique vise l'étude de la conception d'une centrale solaire photovoltaïque de 50MW_C en Côte d'Ivoire en vue de rendre l'électricité plus proche de la population tout en fournissant une énergie électrique abondante, propre et à moindre coût.

Partant d'une généralité sur le thème, ce présent rapport expose les différentes configurations de raccordement au réseau et de protection contre les surintensités, les surtensions et le contact indirect. Mais également les techniques de dimensionnement d'une centrale PV sont décrites ainsi que l'analyse financière, économique et environnementale du projet.

Ce document est subdivisé en trois parties. La première partie qui est plus générale présente la structure d'accueil, puis décrit le thème d'étude. La deuxième partie traite le dimensionnement de la centrale photovoltaïque, les équipements de protection et la configuration du système. Enfin, la dernière partie est dédiée aux aspects financiers, économiques, sociaux et environnementaux du projet. Dans cette dernière partie il sera question de déterminer le coût estimatif du projet, sa rentabilité financière et ses impacts sociaux et environnementaux.

PARTIE 1 : GENERALITES

I. PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

En 1960, le jeune Etat Ivoirien devait se doter de moyens de conception pour stimuler et coordonner son développement. Il créa donc par décret du 31 juillet 1964 le Bureau National d'Etudes Techniques de Développement (BNETD) qui ne devient véritablement opérant qu'en 1966. Ce premier BNETD disparut suite au remaniement ministériel de 1977. C'est ainsi qu'en 1978, en pleine période de croissance économique soutenue par les coûts des matières premières en Côte d'Ivoire, que feu le Président Félix Houphouët Boigny, premier Président ivoirien créa la Direction et Contrôle des Grands Travaux, (la DCGTx) qui deviendra en 1996 le Bureau National d'Études Techniques et de Développement (le BNETD).

Cet établissement public à caractère administratif d'alors, aujourd'hui société d'Etat, situé à Abidjan dans la commune de Cocody, en bordure de la lagune Ebrié, a pour objectif de "favoriser une meilleure maîtrise de l'investissement public" en Côte d'Ivoire.

Le BNETD développe les valeurs telles que la réactivité, le professionnalisme, la loyauté, l'intégrité et la confidentialité et s'est inscrit dans une approche qualité avec la certification ISO 9001. Il intervient dans les domaines d'activités tels que : les *Infrastructures et le Transport, la Construction et les Equipements Publics, la Cartographie et la Télédétection, l'Industrie, l'Energie, les Mines et l'environnement, l'Agriculture et l'Aménagement rural, l'Aménagement Urbain et le Développement Local....* et a pour principales missions les Etudes, le Suivi et le Contrôle, la Production d'informations géographiques, l'Assistance et le Conseil, la Réalisation de logiciels, le Renforcement de capacités. Pour atteindre ses objectifs, le BNETD est subdivisé en Pôles, Départements, et Services (voir organigramme en annexe 1). Le département qui nous accueille est le Département Energie Environnement et Hydraulique (DEEH). Il a pour mission principale, la réalisation des études, l'assistance-conseil et le contrôle des travaux. Ses domaines d'intervention sont : les énergies conventionnelles et renouvelables, l'hydraulique et l'environnement.

Le service *Energies Renouvelables et Efficacité Energétique (SEREE)* est le service qui nous a accueillis pour ce stage de fin d'étude.

II. PRESENTATION DU THEME

2.1. Contexte de l'étude

L'utilisation des énergies fossiles dans presque toutes les activités humaines contribue fortement à la pollution atmosphérique, ce qui a pour conséquence la propagation des gaz à effet de serre, le changement climatique, la destruction de la couche d'ozone, les pluies acides.

La raréfaction des énergies fossiles et les conséquences liées à la pollution atmosphérique a donc poussé l'homme à réfléchir à des technologies nouvelles, notamment le développement des technologies solaires car elles sont considérées comme l'une des voies les plus prometteuses pour une production durable de l'électricité.

Le développement du secteur énergétique restant tout de même un défi majeur pour le développement économique et social, l'Etat de Côte d'Ivoire a donc développé une politique d'accès à l'électricité pour tous et à des coûts abordables en incluant la promotion des énergies renouvelables dans le Document Stratégique de Réduction de la Pauvreté (DSRP). Il vise donc d'ici à 2020 à augmenter la part des énergies nouvelles et renouvelables telles que l'énergie solaire, la petite hydroélectricité et la bioélectricité. En effet la part des Energies Renouvelables dans le mix énergétique Ivoirien reste toujours faible (5% en 2015 [1]). Cette situation a poussé les autorités Ivoiriennes à inclure dans le DSRP la volonté de faire passer l'utilisation des Energies Renouvelables à 15% [1] en 2020 et à 20% [1] en 2030 car le Pays dispose d'un important potentiel en énergie solaire. En particulier, le Nord du pays bénéficie d'un fort potentiel grâce à un abondant gisement solaire (cf figure 1). Le Gouvernement Ivoirien s'est par ailleurs fixé comme ambition de faire de la Côte d'Ivoire le hub énergétique de l'Afrique Subsaharienne à travers la mise à disposition des populations nationales et sous-régionales d'une énergie abondante et à moindre coût. [2].

Aspirant à devenir un pays émergent à l'horizon 2020, la Côte d'Ivoire s'est fixé plusieurs objectifs de développement qui se traduisent sur le plan énergétique par la construction de plusieurs centrales électriques.

Des axes majeurs de sa politique de développement, le développement des énergies renouvelables reste tout de même un défi important dans le Programme National de Développement (PND) 2016-2020, car l'Etat prévoit de faire croître le taux de couverture en électricité en passant de 33,1% [1] en 2010 à 50% en 2020.

C'est dans ce cadre que le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (BNETD) à travers son Département Energie Environnement et Hydraulique (DEEH) et plus particulièrement son service des Energies Renouvelables et Efficacité Energétique (SEREE),

nous a confié dans la période du 18 juillet 2016 au 17 janvier 2017, l'étude suivante :
« **Conception d'une centrale solaire photovoltaïque de 50 MWc en Côte d'Ivoire avec son réseau d'évacuation vers un poste de répartition** ».

2.2.Objectifs du projet

L'objectif général du projet est d'accroître la part des énergies renouvelables dans le parc de production électrique de la Côte d'Ivoire par une énergie abondante et à moindre coût.

En outre, le projet vise également à :

- valoriser le potentiel solaire ;
- mettre à la disposition des populations une énergie abondante et à moindre coût

2.3.Travail demandé

La réalisation de cette étude consistera à :

- identifier le site pouvant abriter la centrale ;
- définir les composants clés de la centrale solaire ;
- concevoir la centrale solaire photovoltaïque de 50 MWc avec le réseau d'évacuation associé ;
- faire l'analyse économique et financière du projet ;
- évaluer les impacts du projet sur l'environnement ;

2.4.Résultats attendus

Les résultats attendus à l'issue de cette étude sont :

- la zone et le site du projet sont identifiés ;
- les principales caractéristiques techniques de la centrale sont définies ;
- la conception globale de la centrale solaire de 50 MWc définie et le réseau d'évacuation sont réalisés;
- les impacts environnementaux du projet sont évalués;
- le coût estimatif du projet est évalué

2.5. Approche méthodologique

Pour mener à bien cette étude, l'approche méthodologique adoptée s'est articulée autour des principaux axes suivants :

- recherche documentaire;
- le choix de la localité;
- présentation des configurations possibles;
- dimensionnement de la centrale et choix des équipements;
- évaluation financière et environnementale du projet.

2.5.1. Recherche documentaire et prise en main des logiciels

La recherche documentaire a permis de se familiariser à la documentation nécessaire pour la réalisation du projet incluant la norme UTE C 15- 712 relative au dimensionnement des installations photovoltaïques et la prise en main des logiciels de dimensionnement photovoltaïques, notamment RETScreen, Archelios Pro et Sunny Design 3.

2.5.2. Choix de la localité

Le choix de la localité s'est fait sur la base des critères suivants :

- l'ensoleillement;
- le climat;
- la facilité de raccordement au réseau électrique;
- la disponibilité foncière.

2.5.3. Présentation des configurations possibles

La connaissance des configurations a permis de faire ressortir les différents scénarii possibles.

2.5.4. Dimensionnement de la centrale et choix des équipements

Cette rubrique a permis de déterminer les principales caractéristiques techniques de la centrale, notamment, le nombre de panneaux solaires, d'onduleurs réseau, les sections des câbles solaires, les caractéristiques des éléments de protection des équipements et de surveillance de la centrale, ainsi que les caractéristiques du réseau d'évacuation.

2.5.5. Evaluation financière et environnementale

L'analyse financière et environnementale a permis d'estimer le coût d'investissement et le coût de maintenance et d'exploitation du projet, sa rentabilité, les impacts positifs et négatifs du projet ainsi que les mesures d'atténuation de ces impacts.

2.6.Limite de l'étude

La présente étude ne tient pas compte des aspects suivants :

- Les éventuels frais de la construction de lignes supplémentaires ;
- les frais de dédommagement sur le site du projet ;
- les coûts de démantèlement de la centrale.

PARTIE 2 : ETUDE DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE RACCORDEE AU RESEAU ELECTRIQUE

Partout où le réseau de distribution électrique est à disposition, il est possible de se passer de l'élément de stockage par un couplage au réseau. Le raccordement au réseau permet donc un échange d'énergie.

Dans cette partie du travail dédiée à la conception de la centrale, il sera question dans un premier temps de choisir le site devant abriter le projet, puis de dimensionner la centrale afin de déterminer les caractéristiques des éléments constitutifs et la configuration du champ. Enfin, les dispositifs de protection seront dimensionnés et un planning de maintenance et d'entretien de la centrale sera proposé.

I. CHOIX DE LA ZONE DU PROJET

Le choix de la zone devant abriter le projet est fait sur la base des atouts qu'offre celle-ci, notamment :

- un ensoleillement favorable ;
- un climat assez favorable ;
- une facilité de connexion au réseau électrique.

Il faut toutefois souligner que la disponibilité foncière sera prise en compte pour le choix de la localité.

1.1.L'ensoleillement

L'analyse de la carte solaire de la Côte d'Ivoire indique bien que les régions du Nord et du Nord-Ouest présentent les meilleurs atouts avec un ensoleillement annuel de plus de 1900 kWh/m² (cf figure 1).

Il serait donc plus intéressant d'implanter la centrale dans les régions de Touba, Odienné, Korhogo ou Ferkessédougou.

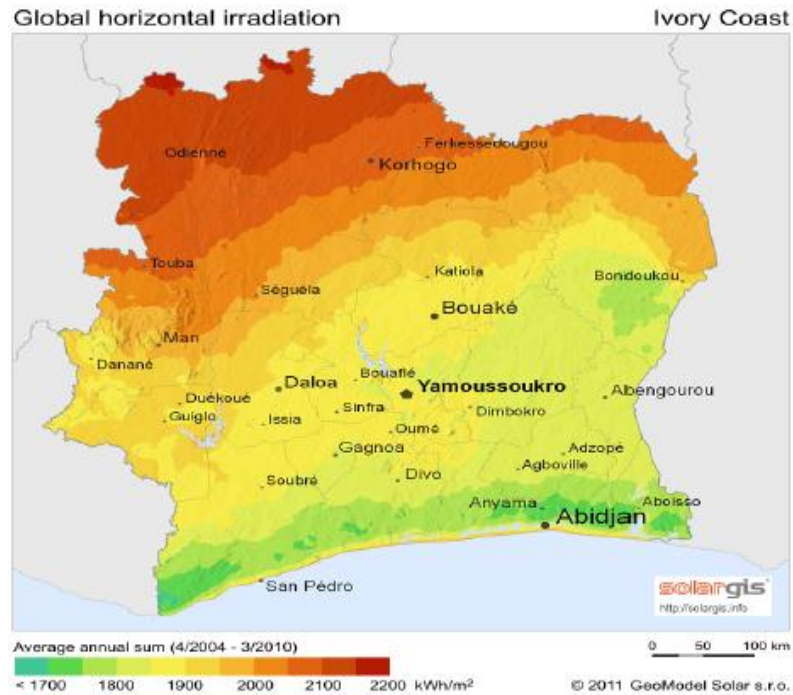


Figure 1: Carte d'ensoleillement de la Côte d'Ivoire [2]

1.2. Le climat

Les régions du Nord du pays présentent le même type de climat, sec, avec deux saisons de pluie très courtes. Les données climatiques de la NASA recueillies sur le logiciel RETScreen montrent que la température moyenne de l'air est autour de 26°C [3], l'humidité relative moyenne dans ces régions autour de 67% [3], la vitesse moyenne du vent est autour de 2,2m/s [3]. Ce qui présente un avantage en termes de production.

1.3. La connexion au réseau électrique

L'analyse de la carte du réseau électrique Ivoirien (Figure 2) montre l'existence de postes électriques haute tension (HTB) à Odienné (90 kV/33kV), Korhogo (90 kV/33kV) et Ferkessedougou (225 kV/90kV).



Figure 2: Carte du réseau HTB de la Côte d'Ivoire [4]

Le tableau 1 présente les atouts des localités proposées

Tableau 1: Les atouts des quatre sites sommairement proposés

	Ferkessédougou	Korhogo	Odienné	Touba
Ensoleillement kWh·m ⁻² ·j ⁻¹	5,38	5,47	5,56	5,41
Climat	5	5	5	5
Poste CIE existant (kV)	225/90/33	90/33	90/33	-

NB : 5 = Favorable.

Au vu de ce qui précède, la localité d’Odienné présente les meilleurs atouts. En effet, en plus du réseau électrique HTB existant et des prédispositions climatiques favorables, Odienné a le plus fort ensoleillement parmi les quatre localités proposées pour le projet. Ainsi, la localité d’Odienné sera considérée comme zone retenue pour ce projet.

Une fois la localité du projet déterminée, il s’agit de déterminer le site.

1.4.Choix du site

Afin de réduire les pertes sur le réseau, les coûts d’installation et de faciliter l’injection sur le réseau national, le champ PV doit se situer non loin du poste source de la compagnie

Ivoirienne d'Electricité (CIE) de la localité d'Odienné.

La figure 3 présente le poste HTB d'Odienné



Figure 3: Poste 90/33 kV d'Odienné [5]

1.5. Estimation de la ressource solaire d'Odienné

Les données d'ensoleillement et les données météorologiques extraites du logiciel Retscreen et sur le site de [GeographyIQ](http://www.GeographyIQ.com) pour la localité d'Odienné sont présentées dans le tableau 2 :

Tableau 2: Gisement Solaire et données météorologiques de la localité d'Odienné [3, 6]

Mois	Rayonnement solaire quotidien horizontal (kWh·m ⁻² ·j ⁻¹)	Temp. Min moy. (°C)	Temp. Moy. (°C)	Temp. Max moy. (°C)	Nbre moyen de jours de pluie
Jan.	5,79	18	26	34	0
Fév.	6,09	18	27	35	0
Mar.	6,12	22	29	36	1
Avr.	5,91	23	29	35	2
Mai	5,88	22	28	34	1
Juin	5,35	21	26	31	2
Jui.	4,96	21	25	30	4
Août	4,81	21	25	29	6
Sep.	5,14	20	25	30	4
Oct.	5,50	20	25	31	2
Nov.	5,60	18	25	32	0
Déc.	5,66	16	24	33	0

Le tableau 2 montre que les mois de Février, Mars, Avril et Mai présentent les meilleurs ensoleillements et les températures moyennes de l'air les plus élevées tandis que les mois de Juillet et Aout, caractérisés par la saison des pluies présentent les plus faibles ensoleillements et les températures de l'air les plus basses.

II. DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE

Un système photovoltaïque est conçu pour permettre une installation dans des conditions de sécurité optimale. Ainsi, lors de la conception et de l'installation, tous les dangers potentiels pendant et après la phase d'installation doivent être pris en considération. La conception d'un chantier PV est dictée par le guide UTE C15-712 « Installations Photovoltaïques ». Ce document donne les règles imposées pour le dimensionnement des câbles ainsi que le choix des organes de protection.

A cette étape de l'étude, il sera question de déterminer la surface totale du champ PV ainsi que les éléments constitutifs de la centrale solaire PV, notamment :

- les panneaux photovoltaïques ;
- les structures métalliques ;
- les sous-stations de distribution (ou poste onduleurs/transformateurs) ;
- les réseaux des câbles ;
- le poste de livraison ;
- les équipements de protection et de surveillance de la centrale ;
- les pistes d'accès et les aires de grutage des bâtiments techniques.

Pour ce faire, le logiciel de base pour la conception dans cette étude sera décrit.

2.1.Choix des composants clés de la centrale.

Une étude sommaire sur la production annuelle d'électricité et les coûts des équipements a permis de choisir les composants clés de la centrale. En effet sur la base des fabricants reconnus sur le marché mondial du photovoltaïque, les onduleurs SIEMENS (SinVert PVS2400) et SMA (M PV Power Station 1250) ont été choisis pour cette étape de l'étude. Les résultats de la simulation de la production à partir du logiciel ARCHELIO PRO sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3: Production Annuelle d'énergie par type d'onduleur

Type d'onduleur	SinVert PVS2400	M PV Power Station 1250
Panneau solaire	E20-SPR-327-WHT-D	E20-SPR-327-WHT-D
Puissance crête (MWc)	49,98	50,02
Production AC annuelle (MWh)	76 413	76 859

Nous remarquons que, la production AC annuelle avec les onduleurs SMA est supérieure à celle avec les onduleurs SIEMENS.

Les coûts des onduleurs SIEMENS et SMA choisis sont respectivement estimés à 227 762 700 FCFA [8] et 55 200 000 FCFA [8]. Soit, un ratio de 95 FCFA/ W pour l'onduleur Siemens et 45 FCFA/W pour l'onduleur SMA. En somme, les onduleurs SMA présentent le meilleur rapport qualité coût. Par conséquent, les onduleurs SMA seront utilisés pour notre étude.

Il serait donc judicieux d'utiliser un logiciel propre au constructeur SMA.

2.2.Choix et description du logiciel d'étude

Pour la conception de la centrale PV, le logiciel Sunny Design 3 a été utilisé.

Sunny Design est un logiciel pour le dimensionnement des installations photovoltaïques utilisant les onduleurs du fabricant allemand SMA. Il est destiné aux installateurs et aux personnes en charge du dimensionnement.

Le logiciel contrôle la compatibilité des composants, mais aussi la rentabilité de l'installation. Sunny Design intègre les principales informations relatives aux onduleurs SMA et aux panneaux solaires photovoltaïques les plus courants. De plus, la base de données météorologiques intégrée permet d'obtenir un estimatif de la production de l'installation sur une année civile en fonction de la zone géographique. Le logiciel propose également un système de monitoring qui permet la planification et la surveillance de l'installation.

La figure 4 présente la page d'accueil de Sunny Design

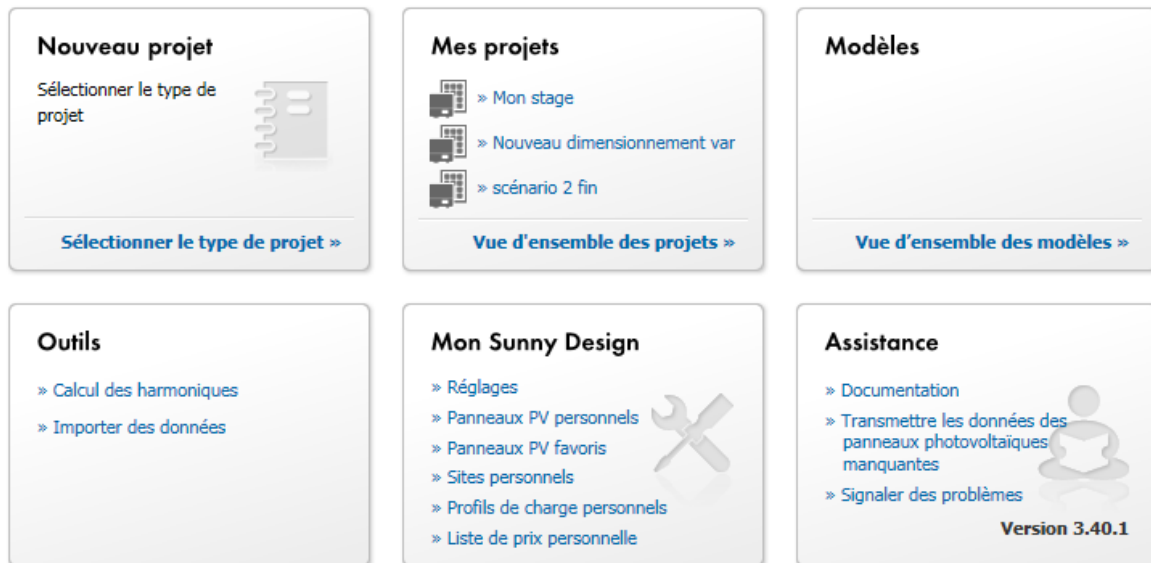


Figure 4: Page d'accueil du logiciel Sunny Design 3 [9]

Après avoir cliqué sur nouveau projet, le dimensionnement se fait en 7 étapes : de la saisie des données à l'édition du rapport.

2.3. Le champ photovoltaïque

2.3.1. Orientation des panneaux

La Côte d'Ivoire se situe dans l'hémisphère Nord. Par conséquent la meilleure orientation pour les panneaux solaires est le plein Sud.

2.3.2. Inclinaison des panneaux

Afin de recueillir le maximum de rayonnement sur les capteurs, les panneaux seront inclinés suivant la latitude de la ville d'Odienné.

Odienné est situé à la latitude 9°30 Nord [3], par conséquent, les panneaux seront inclinés d'un angle de 10° plein Sud afin d'éviter également une stagnation de l'eau de pluie sur les panneaux et aussi permettre un auto-nettoyage des panneaux.

2.3.3. Sélection des composants et configuration de la centrale

Le choix des composants dans la conception d'une centrale solaire PV est un aspect très important car la rentabilité de la centrale en dépend fortement. Il sera donc fait sur la base de fabricants reconnus sur le marché mondial du PV. La disponibilité des produits sera également prise en compte.

D'une manière générale, deux configurations se présentent pour la conception des centrales solaires PV montées au sol, à savoir l'utilisation des onduleurs décentralisés et des onduleurs centraux. Les figures 5 et 6 illustrent les deux configurations



Figure 5: configuration 1 : onduleurs décentralisés



Figure 6: configuration 2 : onduleurs centraux

Pour la suite, les deux configurations seront étudiées à travers deux scénarii en vue de faciliter le choix de la configuration adéquate vis-à-vis du contexte socio-économique du projet.

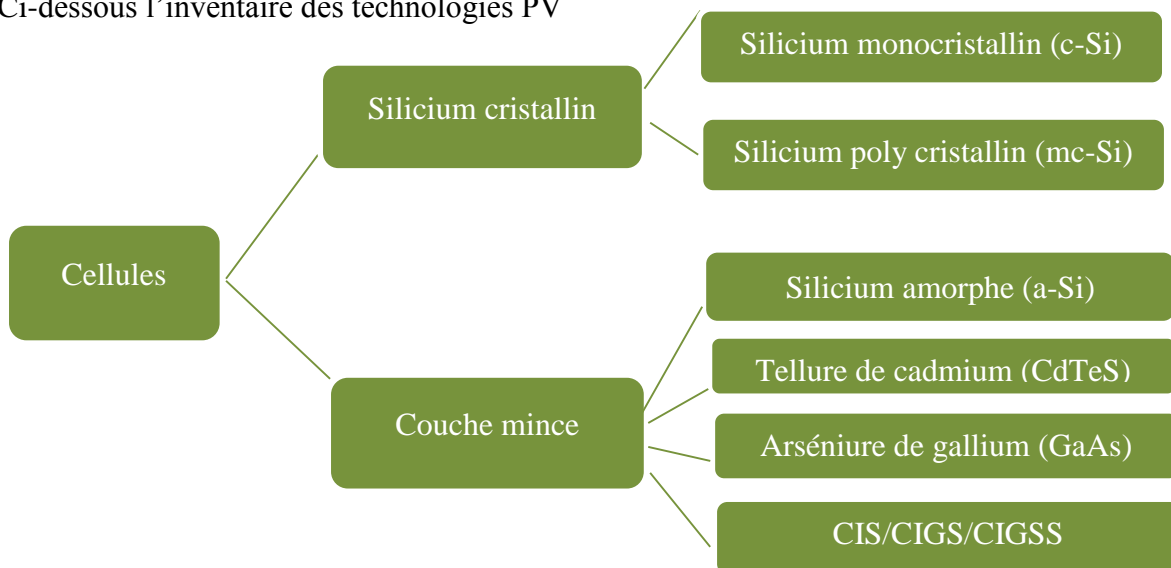
2.4.Scenario 1 : Onduleurs décentralisés

2.4.1. Choix des composants

Les panneaux PV

D'une manière générale, il existe deux types de panneaux photovoltaïques, à savoir :
Les panneaux en silicium cristallin et les panneaux à couche mince

Ci-dessous l'inventaire des technologies PV



Le tableau 4 présente l'efficacité de quelques technologies PV utilisés commercialement

Tableau 4: Efficacités typiques des différentes technologies PV utilisées commercialement¹

Technologie	Efficacité de la cellule aux STC (%)	Efficacité du module aux STC (%)	Surface requise pour obtenir 1 kWc (m ²)
Silicium monocristallin	16-19	13-15	7
Silicium polycristallin	14-15	12-14	8
Silicium Amorphe (a-Si)	5-7		15
Teluride de Cadmium (CdTe)	8-11		11
CIS/CIGS/CIGSS	7-11		10
Silicium amorphe / microcristallin	8		12

Les modules en silicium monocristallin seront utilisés pour la centrale solaire PV. En effet, ce type de modules bénéficie d'un statut de technologie éprouvée et mature, donnant une meilleure visibilité sur les garanties de fabrication et d'installation et présentent un bon rapport qualité /prix, avec un très bon rendement (13-15%, tableau 4) ce qui permet de réduire la surface d'utilisation. Enfin, le silicium ne présentant aucune substance toxique, il est donc facile de recycler et réutiliser ces modules.

Reconnu sur le marché mondial pour la qualité de ses produits, les panneaux *E20 SPR-327NE-WHT-D* du fabricant Américain SunPower et de technologie monocristalline seront utilisés pour construire la centrale. (Voir fiche technique en annexe 2)

Les onduleurs réseau

Tout comme les panneaux, le choix des onduleurs est fait sur la base de la température de la ville d'Odienné, des composants disponibles et des fabricants reconnus sur le marché mondial. Le fabricant Allemand SMA, en plus de sa gamme de produits mondialement reconnus avec des rendements élevés et des coûts relativement faibles, offre une garantie allant jusqu'à 25 ans et un système de monitoring permettant de contrôler la production à distance.

¹ Source : Photon international module survey 2009

Par conséquent, les onduleurs SMA seront utilisés pour le projet.

Pour ce premier scénario, les onduleurs *STP 25000 TL-30*, onduleurs décentralisé SMA (voir *fiche technique en annexe 3*), de technologie TL (Transformer less) et doté d'un indice de protection IP65 est retenu pour l'étude.



Figure 7: Onduleur STP 25000 TL-30

Une fois le type de panneaux et d'onduleurs définis, l'étape suivante consiste à déterminer le nombre de panneaux et d'onduleurs.

La simulation des données à partir du logiciel Sunny Design 3 a donné les résultats suivants :

- 152 760 *panneaux* solaires monocristallins type E20 SPR-327NE-WHT-D de Sun Power
- 2010 *onduleurs* réseau type STP 25000 TL-30 de SMA.

2.4.2. Câblage.


L'objectif dans cette partie est de proposer une configuration favorisant le fonctionnement en toute sécurité de l'onduleur mais aussi la recherche du point optimal de puissance pour garantir le meilleur rendement de l'installation.

Les principales caractéristiques de l'onduleur STP 25000TL-30 et du panneau solaire E20-SPR-327NE-WHT sont les suivantes :

Pour l'onduleur réseau :

- nombre d'entrées : 02 entrées (A & B) ;
- courant maximal pour chaque entrée de l'onduleur : 33 A ;
- tension DC nominale de l'onduleur : 600 VDC ;

- tension DC maximale de l'onduleur : 1000 VDC.

 Pour le panneau solaire

- tension à vide Voc du module est 64,9 V ;
- tension Vmpp du module est 54,7 V ;
- courant nominal : 5,98A ;
- courant de court-circuit : 6,46.A.

La configuration optimale devrait être celle qui respecte les critères suivants :

- intensité du courant maximal Icc débité par le sous – champ PV par entrée < 33A ;
- tension entrée maximale à vide Uoc des modules < 1000 V, par conséquent, le nombre maximal de panneaux en série est donné par l'équation (1).

$$N = Ent \left(\frac{U_{max}}{U_{oc} * 1.15} \right) \quad [9] \quad (1)$$

Avec 1,15 le coefficient de sécurité imposé par la norme UTE C15-712 et Ent la partie entière de la fraction

La tension délivrée par le groupe PV est comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur afin de garantir un meilleur rendement de l'onduleur. La configuration optimale est telle que la tension délivrée par le groupe PV est < 600VDC (tension assignée de l'onduleur) ;

- point de puissance approchée (la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe PV est inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur).

Après simulation sur Sunny Design 3, la configuration suivante est adoptée :

- entrée A de l'onduleur : 5 strings de 8 panneaux solaires PV ;
- entrée B de l'onduleur : 4 strings de 8 panneaux solaire PV.

(Ci-dessous le tableau 5 récapitulatif du raccordement des strings)

Tableau 5: Raccordement des Strings

Onduleur		Nbre string	Nbre Panneaux/string	Nbre total de panneaux	Puissance en kWc
STP 25000TL-30	Entrée A	5	8	40	13,08
	Entrée B	4	9	36	11,77
	Total	9		76	24,85

Il faut retenir que le raccordement est le même pour les 2010 onduleurs, à savoir : 5

strings de 8 modules pour le premier tracker et 4 strings de 9 modules pour le second.

L'énergie électrique produite devra être transportée vers le poste source HTB 90kV/33kV CIE de la ville d'Odienné, d'où la nécessité de dimensionner un **transformateur élévateur de tension** 400 V/33 kV.

✚ Dimensionnement du transformateur

Le choix du transformateur est fonction des caractéristiques suivantes :

- puissance à transiter ;
- tension de service ;
- fréquence du réseau.

Pour le dimensionnement du transformateur, les choix suivants sont faits :

- 670 onduleurs STP 25kW seront raccordés à un transformateur moyenne tension (400V/33kV) ;
- tension nominale de service : 33kV ;
- fréquence du réseau : 50 Hz conformément à la fréquence du réseau électrique national.
 - Calcul de la puissance apparente P (kVA)

La formule de la puissance apparente du transformateur est donnée par l'équation (2)

$$P_{(kVA)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{(kW)}}{\tau * \text{Cos}(\varphi)} \quad (2)$$

Avec

- $P_{(kW)}$: puissance nominale d'un onduleur STP-25000TL-30 (prise égale à 25kW);
- $\text{Cos}(\varphi)$: facteur de puissance (pris égale à 0,85) ;
- n : nombre d'onduleurs (pris égal à 670) ;
- τ : taux de charge du transformateur (pris égal à 80% conformément aux réglementations de la CIE).

La puissance calculée par application de l'équation 1 est de 24 635 kVA. La puissance apparente choisie est de 25 MVA pour un ensemble de 670 onduleurs STP-25 000TL-30.

Un tel type de transformateur sera fait sur commande par appel d'offre auprès d'un fabricant dans un délai raisonnable.

Un total de 3 *transformateurs* de 25 MVA sera nécessaire pour le raccordement des

2010 onduleurs réseau type STP 25000 TL-30 de SMA que compte la centrale solaire.

2.4.3. Configuration du champ

Pour faciliter la maintenance et la construction, les panneaux solaires seront montés sur des structures (tables). Les structures supporteront la charge statique du poids des modules et, selon l'inclinaison, une surcharge de vent.

Une garde au sol de 0.5 m permettra de faciliter l'entretien du site et à la petite faune de circuler librement. Cette garde au sol permettra également de laisser passer la lumière du soleil sous les tables pour permettre à la végétation de se développer afin de maîtriser les effets de la poussière sur les panneaux. La hauteur des panneaux par rapport au sol sera de 1,5 m.

Les panneaux PV sont montés en série sur les structures et orientés plein Sud avec une inclinaison de 10°.

Chaque table est connectée à une entrée de l'onduleur.

La table A (composée de 40 panneaux : 5 strings de 8 panneaux) est connectée à l'entrée A de l'onduleur et la table B (composée de 36 panneaux : 4 strings de 9 panneaux) à l'entrée B de l'onduleur.

Les onduleurs seront installés sous les tables A et les coffrets DC² sous chaque table afin de les protéger contre les facteurs climatiques. Les coffrets AC seront dans un local technique.

(Les figures 8 et 9 montrent la configuration des tables A&B)

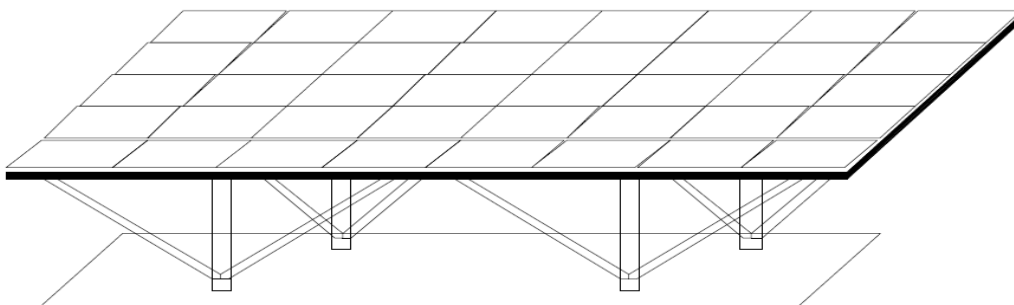


Figure 8: Table A (40 panneaux l= 8 m, L= 9 m, h= 1,5m)

La structure est en acier et la charge totale à supporter est 744 kg

² Ce coffret est nécessaire pour la protection des strings mais également favorise de raccordement à l'onduleur car l'onduleur n'admet que :

- 03 Connecteurs DC positifs et négatifs, entrée A
- 03 Connecteurs DC positifs et négatifs, entrée B

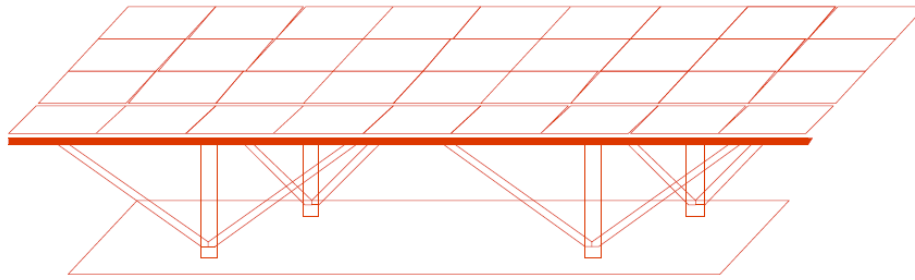


Figure 9: Table B (36 panneaux l=7 m, L= 10m, h= 1,5 m)

La structure est en acier et la charge totale à supporter est 670 kg.

La centrale sera constituée de 2010 tables A et 2010 tables B, soit 4020 structures de montage. L'ensemble des structures A est composée de 10 050 strings tandis que les structures B de 8 040 strings. L'ensemble du champ est composé de **18 090 strings**.

Les structures seront espacées de manière à éviter les ombrages et à faciliter la circulation des personnes pour d'éventuelles maintenances. Les structures dans la direction Est-Ouest seront espacées de 5 m afin d'éviter les ombrages sur les tables précédentes. Pour les structures disposées dans la direction Sud-Nord, un espacement de 2 m est prévu afin de faciliter également la circulation des personnes pour les éventuelles maintenances. Un espacement de 20 m est prévu entre deux sous champs afin de construire le local transformateur (sous station de distribution) et faciliter la circulation des véhicules. Un sous champs étant l'ensemble des tables raccordées à un transformateur.

85 structures sont disposées dans la direction Nord -Sud et 48 dans la direction Est-Ouest

Les dimensions nettes de la centrale sont donc 848 m sur 705 m, soit environ 60 hectares. Une surface supplémentaire de 30 hectares est prévue pour la clôture, une salle de contrôle commande, les bureaux et éventuellement un bassin d'orage.

La surface totale brute du champ est donc de 90 hectares.

Les dimensions de la centrale sont : **longueur = 1150 m et Largeur = 775m.**

(Le schéma de la configuration générale du champ est présenté en annexe 4.)

2.4.4. Les réseaux de câble

A l'intérieur de la centrale, seront installés les réseaux de câble suivant :

- Les câbles électriques.

Ils sont destinés à transporter l'énergie produite par les modules vers les sous stations

de distribution, puis vers le poste de livraison et du poste de livraison vers le poste source.

- La fibre optique.

Elle permet l'échange des informations entre chaque sous station de distribution et le local informatique. Une connexion internet sur le site permet d'accéder aux informations et assurer la surveillance et la gestion des données à distance.

- La mise à la terre.

Elle permet la mise à la terre des masses métalliques, la mise en place du régime du neutre et l'évacuation d'éventuels impacts de la foudre.

Dans cette étude, nous dimensionnerons seulement les câbles électriques.

2.4.4.1. Dimensionnement des câbles électriques

Il existe deux types de câble : les câbles basse tension et les câbles haute tension.

2.4.4.1.1. Les câbles Basse Tension

Du côté basse tension, on distingue : les câbles côté DC et les câbles côté AC.

Du côté DC, on distingue les câbles de chaîne, les câbles de groupe et les câbles principaux (liant le coffret DC à l'onduleur). Les câbles raccordant les chaînes étant soumis à une température allant jusqu'à 70°C, Par conséquent des câbles particuliers (câbles unipolaires à gaine et isolation en PR) sont utilisés.

La lettre de référence prise pour les câbles non enterrés est C.

Le dimensionnement des câbles nécessite la connaissance des données électriques du panneau, à savoir :

- le courant de court-circuit I_{sc} , $I_{sc} = 6,46 \text{ A}$;
 - courant à puissance maximale, $I_{mpp} = 5,98 \text{ A}$;
 - tension à courant maximale $V_{mpp} = 54,7 \text{ V}$;
 - $V_{oc} = 64,9 \text{ V}$.
- Rappel des formules de calcul de sections de câble et de la chute de tension.

▪ Côté courant continu

Les formules de la section de câble et de la chute de tension en courant continu sont données respectivement par les équations (3) et (4)

$$S = \frac{\rho \times L \times I_{mpp}}{\varepsilon \times V} \quad (3)$$

$$\Delta U = \frac{\rho \times L \times I_{mpp}}{S \times V_{mpp}} \quad (4)$$

Avec

- ρ : la résistivité du cuivre ($\rho = 0,0225 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ à 20°C et $0,0262 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ à 65°C) ;
- L : la longueur du câble(m) ;
- I : l'intensité (A) (string, groupe ou principal) dans les conditions MPP ;
- V : la tension (V) dans les conditions MPP ;
- ε , Limitation de la chute de tension (1%);
- S : section du câble (mm^2).

▪ **Côté courant alternatif (Basse tension)**

La formule de la section de câble, du courant d'emploi et de la chute de tension en triphasé côté AC sont données respectivement par les équations (5), (6) et (7)

$$S = b \times \frac{\rho \times L \times I_e}{\varepsilon \times V} \quad (5)$$

$$I_e = \frac{P_a}{\sqrt{3} \times V \times \cos(\phi)} \quad (6)$$

$$\Delta U = \frac{\rho \times L \times I_e}{S \times V} \quad (7)$$

Avec :

- ρ : la résistivité du cuivre ($\rho = 0,0225 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$) ;
- b : le coefficient qui vaut 1 en triphasé et 2 en monophasé ;
- L : la longueur du circuit du câble (m) ;
- I_e : le courant maximal d'emploi ;
- V : la tension du réseau (V) ;
- ε (%) : la limitation de la chute de tension (3%);
- S : la section du câble (mm^2).

Le tableau 6 résume les sections de câble BT

Tableau 6: Synthèse de calcul des sections de câble BT (Scénario 1)

Configuration	String	Groupe	Principale	String	Groupe	Principale	Ond-coffret	Coffret- transf
	Entrée A			Entrée B			Sortie AC	
Impp(A)	5,98	29,9	29,9	5,98	23,92	23,92		
Vmpp	437,6	437,6	437,6	492,3	492,3	492,3		
Ie *(A)							36,76	588,23
Vn(V)							400	400
Long câble(m)	30	0,5	7	35	0,5	10	400	50
Section calculée (mm ²)	1,07	0,07	1,07	0,95	0,05	1,09	27,57	55,14
Section (mm ²)	4	4	6	4	4	4	50	70
ΔU (%)	0,23	0,02	0,18	0,24	0,01	0,27	1,65	2,36
ΔU	0,41			0,51			4	

✚ Vérification de la conformité des résultats

Tableau 7: Vérification des sections de câble (Scénario 1) [10,11, 12]

Portion		Section (mm ²)	Iz correspondant (A)	courant d'emploi max Ib))	(Iz ≥ Ib ?)	ΔU	ΔU ≤ 1% ?
Entrée A	Chaîne	4	45	1,25*6,46= 8,07	Oui	0,41	Oui
	Groupe	4	45	1,25*4.*6,46 = 32,3	Oui		
	Principal	6	58	5*1,25*6,46 = 40,37	Oui		
Entrée B	Chaîne	4	45	8,07	Oui	0,51	Oui
	Groupe	4	45	3*1,25*6,46 = 24,22	Oui		
	Principal	4	53	32,3	Oui		
Validation des sections de câble vis-à-vis du courant admissible							

Les conditions de vérifications sont les suivantes :

- la chute de tension maximale est de 3 %, limitation à 1 % recommandée ;
- le courant admissible du câble de chaîne doit être supérieur ou égal à 1,25 fois $I_{sc,sc}$ de la chaîne ;
- le courant admissible I_z du câble de groupe doit être égal ou supérieur à $(m-1) \times 1,25$ fois $I_{sc,sc}$, (m correspond au nombre total de groupe PV) ;
- le courant admissible I_z du câble principal doit être égal ou supérieur à 1,25 fois $I_{sc,sc}$ du générateur PV.

2.4.4.1.2. Câbles Haute tension

Les 3 transformateurs seront raccordés au poste de livraison, puis du poste de livraison, il y aura 1 départ en triphasé vers le poste source. Cependant, les câbles HT comprendront les câbles :

- Transformateur \longrightarrow poste de livraison ;
- Poste de livraison \longrightarrow poste source.

Le calcul de la section de câble haute tension se fera en fonction de 3 critères, à savoir, le courant nominal admissible, la chute de tension maximale imposée et le courant de court-circuit I_{cc} .

Les câbles coté transformateur- poste de livraison seront enterrés avec une protection PR3 et les câbles coté poste de livraison-poste source seront des câbles aériens nus.

Les équations de référence sont les suivantes :

La section du câble en fonction du courant nominal admissible est donnée par l'équation (8)

$$S_1 = e^{\frac{\ln(l_n) - \ln(k)}{0,6}} \quad (8)$$

In est le courant nominal, donné par la relation $I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U \times \cos(\varphi)}$

Avec :

- S_1 : section de l'âme du conducteur ;
- I_n : courant nominal maximal admissible(A) ;
- k : coefficient qui dépend de la nature du câble ($k=21$ pour le cuivre) ;
- U : tension du réseau en HT (33 kV pour la HTA et 90 kV pour la HTB) ;

- $\cos(\varphi)$: facteur de puissance (0,85) ;
- P_n : puissance active (VA).

La section de câble en fonction de la chute de tension est donnée par l'équation (9)

$$S_2 = \frac{\rho_{cu}}{\frac{U^2 * \mu(\%)}{100 * P * L} - X_1 * tg \varphi} ; \quad (9)$$

Avec

- ρ : Résistivité du câble en cuivre à 65 °C ($26,2 \Omega mm^2 / km$) ;
- U : tension du réseau en HT (kV) ;
- $\mu(\%)$: chute de tension admissible (2%) ;
- P : puissance électrique à transiter dans le câble (MW) ;
- L : longueur du réseau (km) ;
- X_1 : réactance de la ligne (0,1 Ω/km pour réseau enterré et 0,35 pour réseau aérien)).

La section de câble en fonction du courant de court-circuit est donnée par l'équation (10)

$$S_3 = \frac{I_{cc}}{K_{cc}} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}} \quad (10)$$

Kcc est donné par la relation $K_{cc} = \sqrt{\frac{\gamma * c * 10^3}{\rho}}$

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z}$$

$$Z = \frac{\mu_{cc} * U^2}{100 * S_T}$$

Avec

- ρ : résistivité du câble en cuivre à 65°C ($26,2 \Omega mm^2 / km$)
- c : chaleur massique du cuivre (0,38 j/g°C)
- γ : masse spécifique du cuivre (8,96g/cm³)
- I_{cc} : courant de court-circuit du réseau
- Z : l'impédance du réseau. (Ω / km)
- S_T : puissance nominale du transformateur (MVA)
- μ_{cc} : Tension de court-circuit (7%)
- t : durée du court-circuit (1s)

- $\Delta\theta$: Variation de la température de court-circuit (250°C) et celle de fonctionnement du câble (65°C)

Le tableau 8 résume les sections de câble HT

Tableau 8: synthèse de calcul des sections de câbles HT (scénario 1)

	Transfo – poste de livraison	poste de livraison-poste source
Puissance active (VA)	25 000 000	75 000 000
In maximum (A)	514,57	566,03
Puissance électrique (kW)	21 250	63 750
Longueur du réseau (km)	0,805	1
Impédance Z du transf /réseau (Ω)	2,6	7,56
Icc transfo (A)	7 328	6873,2
Kcc	11,4	11,4
S1	206,43	244,7
S2	44,33	11,15
S3	47,46	44,32
S (mm²)	240	248

2.4.4.2.Choix des câbles

- Coté basse tension.

Les câbles choisis sur la partie DC sont des câbles solaires à isolation double ou renforcée (classe II); de type C2 (non propagateur à la flamme) **ELECSUN PV1000F** du fabricant **Plastelec**, résistant aux UV et aux intempéries

La température maximale sur l'âme est de 120°C.

Le matériau utilisé est en cuivre étamé afin d'augmenter sa résistance à corrosion.

Pour la partie AC, les câbles seront triphasés 5 conducteurs du type **U1000R2V** du fabricant **Nexans** de section **5G50mm²** et **5G70 mm²** (3 conducteurs actifs + Neutre + Protection mécanique.

- Côté haute tension

Pour les câbles côtés HTA, les câbles HTA SIPRELEC, NFC 33 220. 3 conducteurs de phase + Neutre et protection, PR extrudés, à isolation polyéthylène réticulé triphasés du

fabricant Silec seront utilisés.

(Le choix des sections de câbles DC, AC et HT est fait à partir du catalogue présenté en annexe 5)



Figure 10: Câble DC



Figure 11: Câble AC

2.4.5. Dispositif de protection

De même que pour le dimensionnement des câbles, le choix des organes de protection est classé en deux groupes : la partie courant continu et la partie courant alternatif. Le choix des organes de protections est régit par le guide UTE C15-712.

2.4.5.1. Protection côté courant continu.

La protection des modules contre les risques de surintensité est assurée par des *fusibles*. Le risque doit être éliminé par la présence de fusible sur chaque string.

✚ Le calibre I_n du fusible et sa tension de fonctionnement sont tels que :

Le calibre du fusible est donné par l'équation (11) [10, 11]

$$1.25 * I_{sc, stc} \leq I_n \leq 2 * I_{sc, stc} \quad (11)$$

La tension de fonctionnement du fusible est donnée par l'équation (12) [10, 11]

$$U_n = 1,15 * U_{oc, stc} \quad (12)$$

Les fusibles sont placés dans des portes-fusibles eux-mêmes installés dans les coffrets de protection.

La protection des modules contre les risques de surtensions induites dans les circuits de la partie continue est assurée par des *parafoudres*. Le choix du type de parafoudre dépend du niveau céramique du site. Les parafoudres de type 2 seront utilisés pour la centrale PV.

Le courant nominal de décharge est 5 kA

✚ La tension U_c des parafoudres est telle que :

La tension nominale du parafoudre est donnée par l'équation (13) [10, 11]

$$U_n \geq 1,15 * U_{oc, stc} \quad (13)$$

Le guide solaire UTE C15-712 exige la mise en place d'un interrupteur général en amont de l'onduleur, remplissant la fonction de coupure en charge préalable à tout sectionnement. Le sectionneur DC permet d'isoler électriquement le champ PV afin de permettre des opérations de maintenance en sécurité. L'interrupteur-sectionneur est dimensionné en multipliant le nombre de *string* à protéger par le courant de court-circuit des panneaux et par le coefficient de sécurité imposé par la norme.

La tension nominale de l'interrupteur sectionneur est donnée par l'équation (14) [10, 11]

$$U_n = 1,15 * U_{oc} \quad (14)$$

Le courant nominale de l'interrupteur sectionneur est donné par l'équation (15) [10, 11]

$$I_n = n * 1,25 * I_{cc} \quad (15)$$

Le choix des équipements de protection coté DC est résumé dans le tableau 9.

Tableau 9: Appareillage de sectionnement et de protection coté DC (scénario 1)

	Entrée A			Entrée B		
	Calibre (A)	Tension nom (V)	Caractéristiques techniques	Calibre (A)	Tension nom (V)	Caractéristiques techniques
Fusible	$8,07 \leq I_n \leq 12,9$ 2	519,2	gG taille 10x38, 1000V-20A	$8,07 \leq I_n \leq 12,92$	671,71	gG taille 10x38, 1000V-20A
Sectionneur porte fusible	$8,07 \leq I_n \leq 12,9$ 2	519,2	Catégorie DC20B, 2P, pour fusible 10x38, 1000V-20A	$8,07 \leq I_n \leq 12,92$	671,71	Catégorie DC20B, 2P, pour fusible 10x38, 1000V-20A
Interrupteur sectionneur	$\geq 40,37A$	≥ 649	Interrupteur sectionneur Legrand, 800VDC, 32A, 2P, catégorie DC 21B	$\geq 32,3$	$\geq 700,92$	Interrupteur sectionneur Legrand, 800VDC, 32A, 2P, catégorie DC 21B
Parafoudre	$I_{déch} \geq 5kA$ $I_n \geq 40,37A$	≥ 649	Type II, 2P, 1000V-32A 15 kA	$I_{déch} \geq 5kA$ $I_n \geq 32,3A$	$\geq 700,92$	Type II, 2P, 1200V-32A 15 kA
Coffret	$\geq 40,37A$	≥ 649	Coffret DC 1000V 50A	$\geq 32,3A$	$\geq 700,92$	coffret DC 1000V 50 A

2.4.5.2. Protection côté courant alternatif

Les équipements de protection seront regroupés dans un Tableau Général Basse Tension (TGBT) .16 onduleurs seront connectés au TGBT.

Seront regroupés dans le TGBT :

- un interrupteur-sectionneur de tête,
- un dispositif de protection différentielle,
- un parafoudre AC.

✚ Interrupteur-sectionneur : [10, 11]

Il possède 3 pôles avec le neutre car l'onduleur utilisé est triphasé. Il permet de protéger les 16 onduleurs côté alternatif. Son calibre correspond au calibre normalisé directement supérieur à l'intensité maximale en sortie des 16 onduleurs une fois la mise en parallèle effectuée.

✚ Disjoncteur différentiel : [10, 11]

Chaque onduleur sera protégé par 1 disjoncteur. Il a pour rôle de réaliser la protection des biens et des personnes en protégeant notamment l'onduleur contre les surcharges et en éliminant les risques de contact indirect. Les calibres du disjoncteur et de son différentiel associé correspondent au calibre normalisé directement supérieur au courant maximal fourni par l'onduleur (36,2 A). Le calibre de sensibilité du différentiel est 300 mA car l'installation n'est pas placée sur une habitation.

✚ Parafoudre AC : [10, 11]

Il est de type 2, sa tension correspond à celle en sortie de l'onduleur (400V) et son courant de décharge égale à 20 kA selon la norme solaire.

Le choix des équipements de protection AC est résumé dans le tableau 10.

Tableau 10: Appareillage de sectionnement et de protection coté AC (Scénario 1)

équipements	tension	calibre	caractéristiques
Interrupteur sectionneur de tête	400	$\geq 579,2$	Interrupteur sectionneur Basse tension à fusible SENTRON 3NP 690 V-680 A, pdc 3kA, Catégorie A
DDR	400	$\geq 36,2$	NG125N, 3P+N 40A, courbe C pdc=25kA + bloc vigi NG125 Type AC Instantanée, $I\Delta n = 300I_n$ mA
Parafoudre	400	$\geq 579,2$	Type 2, courant de décharge = 40kA, 2P
TGBT	400	$\geq 579,2$	TGBT 400 kW pour 16 onduleurs de 25 kW

La figure 12 présente le schéma général de câblage des strings au poste source.

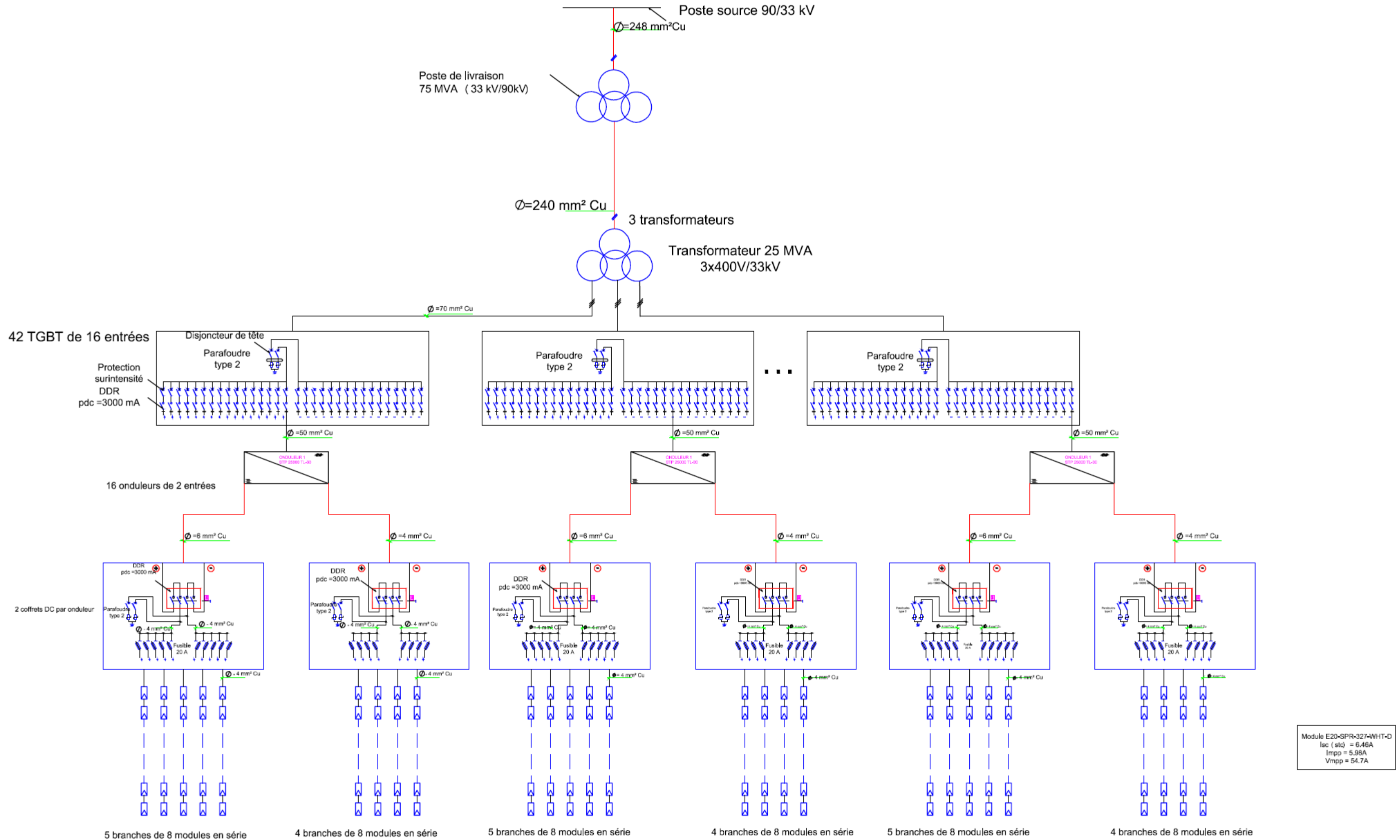


Figure 12: Schéma général du câblage d'un sous champ (scénario 1)

Les modules sont câblés en série les uns avec les autres pour former une chaîne afin d'élever la tension au niveau accepté par l'onduleur **STP 25000 TL-30**. Ces chaînes de panneaux (strings) sont ensuite connectés en parallèle dans un coffret de raccordement (ou box string). De ce coffret, le courant continu est acheminé vers l'onduleur où il est converti en courant alternatif puis élevé à la tension 33 kV avant d'être acheminé vers le **poste de livraison** puis vers le **poste source** HTB 90kV/33kV CIE de la ville d'Odienné.

Le schéma global unifilaire des sous stations au poste source et le schéma de raccordement des transformateurs au poste source est présenté en annexe 6

2.4.6. Estimation de la production du champ PV et planning de la maintenance

2.4.6.1. Estimation de la production mensuelle

Les résultats de la simulation de la production de la centrale pour l'année 1 à partir du logiciel Sunny Design 3 sont donnés dans le tableau 11.

Tableau 11: Production moyenne (année 1) de la centrale (scénario 1)

Désignation	Valeur
Nombre total de panneaux solaires	152 760
Puissance crête (MWc)	49,95
Production énergétique annuelle (MWh)	90 669
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 815
Indice de performance PR (%)	85,22

Le rendement énergétique spécifique permet de connaître le kWh produit par un kWc installé. Il est l'indicateur de la performance énergétique de l'installation et se calcule comme suit :

Le rendement spécifique est donné par la formule (16)

$$\eta_{\text{énerg}} (\text{kWh/ kWc}) = \frac{\text{production (kWh)}}{\text{puissance crête installée (kWc)}} \quad (16)$$

L'indice de performance (Performance Ratio) ou facteur de qualité est une valeur mesurant la qualité et la fiabilité d'une installation photovoltaïque. Il désigne le rapport entre le rendement réel et le rendement théorique de l'installation photovoltaïque. Ainsi, il indique la part d'énergie réellement disponible après déduction des pertes d'énergie et de la consommation propre au fonctionnement pour l'alimentation. Il se calcule comme suit :

$$PR (\%) = \frac{\text{rendement de l'installation réel affiché (kWh/an)}}{\text{rendement de l'installation nomi calculée (kWh/an)}}$$

Le rendement nominal de l'installation est donné par la Valeur de rayonnement en kWh/m² x surface de l'installation en m² x rendement du panneau (20.05%).

(La production énergétique mensuelle est présentée dans le tableau 13). L'annexe 7 présente les valeurs de la production mensuelle d'énergie.

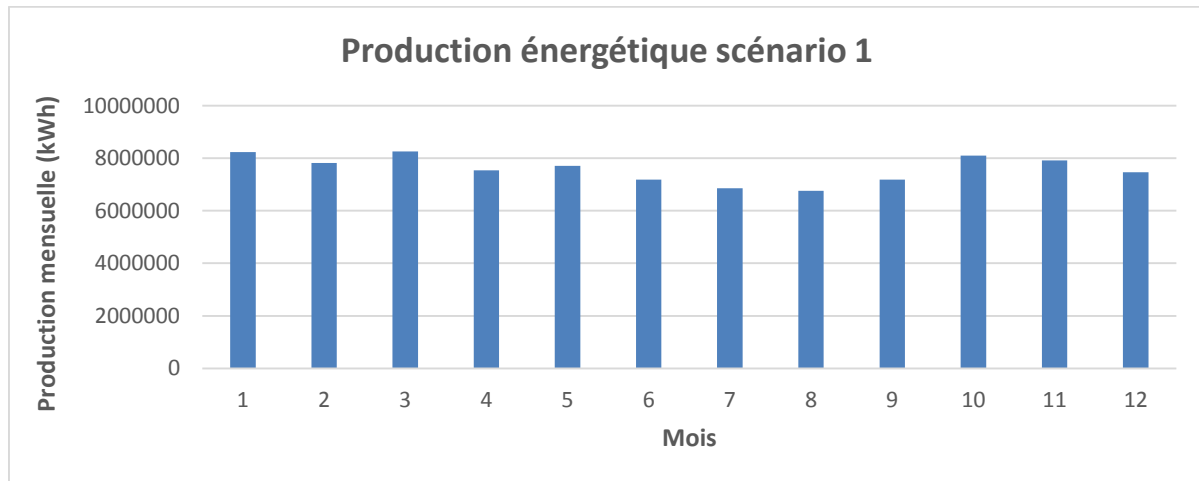


Figure 13: Production énergétique mensuelle (année 1) de la centrale pour le scénario 1

✚ Analyse de la figure 13

La figure 13 montre l'évolution de la production mensuelle durant toute la durée de vie du système en supposant que les conditions climatiques sont inchangées durant la durée de vie de la centrale. En effet, la production est à son pic en Mars et en janvier et devient faible en Juillet et Aout.

✚ Interprétation de la figure 13

La production énergétique d'une centrale solaire peut être influencée par certains paramètres variables, notamment la température de l'air et l'ensoleillement. La figure 14 présente la courbe d'évolution de la production en fonction de l'ensoleillement et de la température

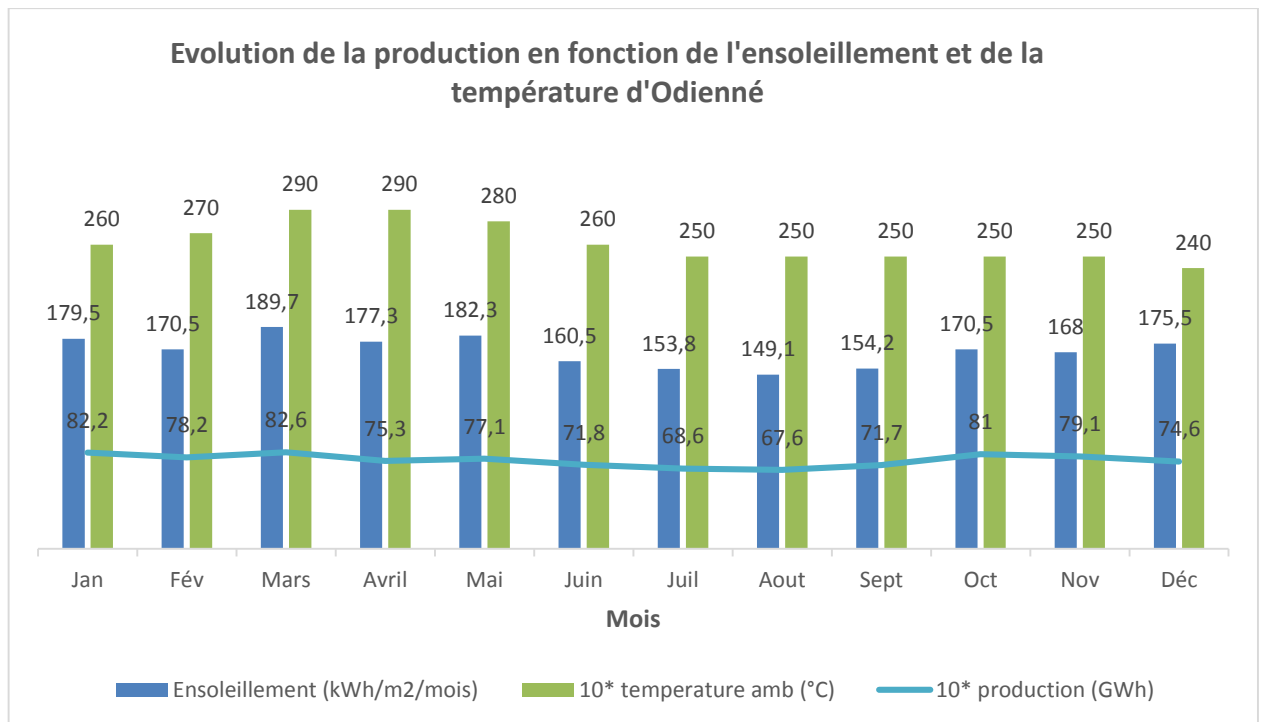


Figure 14: Evolution de la production en fonction de l'ensoleillement et de la température d'Odienné

La figure 14 compare l'évolution de la température et de l'ensoleillement avec celle de la production énergétique de la centrale PV tout au long de l'année dans la région d'Odienné.

A partir de cette figure, notons que la production est meilleure aux mois de Janvier et Mars et devient faible aux mois de Juillet et Août.

En effet, la région d'Odienné présente un climat très chaud (du type du climat soudanais), avec :

- une grande saison des pluies, (Juin - Septembre) marquée par 2 maxima pluviométriques, l'un en Juillet et l'autre en Août. Ce qui explique un ciel couvert de nuages, des températures basses et un ensoleillement plus faible, d'où, une production plus faible.
- une grande saison sèche (Octobre – Mai), qui présente un fort ensoleillement, avec un ciel généralement dégagé, et donc, une production plus importante. Les mois de Décembre et Janvier présentent les mois de l'harmattan, un vent puissant qui abaisse la température avec un ciel peu couvert, ce qui explique une baisse de la production.

2.4.6.2. Estimation de la production sur la durée de vie du système

L'évolution de la production énergétique de la centrale sur la durée de vie du système

est déterminée sur la base d'un taux de dégradation annuel des panneaux pris égal à 0,5 %³ et est donnée par l'équation (17) :

$$P_n = P_1 * (1 + \tau)^{n-1} \tag{17}$$

Avec

P_n : La production à l'année n ;

P_1 : La production à l'année 1 (90 669 MWh) ;

τ : Facteur de dégradation annuel des panneaux (0,5%)

La production énergétique annuelle de la centrale sur toute sa durée de vie du système est présentée en annexe 7.

(La figure 15 montre l'évolution de la production sur la durée de vie du système)

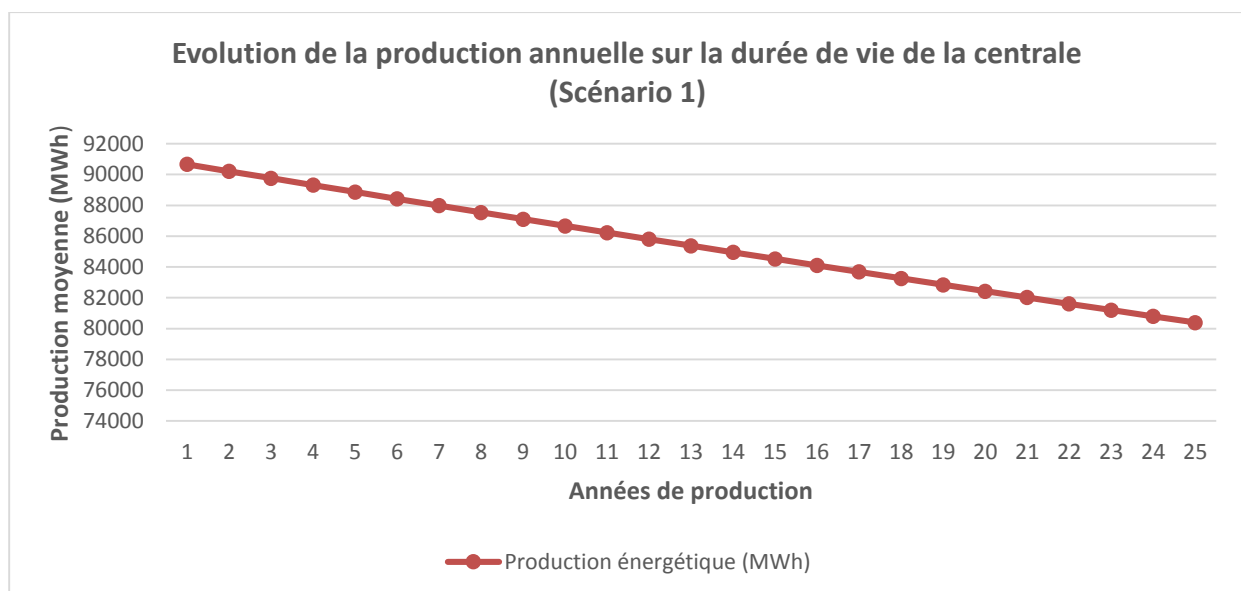


Figure 15: Courbe d'évolution de la production énergétique sur la durée de vie de la centrale

La production totale d'énergie sur les 25 années est 2 136 GWh.

La production moyenne annuelle d'énergie est de 85 432 MWh.

Le taux de dégradation annuel induit une perte de production de 10 277 MWh au bout des 25 années de vie du système, soit 11,33% par rapport à l'année 1.

³ <http://www.ned-energie.fr/wp-content/uploads/2017/02/FT-E20-327-2.pdf>

2.4.6.3.Sécurité, Suivi et monitoring de la production

Vu la taille du champ, il est nécessaire de planifier sa surveillance afin de faciliter la gestion et le contrôle de la production d'énergie.

Pour la sécurité du site, certaines mesures sont prévues :

- caméras de surveillance permettant la vidéosurveillance
- systèmes anti intrusion
- systèmes de télégestion, notamment les sunny explorer, le flash view, SMA cluser controller, sunny webbox, sunny senserbox.
- clôture avec barbelés sur l'ensemble du site
- bande coupe-feu

Ces mesures et système permettent de limiter l'accès au site et d'être averti en cas de défaillances et de réagir rapidement en cas de maintenance corrective.

(Le rôle des équipements et les étapes du monitoring sont présentés en annexe 8.)

(La liste des équipements DC et AC est présentée en annexe 9)

2.4.7. Maintenance et entretien de l'installation

La maintenance d'une installation PV est un aspect important qui a une influence sur la durée de vie de l'installation, sa rentabilité et sur sa sécurité. L'absence d'une maintenance planifiée peut remettre en cause certaines clauses de garantie des équipements. Il faut donc prendre des précautions en vue de minimiser le temps d'immobilisation et maximiser les performances de la centrale.

Une repousse naturelle de la végétation sur le site permettra le maintien d'une couverture en herbacée basse, ce qui entrainera une stabilisation des poussières, d'où la prévention de tout éventuel envol de particules. Cette repousse fera l'objet d'une fauche régulière planifiée en fonction de la repousse de la végétation à travers le passage d'engins légers entre les allées et de débroussailleuses sous les structures.

L'action naturelle de la pluie assurera donc un lessivage des panneaux. Il faut noter cependant qu'un nettoyage artificiel des panneaux est prévu 1 fois par an.

Le tableau 12 présente un planning des opérations de la maintenance de l'installation proposées. Il faut toutefois noter que ces opérations pourront être complétées par l'installateur qui aura la charge de l'exécution des travaux.

Tableau 12: Planning des opérations de maintenance de la centrale (scénario 1) [13]

Opération	Niveau de fréquence			
	S	A	A ⁺	O
Inspection visuelle des modules		X		
Nettoyage des modules		X		
Vérification et dépoussiérage des onduleurs	X			
Inspection des boîtiers DC/AC		X		
Tests électriques		X		
Signalétique			X	
Relevé des données de production	X			
Organiser une inspection visuelle après chaque tempête ou catastrophe climatique				X
Contrôler les protections contre les surtensions après chaque orage				X

S : semestre, **A** : annuel, **A⁺** : au-delà de 1 an, **O** : occasionnel

Les détails des opérations sont à trouver sur <http://www.photovoltaique.info>

2.5.Scénario 2 : Onduleurs centralisés

Le dimensionnement de la centrale pour le scénario 2 est fait conformément à celui du scénario 1. Par conséquent, dans cette partie, nous ne présenterons que les résultats du dimensionnement.

2.5.1. Choix des composants

Le choix des composants se résume dans le tableau 13.

Tableau 13: Choix des composants scénario 2

équipements	Reference	Technologie	Fabricant
Panneau solaire	E20 -SPR-327NE-WHT-D	Mono cristallin	SUNPOWER
Onduleur	MV POWER 1000SC	Sunny Central	SMA



Figure 16: Onduleur MV Power Station 1000SC

2.5.2. Câblage

La simulation des données à partir du logiciel Sunny Design 3 a donné les résultats suivants :

- 153 000 panneaux E20 SPR-327NE-WHT-D de type Sun Power
- 45 onduleurs MV Power Station 1000SC (MVPS-1000SC) de type SMA.

L'onduleur MV POWER STATION 1000SC a 2 entrées MPP et 18 entrées DC. Au vu des données électriques de l'onduleur et du panneau solaire choisis, *140 strings de 10 modules* seront raccordés à chaque entrée MPP de l'onduleur.

Pour le câblage, de manière spécifique, *20 strings de 10 modules* seront regroupés dans des Sunny string Monitor (SSM), puis le SSM sera connecté à 1 entrée DC de l'onduleur. Ainsi, le raccordement d'un bloc de champ à l'onduleur MVPS 1000 SC nécessitera 17 SSM associant chacun 20 strings de 10 modules précédemment définis.

Le tableau 14 fait une brève description du nombre de strings et de panneaux raccordés à l'onduleur MVPS-1000SC dans ce scénario.

Tableau 14: Raccordement des strings par onduleur (Scénario 2)

Onduleur	Nombre string	Nombre Panneaux/string	Nombre total de panneaux	Puissance en MWc
MVPS- 1000SC	340	10	3 400	1,11

Il faut retenir que le raccordement est le même pour les 45 onduleurs à savoir 340 strings de 10 modules par onduleur.

2.5.3. Configuration du champ

Les panneaux seront montés sur des tables. 4 tables constituées de 5 strings de 10 modules sont reliées à un SSM.

La figure 17 montre la configuration d'une table.

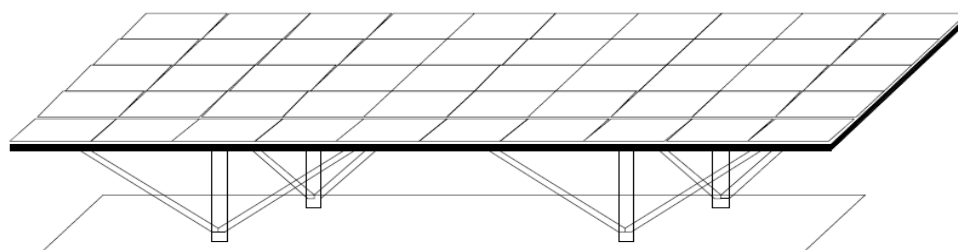


Figure 17: Table 50 modules (l=8 m, L= 11 m, h = 1,5 m)

La structure est en acier et la charge totale à supporter est 930 kg

La centrale sera constituée de 3 060 tables et 15 300 strings de 10 modules.

La charge maximale à supporter par la table est 930 kg. Les structures seront en acier.

Les tables sont disposées de sorte à optimiser la surface d'occupation.

85 tables (l= 8 m) sont disposées dans le sens de la longueur (direction Nord –Sud) et 36 tables (L=11 m) dans le sens de la largeur (direction Est- Ouest).

La surface nette du champ est de 848 m sur 611 m, une surface supplémentaire de 30 hectares prévue. **La surface totale brute du champ est donc de 80 hectares** avec les nouvelles dimensions : **longueur = 1 250 m et Largeur = 640 m.**

Le schéma de la configuration générale du champ est montré en annexe 4.

2.5.4. Les réseaux de câble

2.5.4.1. Les câbles Basse Tension

(Les tableaux 15 et 16 résument les sections de câbles BT)

Tableau 15: Synthèse de calcul des sections de câble (scénario 2)

	Impp (A)	Vmpp (A)	Long (m)	Section calculée (mm ²)	Section (mm ²)	ΔU (%)	ΔU (%)
Câble de chaine	5,98	547	130	3,72	4	0,80	1,64
Câble de groupe	119,6	547	1	0,49	25	0,01	
Câble principal DC	119,6	547	250	122,98	150	0,82	

✚ Vérification de la conformité des résultats

Tableau 16: Vérification des sections de câble (scénario2) [10, 11, 12]

Portion	Section (mm ²)	Iz correspondant (A)	courant d'emploi max Ib (A)	(Iz ≥ Ib ?)	ΔU	$\Delta U \leq 3\%$?
Chaine	4	45	$1,25 * 6,46 = 8,07$	Oui	1.64	Oui
Groupe	25	169	$1,25 * 19,6 * 6,46 = 153,42$	Oui		
Principal	150	387	$20 * 1,25 * 6,46 = 161,5$	Oui		
Validation des sections de câble vis-à-vis du courant admissible						

2.5.4.2. Les câbles Haute Tension

Notons que les sous stations seront raccordées à un poste de livraison (33 / 90kV) avant d'être raccordé au poste source (90kV) d'Odienné. Les 45 sous stations seront raccordées en parallèle par lot de 15 de sorte à avoir 3 arrivées coté poste de livraison. 1 départ du poste de livraison vers le poste source est prévu. Cependant, les câbles HT comprendront les câbles :

- poste Transformateur → poste transformateur ;
- poste Transformateur → poste de livraison ;
- poste de livraison → poste source.

Le calcul de la section de câble haute tension est fait selon les formules appliquées au scénario 1. (Le tableau 17 résume les sections de câble coté HT

Tableau 17: Synthèse de calcul des sections de câbles HT (scénario 2)

	Poste transfo- poste transfo	Poste transfo – poste de livraison	Poste de livraison- poste source
Puissance active (VA)	1 600 000	25 000 000	75 000 000
In maximum (A)	32,9	514,57	566,03
Puissance électrique (kW)	1 360	21 250	63 750
Longueur du réseau (km)	0,17	0,8	1
Impédance Z du réseau (Ω /km)	40,83	2,6	7,56
Icc transfo (A)	466.6	7 328	6873,2
Kcc	11,4	11,4	11,4
S1	2,11	206,43	244,7
S2	0,28	21,3	11,15
S3	3	47,26	44,32
S (mm²)	50	240	248

Les caractéristiques des câbles sont conformes à ceux du scénario 1.

2.5.5. Dispositif de protection

Les formules appliquées au scénario 1 sont appliquées ici.

2.5.5.1. Protection côté courant continu.

Le choix des équipements de protection côté DC est résumé dans le tableau 18.

Tableau 18: Appareillage de sectionnement et de protection coté DC

	fusible	Interrupteur sectionneur	Sectionneur porte fusible	parafoudre	coffret
Calibre (A)	$8,07 \leq I_n \leq 12,92$	$\geq 161,5$	$8,07 \leq I_n \leq 12,92$	$\geq 161,5$	$\geq 161,5$
Tension nom (V)	$\geq 746,35$	$\geq 746,35$	$\geq 746,35$	$\geq 811,25$	$\geq 811,25$
Caractéristiques techniques	gpV 15 A 1000VDC		DF 101PV 1000V-32 A	Type II, 2P, 1000V-100A Pdc= 5000 A	Sunny* string monitoring 16

(*) : Coffret SMA de regroupement des strings avec dispositifs de protection DC (voir fiche technique en annexe 6)

2.5.5.2. Protection coté courant Alternatif

Les dispositifs de protection côté AC sont inclus dans le MVPS 1000SC.

La figure 18 présente le schéma général de câblage des strings aux transformateurs.

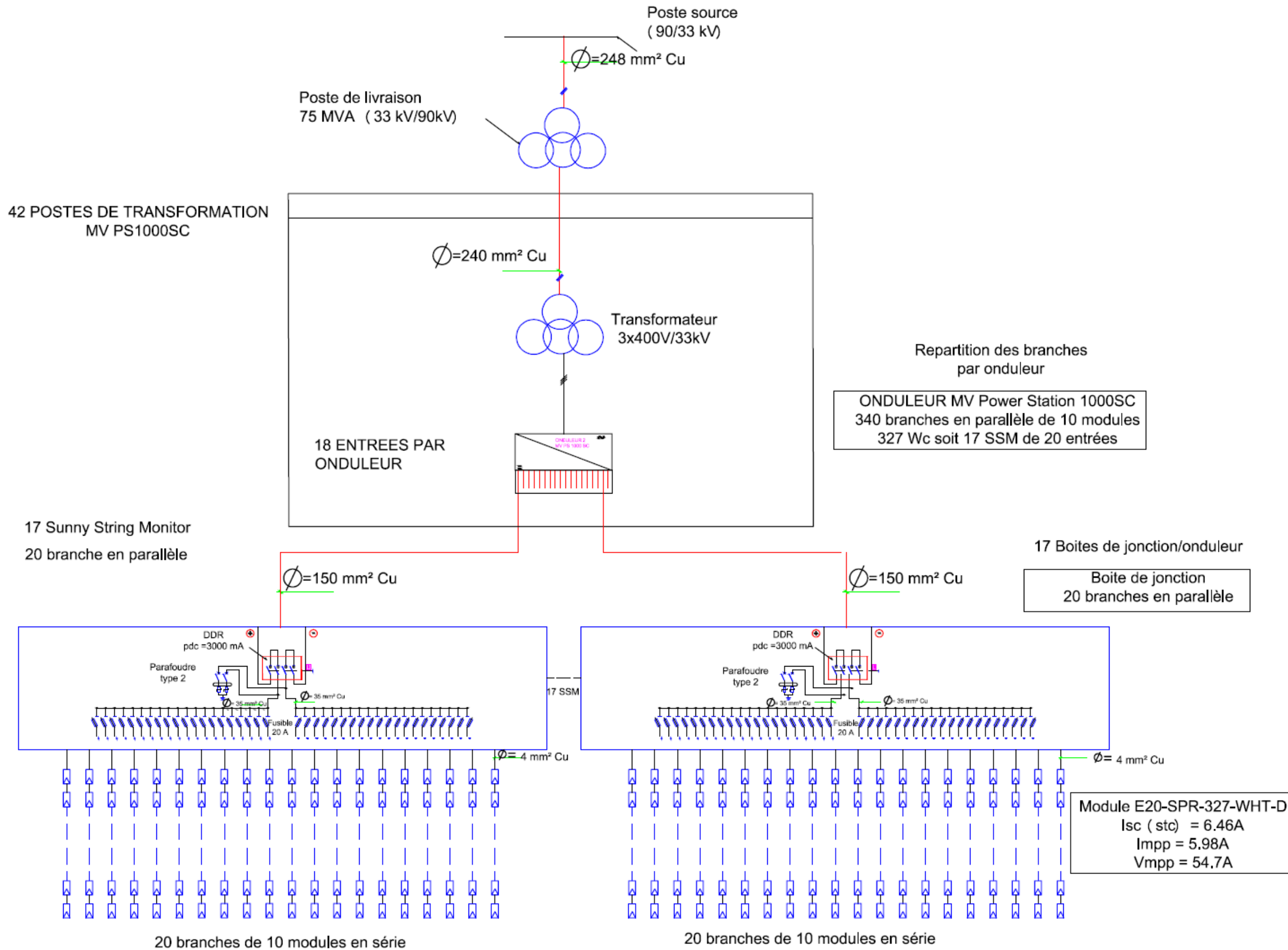


Figure 18: Schéma général du câblage d'un poste de transformation (scénario 2)

Le courant continu est acheminé en basse tension à partir des coffrets de raccordement jusqu'aux sous-station (onduleur/transformateur élévateur) où il est converti en courant alternatif puis élevé à la tension 33 kV (tension de sortie de la sous station) avant d'être acheminé vers le **poste de livraison** puis vers le **poste source** HTB 90kV/33kV CIE.

Le schéma global unifilaire des sous stations au poste source et le schéma de raccordement des transformateurs au poste source est présenté en annexe 6

2.5.6. Estimation de la production du champ PV et planning de la maintenance

2.5.6.1. Estimation de la production mensuelle

Les résultats de la simulation de la production de la centrale pour l'année 1 à partir du logiciel Sunny Design 3 sont donnés dans le tableau 19 .

Tableau 19: Production moyenne (année 1) de la centrale (scénario 2)

désignation	valeur
Nombre total de panneaux solaires	153 000
Puissance crête(MWc)	50,03
Production énergétique annuelle (MWh)	89 817
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 795
Indice de performance (%)	82,63

(La production énergétique mensuelle est présentée à la figure 19). L'annexe 7 présente les valeurs de la production mensuelle d'énergie.

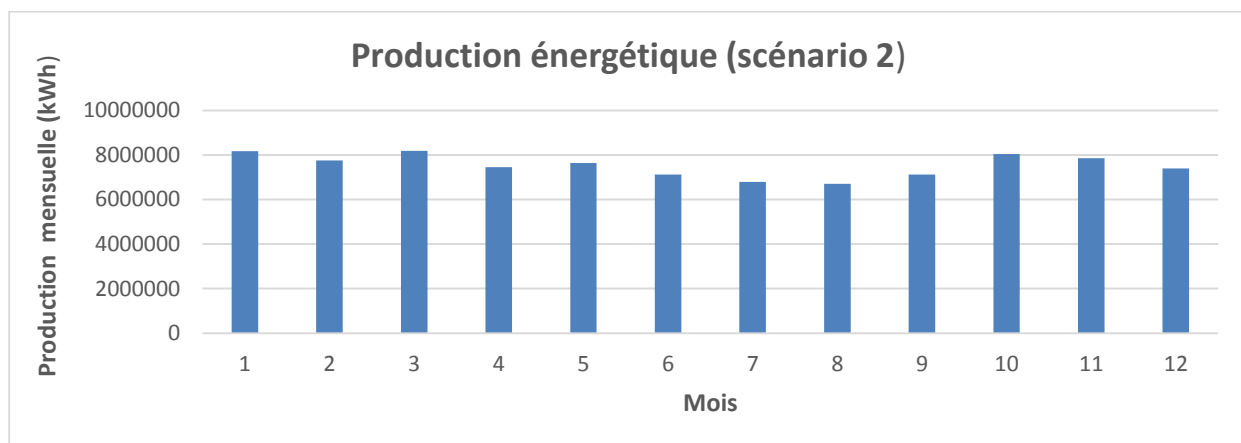


Figure 19: Production énergétique mensuelle (année 1) de la centrale pour le scénario 2

Interprétation de la figure 19

Les interprétations sont conformes au scénario 1

2.5.6.2. Estimation de la production sur la durée de vie du système

Les résultats de la simulation de la production sur la durée de vie de la centrale à partir du logiciel Sunny Design 3 sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Le facteur de dégradation annuel des panneaux solaires est pris égal à 0,5%

(La figure 20 ci-dessous montre l'évolution de la production sur la durée de vie du système)

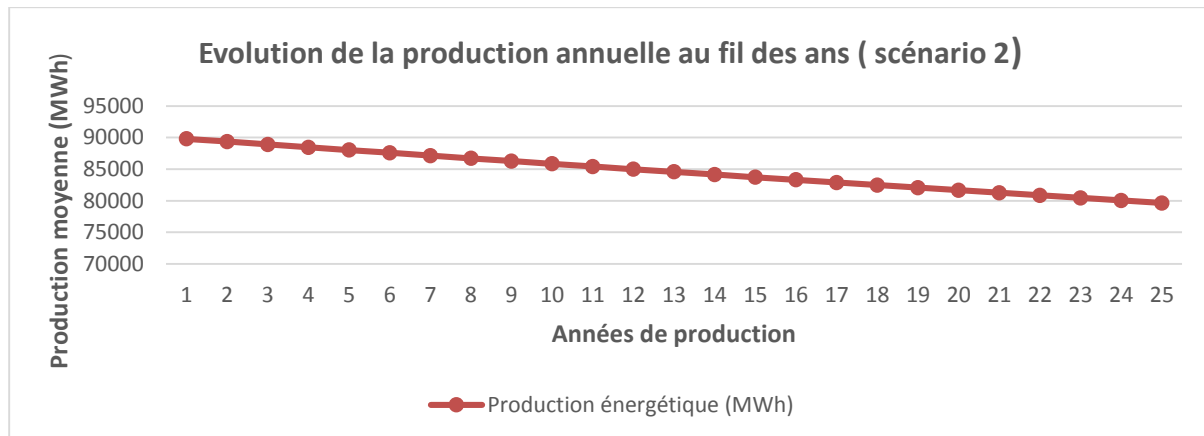


Figure 20: Evolution de la production énergétique sur la durée de vie de la centrale

La production totale d'énergie sur les 25 années est 2 116 GWh

La production moyenne annuelle d'énergie est de 84 640 MWh.

Le taux de dégradation annuel induit une baisse de production de 10 181 MWh au bout des 25 années de vie du système, soit 11,33% par rapport à l'année 1

2.5.6.3. Sécurité, suivi et monitoring de la production.

Les systèmes de sécurité, de suivi et de monitoring sont identiques à ceux du scénario 1.

(La liste des équipements DC et AC est présentée en annexe 9)

2.5.7. Maintenance et entretien de l'installation.

Le planning des opérations de maintenance de l'installation est identique à celui du scénario 1.

PARTIE 3 : ANALYSE ECONOMIQUE, FINANCIERE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE DU PROJET

L'analyse financière, économique et sociale d'un projet est une étape capitale dans la prise de décision à laquelle les bailleurs de fonds accordent un regard important.

Dans cette partie du travail, une étude détaillée permettra de déterminer le coût d'investissement du projet, sa rentabilité, puis une étude environnementale permettra de déterminer la quantité de CO₂ évitée ainsi que les impacts positifs, négatifs et les mesures d'atténuation de ces impacts.

Les deux scénarii seront traités en parallèle.

I. CALCUL DU COÛT D'INVESTISSEMENT

Le coût d'investissement est la somme des coûts du matériel, les coûts des travaux et les autres charges.

1.1. Les coûts du matériel

Afin d'assurer le fonctionnement en continue de la centrale, Il est prévu à l'achat un surplus de 1% de panneaux et 5% d'onduleurs, ceci afin d'assurer un taux de disponibilité d'au moins 95%.

Les coûts du matériel sont déterminés sur les sites des fabricants et sur la base des projets réalisés par le BNETD [14, 15]. Ils incluent les coûts de transport, de douane et la TVA respectivement 2%, 15% et 18% du coût du matériel.

1.2. Les coûts des travaux

Ils comprennent les prestations suivantes :

- les travaux de Génie civil et ;
 - les travaux d'installation et essai des équipements spécifiques de la centrale solaire.
- ✚ Les travaux de génie civil :

Ils comprennent les travaux suivants :

- Aménagement des voies d'accès et de circulation ;

Cette rubrique prend en compte les coûts suivants:

- ✓ Travaux de terrassement et de remblai du site ;

- ✓ Une bande coupe-feu de 1194 m de long et de 794 m de large puis d'épaisseur 4.5 m pour le scénario 1 et 1244 m de long et 634 m de large puis une épaisseur de 4,5 m pour le scénario 2 afin de protéger la centrale contre d'éventuelle propagation de feu.

- Construction et aménagement des locaux

Cette étape de l'étude prend en compte les coûts suivants :

- ✓ Une clôture avec barbelés de 1150 m de long, 775 m de large et 3 m de haut pour le scénario 1 puis 1250 m de long, 640 m de large et 3 m de haut pour le scénario 2 ;
- ✓ Un bâtiment de stockage du matériel ;
- ✓ Des bâtiments techniques abritant les sous stations et le poste de livraison ;
- ✓ Un bâtiment abritant une salle de réunion, un dortoir, une salle de bain, une salle à manger, des bureaux.

Pour des raisons d'étude, nous nous limiterons qu'à ces travaux. Cependant, dans la phase de réalisation du projet, certains travaux de Génie civile peuvent être faits.

- ✚ Les travaux d'installation et essai des équipements :

Ces coûts sont évalués sur la base de coûts du matériel et sont estimés à 20% de ceux-ci.

1.3. Autres charges

Cette rubrique comprend les prestations suivantes :

- ✚ Acquisition de terrain pour la pose et l'implémentation de la centrale

Les coûts de terrain sont estimés à 600FCFA/ m². [16]

- ✚ Etudes de développement.

Les frais d'étude et de développement sont estimés sur la base d'études similaires réalisées par le BNETD. Les coûts sont estimés à 0,5% des coûts du matériel et des travaux.

- ✚ Suivi et contrôle.

Les coûts dédiés au suivi et au contrôle sont estimés à 2,8% du coût du matériel et des travaux.

Les coûts globaux d'investissement sont résumés dans le tableau 20.

Tableau 20: Coûts globaux d'investissement

Estimation des coûts de :	Coûts (FCFA)	
	Scénario1	Scénario2
Acquisition de terrain	540 000 000	480 000 000
Etudes	313 421 521	278 218 935
Matériels	48 925 263 395	43 565 509 504
Travaux :	13 759 040 877	12 078 277 599
✓ Génie Civile :		
- Aménagement des voies d'accès et de circulation	3 973 988 000	3 365 175 500
- Construction et aménagement des locaux	59 136 198	59 136 198
✓ Installation et essai des équipements	9 785 052 679	8 713 101 901
Suivi et contrôle	1 755 160 520	1 558 026 039
TOTAL TTC	65 292 886 000	57 960 032 000

Les coûts globaux d'investissements s'élèvent à *soixante-cinq milliards deux cent quatre-vingt-douze millions huit cent quatre-vingt-six mille francs CFA (65 292 886 000 FCFA) pour le scénario 1 et cinquante-sept milliards neuf cent soixante millions trente-deux mille francs CFA (57 613 993 000 FCFA) pour le scénario 2.*

(Les détails des coûts d'investissement sont présentés en annexe 10)

II. Coût de maintenance et d'exploitation

Les coûts d'exploitation comprennent les coûts de remplacement des onduleurs et autres équipements de la centrale mais aussi les coûts de maintenance et d'entretien de l'installation selon le planning de maintenance proposé. Ces opérations seront confiées à un prestataire à travers un contrat O&M.

L'exploitation et la maintenance comprennent les prestations suivantes :

- un contrat annuel O&M défini au MWc installé ;

- un contrat annuel d'assurance risque de la centrale défini au MWc installé ;
- des frais de gestion des actifs défini au MWc installé ;
- les frais divers qui englobent des imprévus sur le chantier s'élèvent à 10% des frais de contrat O&M, assurance et frais de gestion des actifs.

Ci-après le tableau 21 récapitulatif du coût d'exploitation.

Tableau 21: Récapitulatif du coût d'exploitation

Opération	Scénario 1		Scénario 2	
	Coût annuel /MWc (FCFA)	Coût global annuel (FCFA)	Coût annuel /MWc (FCFA)	Coût global annuel (FCFA)
Contrat O&M	18 027 625	901 381 250	16 388 750	819 437 500
Assurance	6 555 500	327 775 000	6 555 500	327 775 000
Gestion des actifs	1 966 650	98 332 500	1 966 650	98 332 500
Divers	2 654 977.5	132 748 875	2 491 090	124 554 500
Total cout d'exploitation	29 204 752.5	1 460 237 625	27 401 990	1 370 099 500

Les coûts globaux annuels d'exploitation sont estimés à *un milliard quatre cent soixante millions deux cents trente-sept mille six cents vingt-cinq francs FCA (1 460 237 625 FCFA)* pour le scénario 1 *et un milliard trois cent soixante-dix millions quatre-vingt-dix-neuf mille cinq cent francs CFA (1 370 099 500 FCFA)* pour le scénario 2.

III. Rentabilité du projet

La rentabilité d'un projet est un indicateur de prise de décision et de recherche de financement. Plusieurs paramètres influenceront la rentabilité du projet :

3.1. Calcul du Levelised Cost Of Electricity (LCOE)

Le LCOE est l'acronyme de Levelize Cost Of Electricity, soit en français le coût actualisé de l'électricité. Il correspond au coût de production moyen de l'électricité sur la durée de vie du projet et est donné par l'équation (18).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (18)$$

Avec

- n : la durée de vie du système (25 ans),
- C : l'ensemble des coûts
- Et : la production nette d'énergie annuelle
- r : le taux d'actualisation annuel (%)

En admettant les hypothèses suivantes :

- Le taux d'actualisation est pris égal à 2%, on a :

Le prix de revient du kWh produit sur 25 ans pour les deux scénarii est donné ci-dessous :

	Scénario 1	Scénario 2
LCOE (FCFA)	52,47	48,14

(Les détails des calculs sont présentés en annexe 11)

3.2. Analyse de la rentabilité.

L'analyse de la rentabilité du projet est faite sur la base des hypothèses suivantes :

- Financement du projet sur fonds propres à 100%
- *Le tarif actuel de rachat de l'électricité sur la moyenne tension en Côte d'Ivoire est 70 FCFA/kWh. [17]*

Le tableau 22 donne les résultats économiques obtenus à partir des données d'entrée présentées en annexe 10

Tableau 22: Résultats de l'analyse économique pour financement propre

Désignation	Scénario 1	Scénario 2
Puissance crête installée (kWc)	49 950	50 030
Production totale d'énergie (kWh)	2 135 794 558	2 115 724 888
Prix de rachat (FCFA/kWh)	70	70
Revenu global (FCFA)	193 736 090 818	191 586 033 364
Coûts d'exploitation (FCFA)	46 771 854 417	43 884 683 751
Amortissement (FCFA)	65 292 886 263	57 960 031 204
Cash-Flow (FCFA)	81 671 350 138	89 741 318 410
Valeur Actuelle Nette (VAN°) (FCFA)	47 930 182 282	55 818 591 178
Taux Interne de Rentabilité (%)	7,03	8,37
Retour sur investissement (an)	14	13

Les résultats de l'analyse économique montrent que le projet est rentable pour les deux scénarii étudiés car la VAN est positive. Pour le tarif de rachat appliqué, le temps de retour sur investissement est de 14 ans pour le scénario 1 et de 13 ans pour le scénario 2.

3.3. Pour aller plus loin.

Les données de l'étude donnent que le financement est à 100% propre. Le coût de rachat de l'électricité considéré ici est un coût que l'Etat de Côte d'Ivoire propose dans les Avis à Manifestation d'Intérêt (AMI). En effet ; ce coût peut subir l'objet de discussions.

Dans cette partie de l'étude de la rentabilité, nous envisagerons différents coûts de rachat de l'électricité pour cette hypothèse de financement (100% financement propre), puis dans la suite, nous étudierons l'hypothèse selon laquelle, un emprunt bancaire de 70 % pour différents taux d'intérêt et différentes durées de remboursement de la dette est fait.

(L'annexe 13 donne les détails de l'analyse)

4. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX DU PROJET

(L'annexe 14 donne les détails de l'étude)

CONCLUSION

Au terme de notre étude, notons que, les coûts globaux d'investissement de la centrale pour le scénario 1 sont estimés à 65 292 886 000 FCFA et le coût d'opérations à 1 460 237 625 FCFA. La production moyenne annuelle d'énergie électrique est de 85 432 MWh et la quantité de CO₂ évitée est de 38 017t par an. Pour le scénario 2, le coût d'investissement s'élève à 57 960 032 000 FCFA et le coût d'opérations à 1 370 099 500 FCFA. La production moyenne annuelle d'énergie électrique est de 84 640 MWh. et 37 665 t de CO₂ sont évitées chaque année.

Au vu des résultats de notre étude, il convient de noter que la conception d'une centrale solaire PV avec les onduleurs décentralisés demande des coûts d'investissement élevés. Toutefois ce procédé présente l'avantage de garantir un taux de disponibilité plus important. Ce qui favorise un attrait et un intérêt pour le secteur bancaire pour son financement. Par contre, les onduleurs centraux présentent l'avantage en termes de réduction du coût d'investissement mais présentent des inconvénients en termes de perte considérable de puissance en cas de pannes sur un ou plusieurs onduleurs, ce qui favorise un taux de disponibilité relativement faible.

Il est certes vrai que le scénario 2 présente un taux de disponibilité faible, mais notons que cette configuration nécessite un coût d'investissement faible et une superficie d'exploitation faible comparativement au scénario 1. Dans un contexte social marqué par une indisponibilité foncière, il serait plus avantageux d'envisager la construction de la centrale PV avec la configuration du scénario 2.

Au vu des résultats de notre étude, nous pouvons dire que l'énergie solaire PV peut contribuer fortement à l'indépendance énergétique de la Côte d'Ivoire en rapprochant l'électricité des populations. Cependant, il convient de se poser la question suivante : « *les coûts actuels des équipements dédiés à la conception des projets solaires peuvent-ils réellement contribuer à rendre le prix de l'électricité accessible ?* »

RECOMMANDATIONS.

Il est vrai que les énergies solaires demeurent une solution alternative aux énergies fossiles en raison de la disponibilité abondante du soleil. Mais, il faut noter que certains aspects tels que leur intermittence et les coûts d'investissement demeurent une problématique à leur vulgarisation. Ainsi, nous recommandons :

✚ A l'Etat :

- une exonération des taxes (TVA et douane) sur les équipements d'énergie solaire ;
- une politique d'aide au financement des projets d'énergies solaires.

✚ Pour notre étude :

- le site doit être proche d'un cours d'eau, ceci afin de faciliter le nettoyage des panneaux ;
- un accès à l'eau potable dans la zone pour les besoins des techniciens sur place.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Nialé kABA, Ministre du Plan et du Développement, RCI . (2015). *Plan National de Développement 2016-2020, Orientations stratégiques (tome 2)*. Abidjan : République de Côte d'Ivoire , Ministère du plan et du développement .
- [2]. Adama TOUNGARA, Ministre de l'énergie et du pétrole . (21-22 Mars 2016). *Projets prioritaires du secteur de l'énergie* . Abidjan: Ministère de l'énergie et du pétrole .
- [3] RETScreen, NASA. (s.d.). *Logiciel de dimensionnement des projets d'énergie* .
- [4] Kouakou Etienne, Direction générale de l'énergie(RCI). (August 11 -12, 2014). La planification de l'énergie et l'électrification rurale, le rôle des SIG en Côte d'Ivoire. *Regional Training Workshop on Geographical Information System*, (p. 10). Dakar, Sénégal.
- [5] Google earth. (s.d.).
- [6] http://www.geographyiq.com/countries/iv/Cote_d_Ivoire_climate_c.htm. (s.d.). ODIENNE 9 50 N, 7 56 W, 1381 feet (421 meters) above sea level. Dans GeographyIQ.
- [7] ARCHELIOS PRO 14.1. (s.d.). *Logiciel de dimensionnement des installations Photovoltaïques* .
- [8] Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement(BNETD). (Octobre 2015). *Résumé synthétique d'étude de préféabilité pour la construction d'une centrale solaire Photovoltaïque de 20 MWc à Ferkessedougou*. Abidjan: BNETD.
- [9] <https://www.sunnyportal.com>. (s.d.). *Logiciel de dimensionnement pour installation photovoltaïque*. SMA.
- [10] Union Technique de l'électricité (UTE). (Juillet 2010). *Guide pratique, Installation Photovoltaïque raccordées au réseau public de distribution* . Union Technique de l'électricité (UTE)(Tour chantecoq(5, rue chantecoq-92808 Puteaux cedex .
- [11] ABB. (s.d.). *Document d'application technique n°10 , installation photovoltaïques*.
- [12] programme d'actions PACER-Energies renouvelables, Office fédérale des questions conjoncturelles. (s.d.). *Centrales photovoltaïques, Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets*.
- [13] <http://www.photovoltaique.info>. (s.d.). *planning de maintenance de la centrale* .
- [14] Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (BNETD). (s.d.). *Archives des études réalisées* . BNETD.

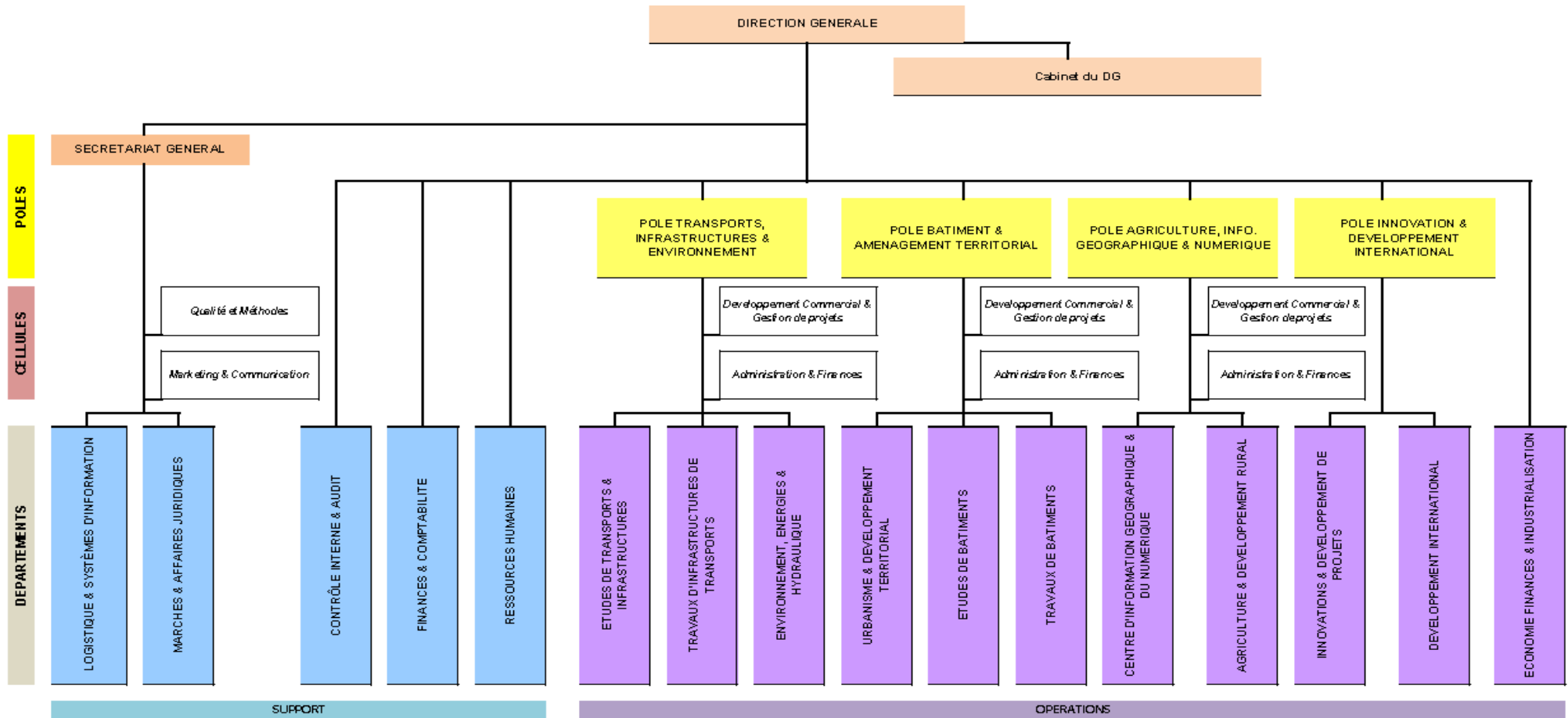
- [15] <https://www.wattneed.com/fr/14-cables-et-connectique> . (s.d.). *Site d'achat de matériels pour installation photovoltaïque*
- [16] Alassane OUATTARA, Président de la République de Côte d'Ivoire . (23/01/2014). Réglementation de la purge des droits coutumiers sur le sol Ivoirien. *Fraternité Matin* .
- [17] Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Electricité (ANARE). (2015). *Rapport d'activités* . Abidjan: ANARE.

ANNEXES

Sommaire des annexes

Annexe 1: Organigramme du BNETD.....	I
Annexe 2: Fiche Technique des panneaux	II
Annexe 3: Fiche Technique des onduleurs	III
Annexe 4: Configuration générale de la centrale solaire	V
Annexe 5: Catalogue des Câbles.....	VIII
Annexe 6: Schéma global unifilaire des sous stations au poste source / Schéma de raccordement des sous-stations au poste source	XI
Annexe 7: Production énergétique de la centrale.....	XV
Annexe 8: Rôle des équipements et étapes de monitoring.....	XVIII
Annexe 9: Inventaire des équipements DC/AC	XX
Annexe 10: Détails des Coûts d'Investissement.....	XXIV
Annexe 11: Méthodologie de calcul du LCOE	XXXIII
Annexe 12: Pour aller plus loin.....	XXXV
Annexe 13: Analyse de rentabilité	XXXVIII
Annexe 14: Etudes d'impacts environnementaux et sociaux du projet	XL

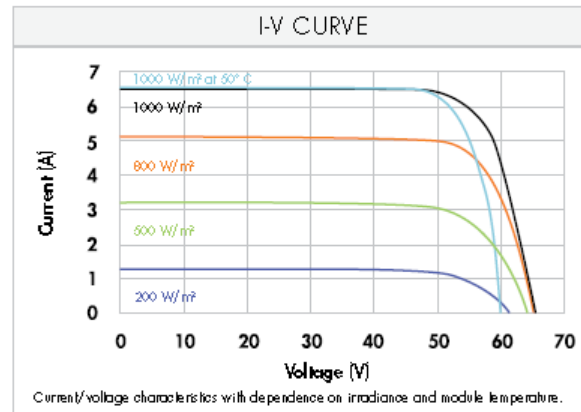
Annexe 1: Organigramme du BNETD



Annexe 2: Fiche Technique des panneaux

ELECTRICAL DATA			
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C			
Nominal Power (+5/-0%)	P _{nom}	333 W	327 W
Cell Efficiency	η	22.8%	22.5%
Panel Efficiency	η	20.4%	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	6.09 A	5.98 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	65.3 V	64.9 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	6.46 A	6.46 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V	1000 V
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38%/K	
	Voltage (V _{oc})	- 176.6mV/K	
	Current (I _{sc})	3.5mA /K	
NOCT	45°C +/- 2°C		
Series Fuse Rating	20 A		
Limiting Reverse Current (3 strings)	I _k	16.2 A	
Grounding	Positive grounding not required		

ELECTRICAL DATA			
Measured at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m ² , 20° C, wind 1 m/s			
Nominal Power	P _{nom}	247 W	243 W
Rated Voltage	V _{mpp}	50.4 V	50.4 V
Rated Current	I _{mpp}	4.91 A	4.82 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	61.2 V	60.8 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	5.22 A	5.22 A

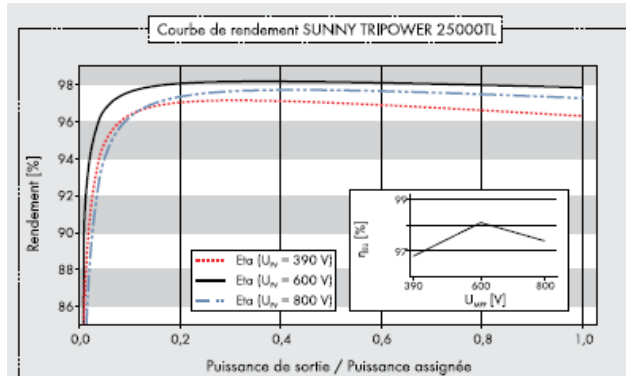


TESTED OPERATING CONDITIONS	
Temperature	- 40° C to +85° C
Max load	550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/ specified mounting configurations 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: 25 mm at 23 m/s

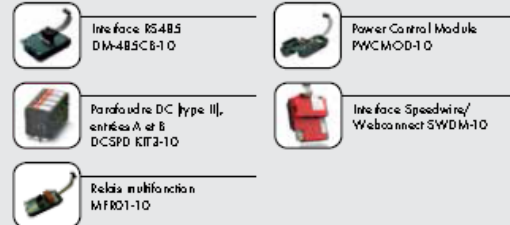
WARRANTIES AND CERTIFICATIONS	
Warranties	25-year limited power warranty 10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCL)

Annexe 3: Fiche Technique des onduleurs

STP -25000 TL-30



Accessoires



* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438

● équipement de série ○ équipement en option
 – non disponible, données en conditions nominales
 Données - version août 2014

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrée (DC)		
Puissance DC max. [quand $\cos \phi = 1$]	20440 W	25550 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V - 800 V / 600 V	390 V - 800 V / 600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Sortie (AC)		
Puissance assignée [à 230 V, 50 Hz]	20000 W	25000 W
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA
Tension nominale AC	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Plage de la tension nominale AC	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	29 A	36,2 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée	1	1
Facteur de déphasage réglable	0 inductif à 0 capacitif	0 inductif à 0 capacitif
Phases d'injection/phases de raccordement	3 / 3	3 / 3

+ MVPS 1000SC

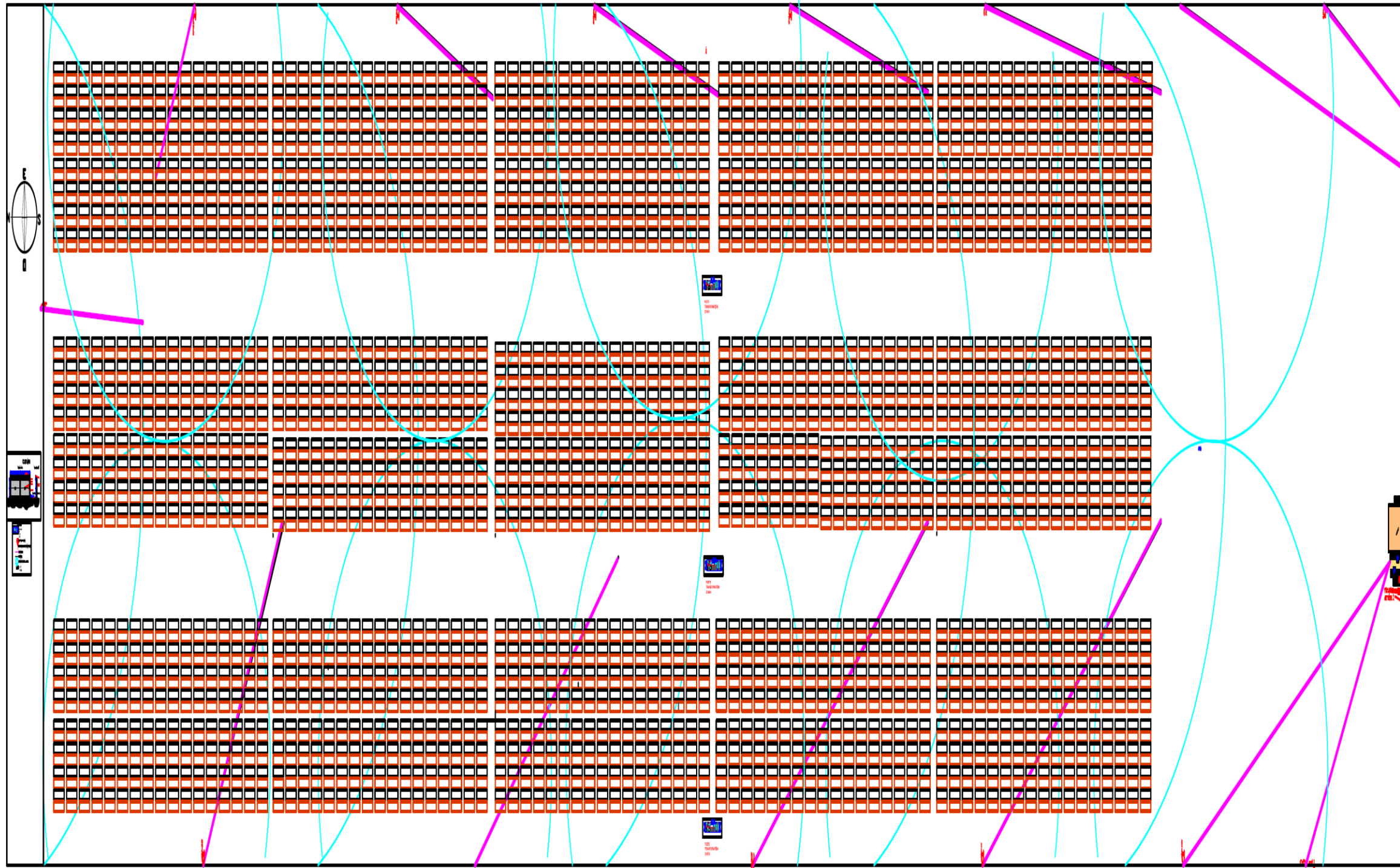
Caractéristiques techniques	MV Power Station 1000SC	MV Power Station 1250SC
Entrée (DC)		
Puissance DC max. (pour cos φ =1)	1120 kW	1426 kW
Tension d'entrée max. ¹	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 50 Hz) ²	449 V - 850 V / 430 V - 850 V	529 V - 850 V / 500 V - 850 V
Tension d'entrée assignée	449 V	529 V
Courant d'entrée max.	2 x 1250 A	2 x 1350 A
Tension d'entrée minimale / UMPP-min pour IMPP<IDCmax	400 V / 430 V	460 V / 500 V
Nombre d'entrées MPP indépendantes	2	2
Nombre d'entrées DC	18 / 64 (Optiprotect)	18 / 64 (Optiprotect)
Sortie (AC) de la côté moyenne tension		
Puissance assignée (à 25 °C) ³ / Puissance nominale AC (à 40 °C)	1100 kVA / 1000 kVA	1375 kVA / 1250 kVA
Tension nominale AC	10 kV ... 33 kV	10 kV ... 33 kV
Fréquence du réseau AC	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Courant de sortie max. 10 kV à 33 kV	64 A ... 19 A	80 A ... 24 A
Taux de distorsion harmonique max.	< 3%	< 3%
Facteur de puissance pour la puissance assignée / facteur de déphasage réglable ³	1 / 0,9 inductif à 0,9 capacitif	
Phases d'injection / Phases de raccordement	3 / 3	3 / 3
Rendement total⁴		
Rendement max.	97,6%	97,7%
Rendement européen	97,4%	97,5%
Dispositifs de protection		
Dispositif de déconnexion côté entrée	Interrupteur-sectionneur DC actionné par un moteur	
Dispositif de déconnexion côté sortie	● (Interrupteur-sectionneur avec fusibles HFC haute tension)	
Protection contre les surtensions DC	Parafoudre de type I	
Surveillance du réseau / surveillance d'installation	● / ○ (via Sunny Portal)	
Surveillance de défaut à la terre / Surveillance de défaut à la terre avec commande à distance	○ / ○	○ / ○
Surveillance d'isolement	○	○
Séparation galvanique	●	●
Classe de protection (selon IEC 62103) ⁵	I	I
Résistance aux arcs électriques (selon IEC 62271-202)	IACA 20kA 1s	IACA 20kA 1s

+ Fiche technique Sunny String Monitor 16

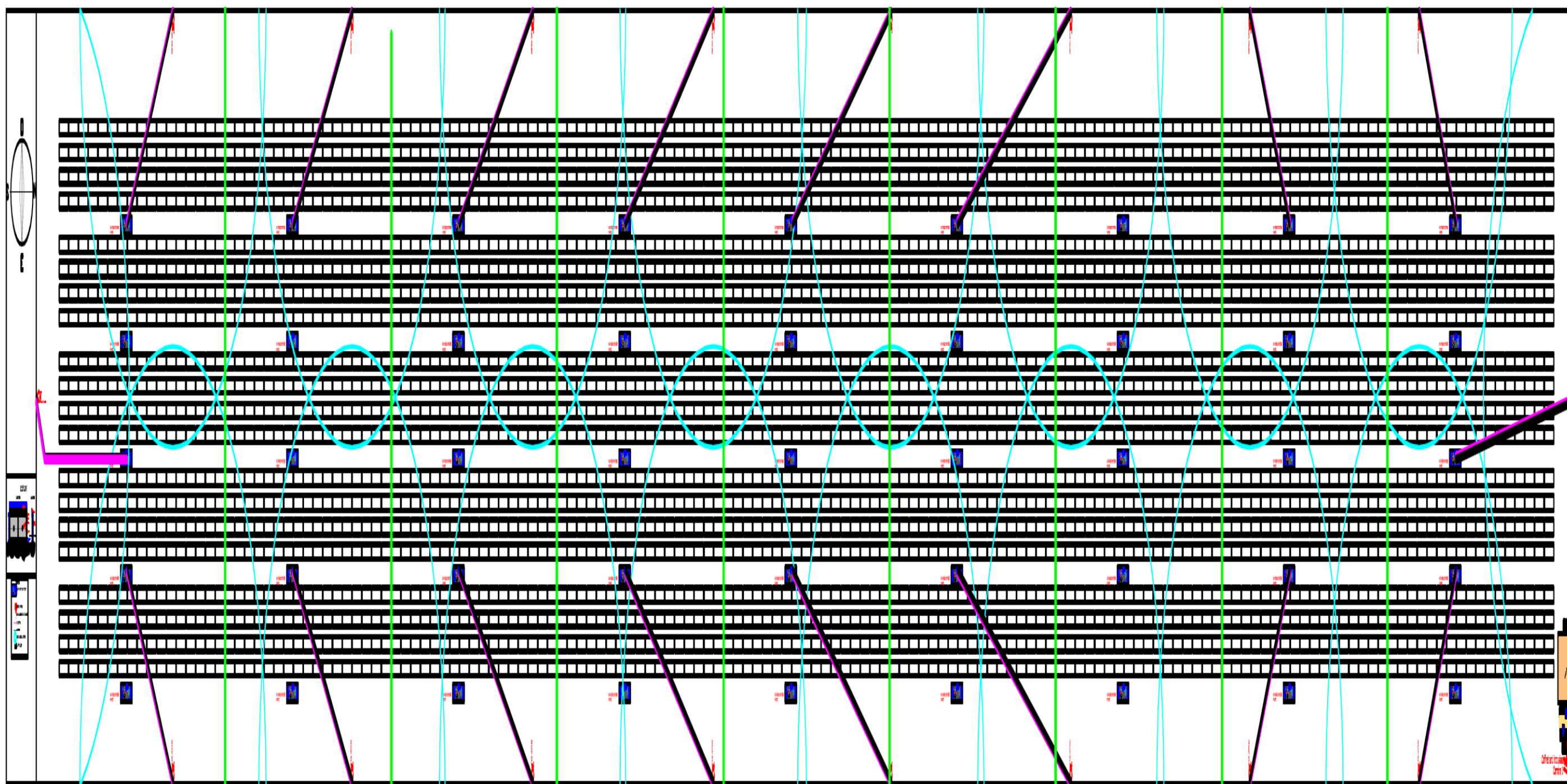
Technical Data	Sunny String-Monitor 8	Sunny String-Monitor 16
Input (DC)		
Max. input voltage	1,000 V	1,000 V
Number of measuring channels	8	16
Max. string current per measuring channel	25 A	25 A
Nominal string fuse current	6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A	6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A
Fuse characteristics	gPV	gPV
Fuse layout	10 x 38	10 x 38
Number of string inputs	16	32
Number of string fuses	16	32
String cable connection	Cable gland	Cable gland
Sealing range of the cable gland	5 to 10 mm	5 to 10 mm
Output (DC)		
Max. output voltage	1,000 V	1,000 V
Max. output current	200 A	280 A
DC output	Busbar/ terminal	Busbar/ terminal
Type of terminal	Y-box terminal Al/Cu	Y-box terminal Al/Cu
Conductor cross-section	25 to 300 mm ²	25 to 300 mm ²
Connection to busbar	Ring terminal lug M12	Ring terminal lug M12
Number of DC outputs	1/2	1/2
General Data		
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP54	IP54
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic	Glass-fiber reinforced plastic
Protection class (according to IEC 62103)	II	II
Wall unit dimensions (W/H/D)	1,058 mm/848 mm/245 mm (41.65/33.39/9.65 inch)	1,058 mm/848 mm/245 mm (41.65/33.39/9.65 inch)
Wall unit weight	70 kg/154.3 lb	70 kg/154.3 lb
Operating temperature range	-25 °C to +50 °C	-25 °C to +50 °C
Max. permissible value for relative humidity (condensing)	0 % to 95 %	0 % to 95 %
Maximum operating altitude above MSL	2,000 m	2,000 m
Communication	RS485	RS485
Data recording	Synchronized via broadcast	Synchronized via broadcast

Annexe 4: Configuration générale de la centrale solaire

✚ Configuration de la centrale (scénario 1)



✚ Configuration de la centrale (scénario 2)

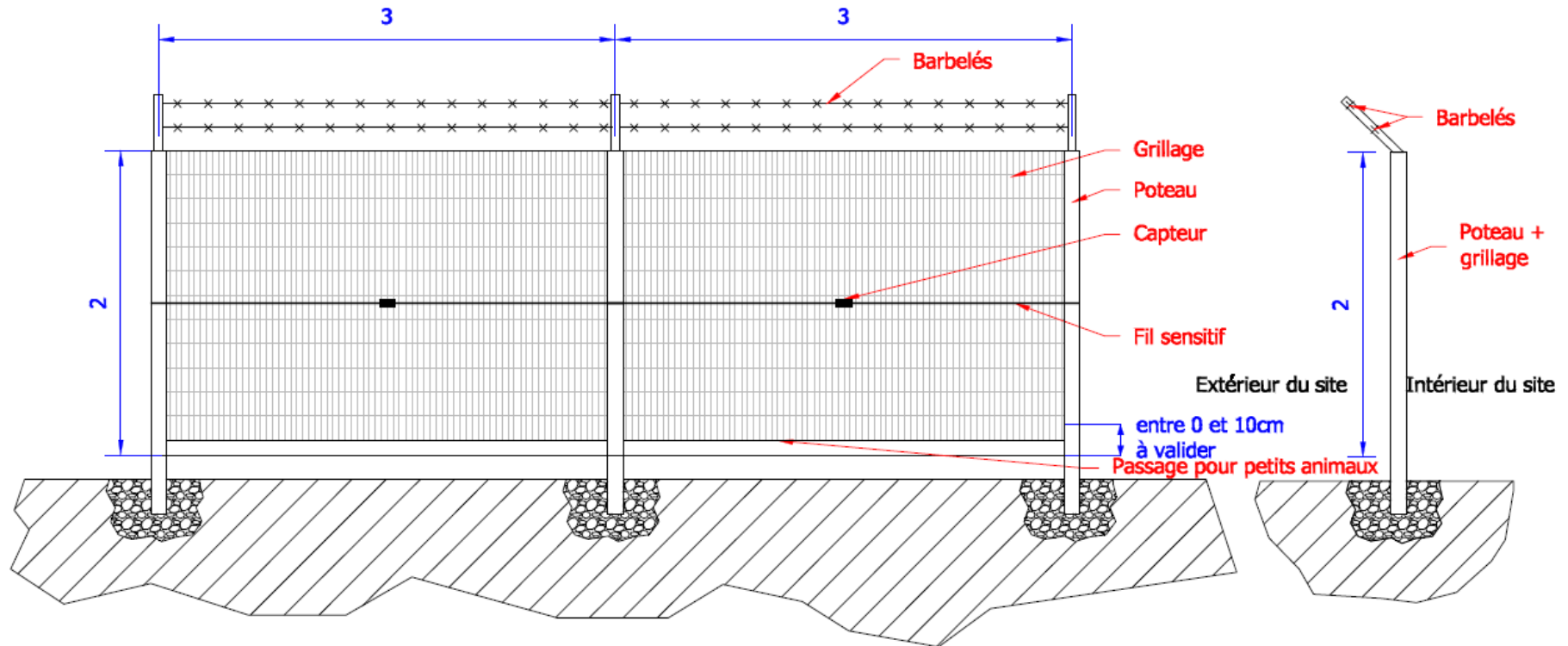


✚ Configuration de la clôture

CLOTURE

Vue de face

Vue de coté



Annexe 5: Catalogue des Câbles

Câbles côté DC

Section (mm ²)	Composition	Diamètre extérieure mini (mm)	Diamètre extérieure maxi (mm)	Résistance linéique maxi à 20°C (Ω/Km)	Poids approx. (Kg/Km)	Intensité admissible à 20°C (A)
1,5	30x0,25	4,10	4,50	13,70	32	27
2,5	50x0,25	4,60	4,90	8,21	45	37
4	56x0,25	5,10	5,50	5,09	60	50
6	84x0,30	5,80	6,20	3,39	80	64
10	80x0,40	6,80	7,40	1,95	125	89
16	122x0,40	7,80	8,40	1,24	180	120
25	192x0,40	9,40	10,20	0,795	275	160
35	276x0,40	10,90	11,90	0,565	385	198
50	396x0,40	12,80	13,80	0,393	535	255
70	551x0,40	14,90	16,50	0,277	725	332
95	744x0,40	16,20	18,20	0,210	1035	448
120	960x0,40	18,00	19,00	0,164	1320	562
150	1178x0,40	19,90	22,30	0,132	1650	684



✚ Câbles côté AC

I Caractéristiques U-1000 R2V

Nombre de conducteurs Section (mm ²)	Intensité admissible (A)		ΔU (cos φ 0,8) V/A.km	Diamètre extérieur (mm)			Masse (kg/km)
	Enterré	Air libre		Sur âme	Mini	Maxi	
3 x 50 + 35	206	192	0.78	8.10 / 6.95	26.6	31.1	2180
3 x 70 + 50	254	246	0.57	9.80 / 8.10	31.1	36.2	3050
3 x 95 + 50	301	298	0.44	11.30 / 8.10	34.7	40.6	4060
3 x 120 + 70	343	346	0.36	12.70 / 9.80	38.9	45.4	5060
3 x 150 + 70	387	395	0.31	14.10 / 9.80	42.6	49.5	5940
3 x 185 + 70	434	450	0.27	15.70 / 9.80	47.1	54.4	7400
3 x 240 + 95	501	538	0.23	18.10 / 11.30	53.2	61.5	9200
4 G / x 1.5	31	23	21.5	1.37	9.8	12	160
4 G / x 2.5	41	31	12.8	1.76	10.5	13	210
4 G / x 4	53	42	8.0	2.23	12.0	14.5	280
4 G / x 6	66	54	5.4	2.90	13.0	16.0	380
4 G / x 10	77	75	3.2	3.70	15.0	18.5	570
4 G / x 16	113	100	2.11	4.80	17.0	21.0	830
4 G / x 25	144	127	1.37	5.90	20.5	25.5	1330
4 G / x 35	174	158	1.00	6.95	23.0	28.5	1780
4 G / x 50	206	192	0.76	8.10	27.0	32.5	2330
4 G / x 70	254	246	0.55	9.80	31.5	37.5	3770
4 G / x 95	301	298	0.42	11.30	36.0	42.5	4340
4 G / x 120	343	346	0.35	12.70	40.0	47.5	5590
4 G / x 150	387	395	0.30	14.10	44.5	52.5	6650
4 G / x 185	434	450	0.25	15.70	50.0	59.0	8350
4 G / x 240	501	538	0.21	18.10	56.5	66.5	10770
4 G / x 300	565	621	0.19	20.30	62.5	73.5	13640
5 G 1.5	31	23	21.50	1.37	10.5	13.0	180
5 G 2.5	41	31	13.2	1.76	11.5	14.5	240
5 G 4	53	42	8.2	2.23	13.0	16.0	330
5 G 6	66	54	5.5	2.90	14.0	17.5	460
5 G 10	87	75	3.3	3.70	16.5	20.0	690
5 G 16	113	100	2.1	4.80	18.5	23.0	1020
5 G 25	144	127	1.37	5.90	23.0	28.0	1660
5 G 35	170	157	1	6.95		34	2280
5 G 50	204	196	0.76	8.10		36	2930
5 G 70	252	242	0.54	9.8		43	4150
5 G 95	302	293	0.41	11.30		47	5550

✚ Câble HTA

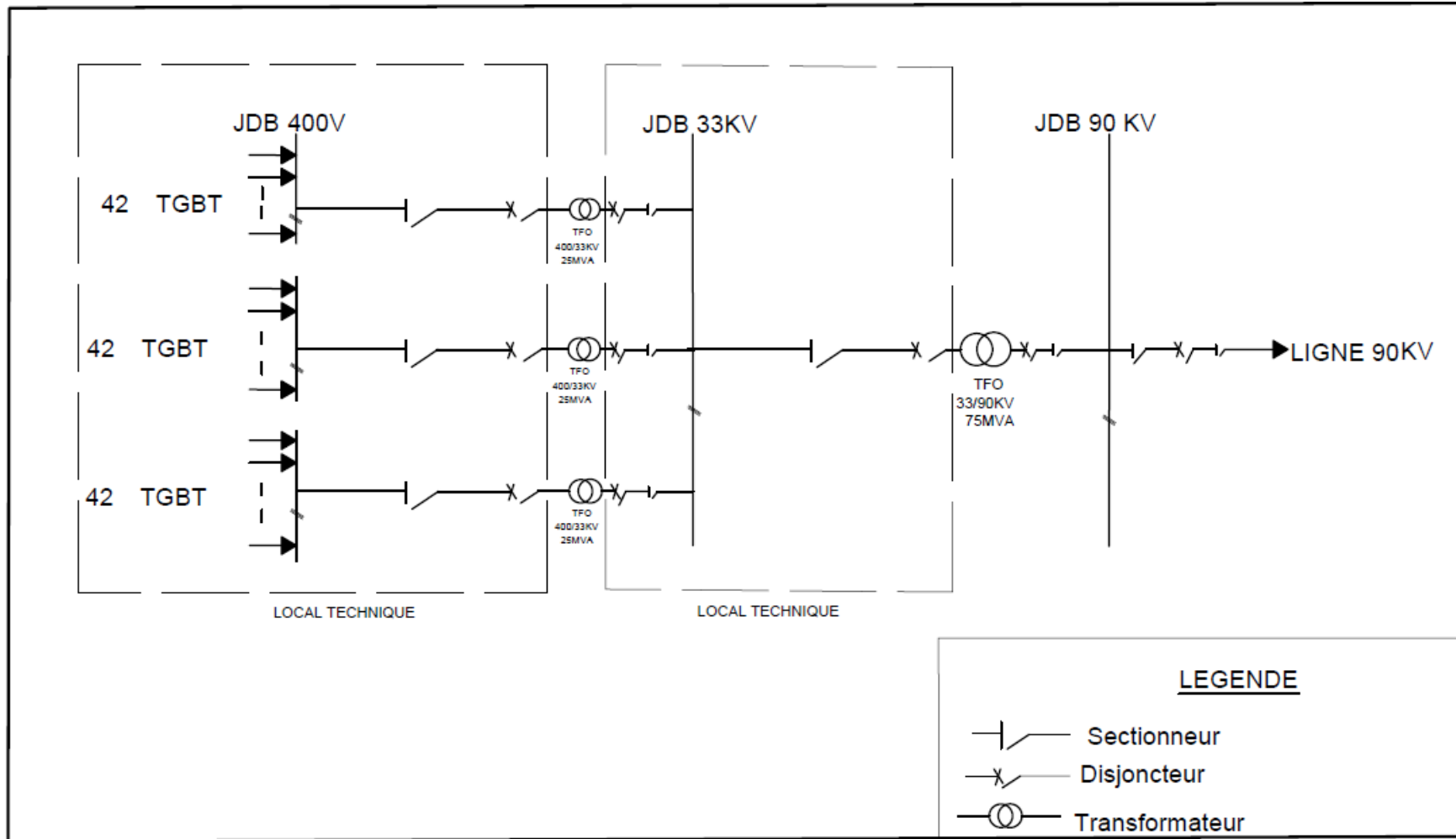
ENERGIE					MOYENNE TENSION - HTA					
SIPRELEC (suite)										
Diamètre approximatif		Masse approximative au km de câble		Section nominale (2)	Intensité admissible (1)				Chute de tension (1) par ampère et par km (cos φ =0.8)	
Sur isolant	Extérieur	Cu	Alu		Câble enterré		Câble posé sur tablettes		Cu	Alu
					Cu	Alu	Cu	Alu		
mm	mm	kg	kg	mm ²	A	A	A	A	V	V
TENSION ASSIGNEE 12/20 (24) kV										
19.0	24.5	790	630	25	165	125	170	130	1.4	2.3
19.5	25.0	870	660	35	195	150	200	160	1.1	1.7
21.0	27.0	1050	780	50	230	180	245	190	0.82	1.3
23.0	28.5	1300	890	70	280	220	305	235	0.60	0.92
24.5	30.5	1600	1050	95	335	260	375	290	0.46	0.69
26.0	32.0	1900	1150	120	385	300	425	330	0.39	0.57
27.5	33.5	2200	1250	150	430	335	485	375	0.33	0.48
29.0	35.5	2600	1450	185	490	380	560	430	0.29	0.40
31.0	37.5	3150	1700	240	560	440	660	510	0.24	0.35
33.5	40.0	3800	1950	300	640	500	750	590	0.22	0.28
37.0	43.5	4700	2350	400	720	570	870	680	0.19	0.24
40.5	48.0	5800	2800	500	810	640	1000	790	0.17	0.21
44.0	53.0	7400	3350	630	910	740	1150	930	0.16	0.19
48.0	56.0		4000	800		830		1060		0.17
53.0	61.5		4900	1000		930		1230		0.15
56.5	65.0		5500	1200		1000		1350		0.15
59.5	68.5		6200	1400		1060		1450		0.13
63.0	72.0		6900	1600		1110		1540		0.12
TENSION ASSIGNEE 18/30 (36) kV										
26.0	32.5	1350	1050	50	230	180	245	190	0.83	1.3
28.0	34.0	1600	1200	70	280	220	305	235	0.67	0.93
29.5	36.0	1900	1350	95	335	260	375	290	0.47	0.70
31.0	37.5	2200	1450	120	385	300	425	330	0.40	0.58
32.5	39.0	2550	1600	150	430	335	485	375	0.34	0.49
34.0	40.5	2950	1800	185	490	380	560	430	0.30	0.41
36.0	43.0	3500	2050	240	560	440	660	510	0.25	0.34
38.5	46.0	4200	2400	300	640	500	750	590	0.22	0.29
42.0	49.5	5100	2800	400	720	570	870	680	0.20	0.25
45.5	53.5	6300	3250	500	810	640	1000	790	0.18	0.22
49.0	58.5	7900	3800	630	910	740	1150	930	0.16	0.19
53.0	61.5		4500	800		830		1060		0.17

Les données de modifier les caractéristiques techniques pour ce produit et/ou de passer la fabrication de câbles. La Marque SIPRELEC est une marque de BNETD 01/2006

Annexe 6: Schéma global unifilaire des sous stations au poste source / Schéma de raccordement des sous-stations au poste source

Schéma d'ensemble unifilaire des postes de transformation (sous-stations) au poste source

✚ Scénario 1 :



✚ Scénario 2 :

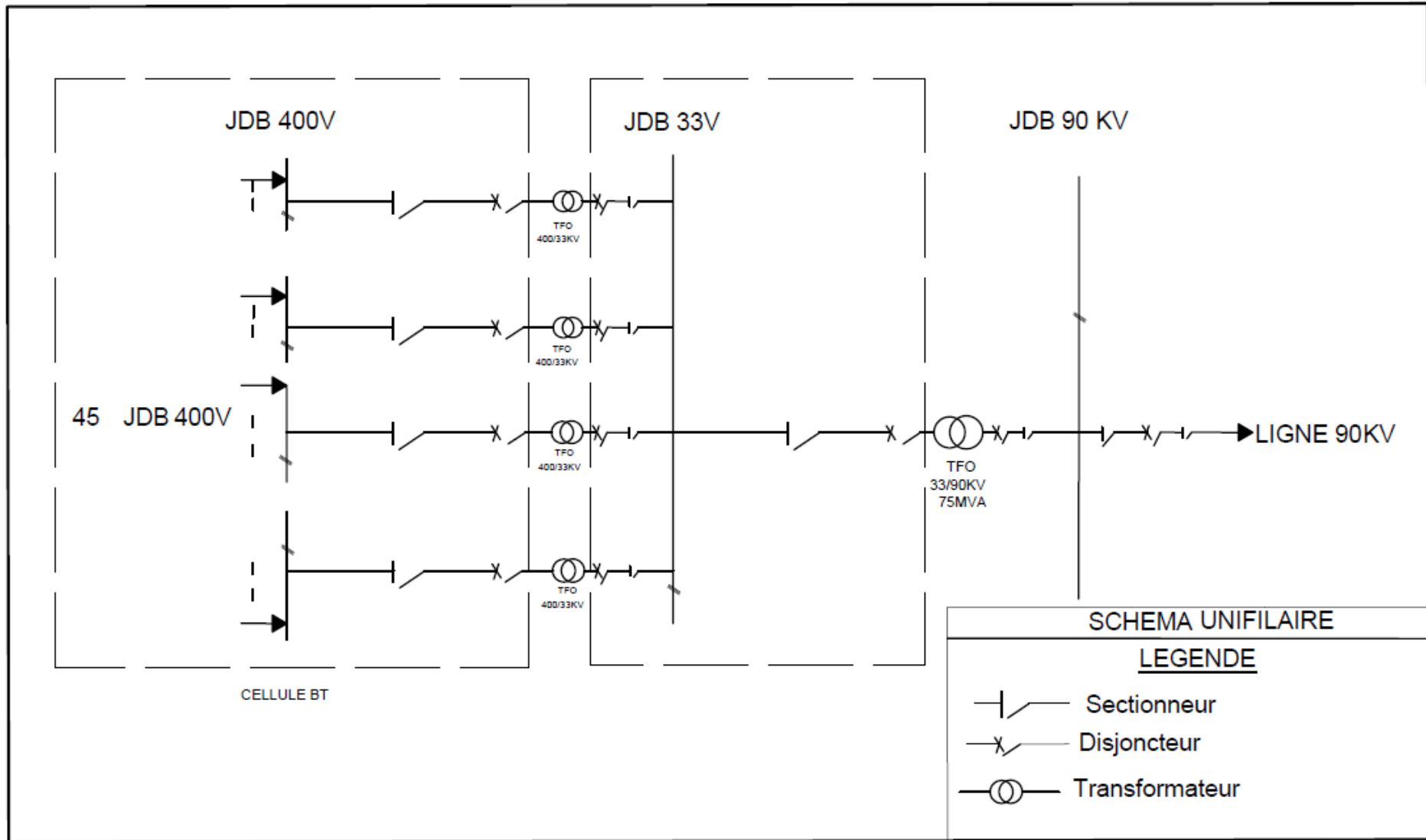
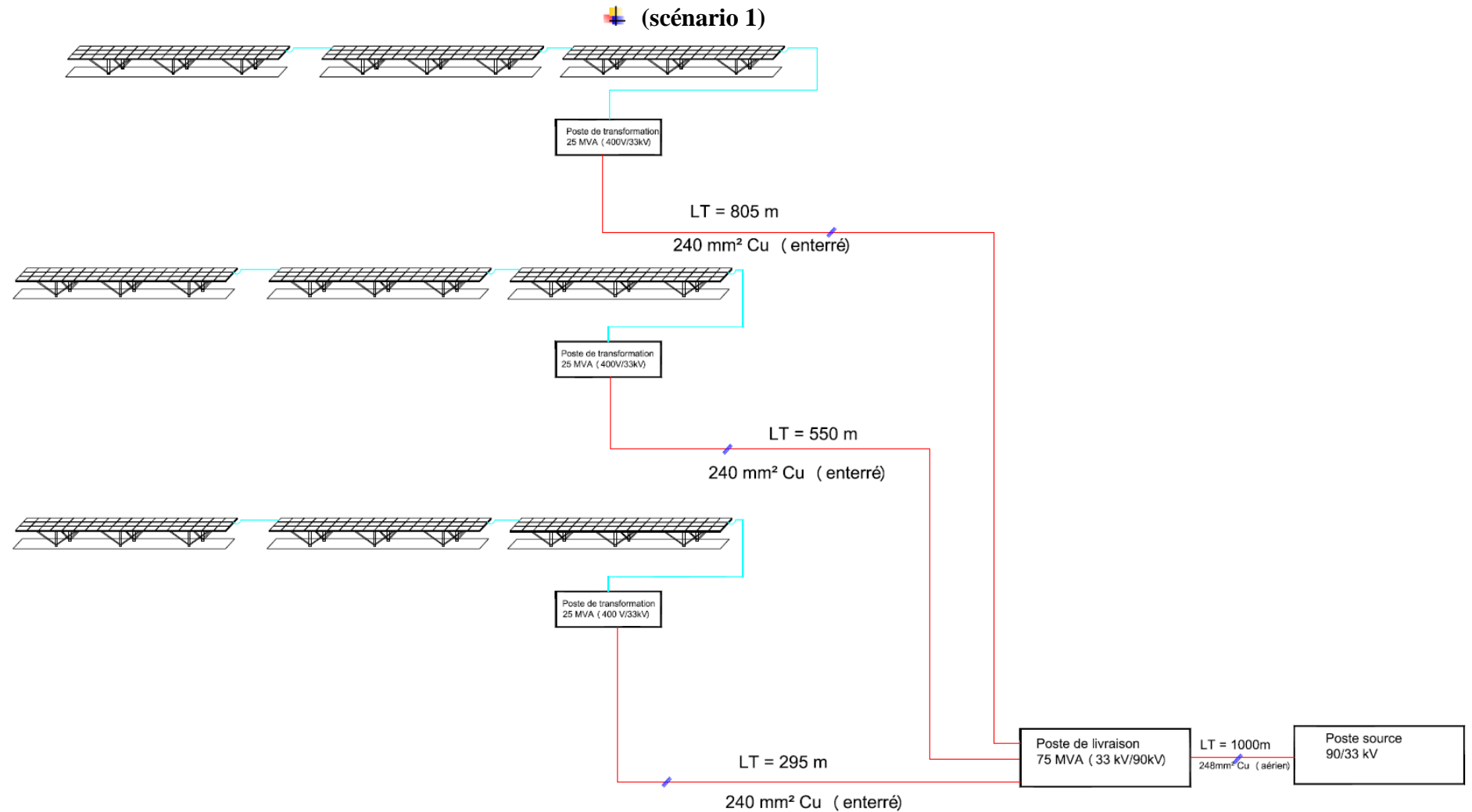
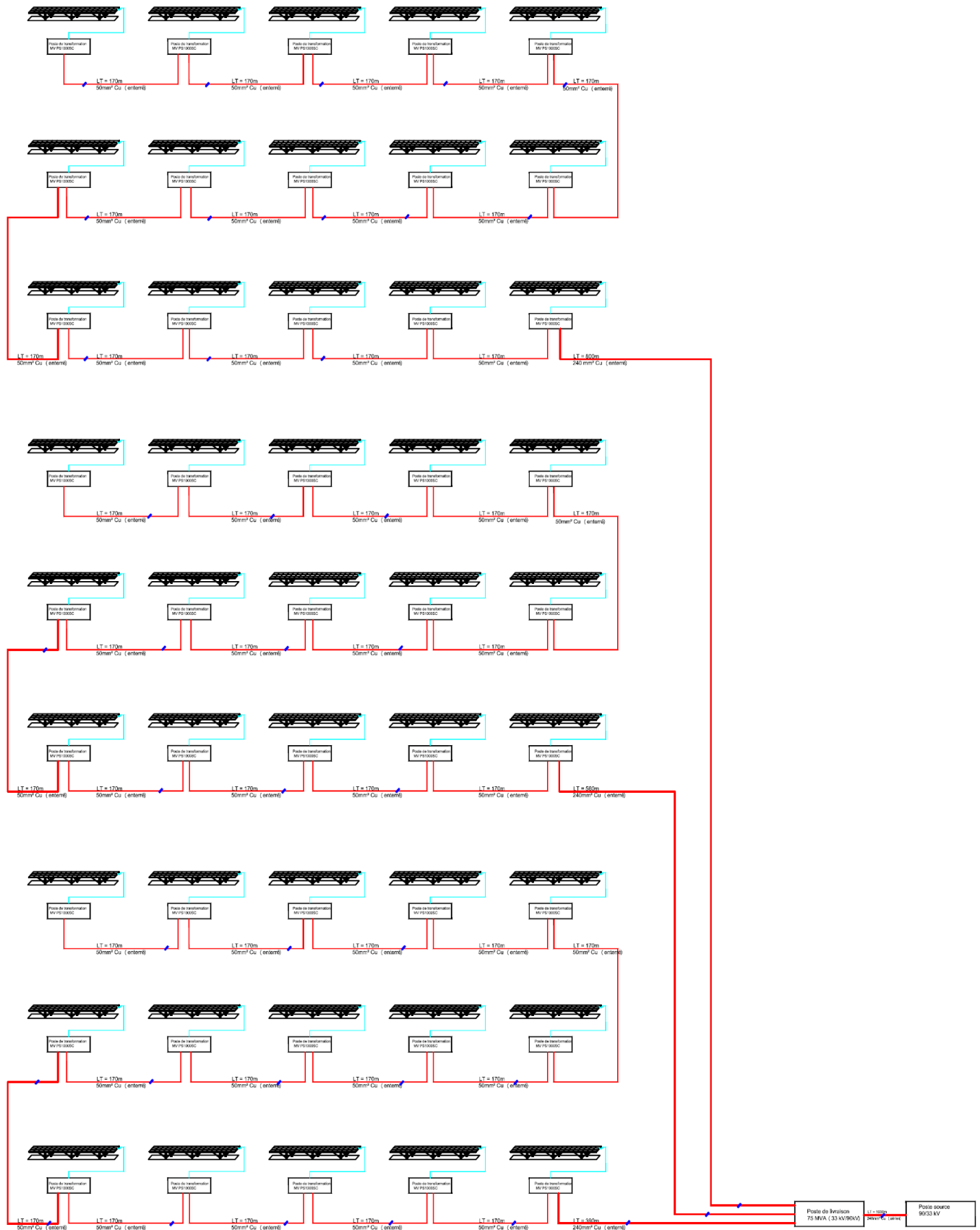


Schéma de raccordement des sous-stations au poste source



(scénario 2)



Annexe 7: Production énergétique de la centrale***+ production mensuelle année 1***

mois	Production énergétique scénario 1 (kWh)	Production énergétique scénario 2 (kWh)
Janvier	8 227 314	8 169 057
Février	7 821 310	7 760 292
Mars	8 262 319	8 182 974
Avril	7 532 475	7 455 759
Mai	7 714 708	7 637 476
Juin	7 186 949	7 127 182
Juillet	6 861 085	6 797 643
Août	6 764 326	6 704 371
Septembre	7 179 439	7 123 094
Octobre	8 104 155	8 038 553
Novembre	7 918 346	7 851 905
Décembre	7 463 237	7 399 298

✚ Performances énergétiques de la centrale sur la durée de vie du système (scénario1)

Année	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Production énergétique annuel (MWh)	90 669	90 216	89 765	89 316	88 869	88 425	87 983	87 543	87 105	86 670	86 236
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 815	1 806	1 797	1 788	1 779	1 770	1 761	1 753	1 744	1 735	1 726
Indice de performance : PR (%)	85,22	84,8	84,37	83,95	83,53	83,11	82,7	82,29	81,87	81,47	81,06

Année	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Production énergétique annuel (MWh)	85 805	85 376	84 949	84 525	84 102	83 682	83 263	82 847	82 433	82 020	81 610
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 718	1 709	1 701	1 692	1 684	1 675	1 667	1 659	1 650	1 642	1 634
Indice de performance : PR (%)	80,66	80,25	79,85	79,45	79,05	78,66	78,27	77,88	77,49	77,1	76,71

Année	23	24	25
Production énergétique annuel (MWh)	81 202	80 796	80 392
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 626	1 618	1 609
Indice de performance : PR (%)	76,33	75,95	75,57

✚ Performances énergétique de la centrale sur la durée de vie du système (scénario 2)

Année	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Rendement énergétique annuel (MWh)	89 817	89 367	88 921	88 476	88 034	87 593	87 156	86 720	86 286	85 855	85 425
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 795	1 786	1 777	1 768	1 760	1 751	1 742	1 733	1 725	1 716	1 707
Indice de performance : PR (%)	82,63	82,21	81,8	81,4	81	80,59	80,18	79,79	79,38	79	78,6

Année	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Rendement énergétique annuel (MWh)	84 998	84 573	84 150	83 730	83 311	82 894	82 480	82 068	81 657	81 249	80 843
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 699	1 690	1 682	1 674	1 665	1 657	1 649	1 640	1 632	1 624	1 616
Indice de performance : PR (%)	78,19	77,8	77,42	77,03	76,65	76,26	75,88	75,5	75,12	74,75	74,38

Année	23	24	25
Rendement énergétique annuel (MWh)	80 439	80 036	79 636
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kWc)	1 608	1 600	1 592
Indice de performance : PR (%)	74	73,93	73,27

Annexe 8: Rôle des équipements et étapes de monitoring

Equipements	Rôle
Flashview	Logiciel PC pour la présentation professionnelle de l'installation
Sunny explorer	Logiciel PC pour l'administration des installations PV et visualisation des données de l'installation
SMA cluster controller	Equipement de surveillance et pilotage professionnel pour grandes PV décentralisées
Sunny webbox	Enregistreur de données qui interroge, enregistre et transmet les données de l'onduleur
Sunny SensorBox	Equipement d'analyse en permanence des performances du générateur : elle est directement installée sur les panneaux et mesure le rayonnement solaire et la température des panneaux.

L'installation du monitoring est réalisée suivant les étapes citées ci-dessous :

- Installation des cartes d'interface RS485 : elles permettent la connexion des onduleurs entre eux.
- Liaison par RS485 des onduleurs à la Webbox : cette étape permet à la Webbox de collecter directement les informations fournies par les onduleurs.
- Connexion de la Webbox et de l'afficheur au switch où sont déjà reliés les ordinateurs du bureau de control.
- Configuration des adresses IP de l'afficheur et de la Webbox pour permettre la connexion au réseau.

Des voyants présents sur la Webbox permettent de vérifier le bon fonctionnement de la transmission des données.

Les données sont transmises via internet à la page web de visualisation et d'archivage des données de l'installation appelée Sunny Portal. Ainsi, il est possible depuis le site internet <https://www.sunnyportal.com> de consulter les données de la centrale PV notamment par des graphiques qui représentent les données fournies par les onduleurs. De plus, la configuration permet d'être informé par email en cas de divergence ou lors d'une perte de communication entre la Webbox et le Sunny Portal. L'afficheur (flashview) permet de retranscrire la puissance instantanée de la centrale, la puissance totale depuis la mise en service et la quantité de dioxyde de carbone (CO₂) épargnée.

Le Sunny Matrix affiche les données transmises par la Sunny WebBox via l'interface Ethernet, soit via le réseau local soit via Internet, de n'importe quel endroit du monde.

Par la présence d'une Sunny SensorBox, les données météo locales peuvent être également affichées. Les nombreuses possibilités de personnalisation font du Sunny Matrix le tableau d'affichage idéal pour présenter les performances de votre installation.

En combinaison avec la Sunny WebBox et le Sunny Portal, la **Sunny SensorBox** fournit un comparatif continu entre les valeurs théoriques et réelles de puissance de l'installation. La Sunny SensorBox facilite la détection des ombres portées, l'encrassement des panneaux ou toute réduction progressive de puissance du côté générateur.

Annexe 9: Inventaire des équipements DC/AC

✚ Récapitulatif des équipements DC (scénario 1)

équipements	caractéristique	Quantité	Constructeur
Panneaux solaires	E20 SPR-327NE-WHT-D	152760	SunPower
Connectiques	Type MC4 simple (1xmale/1xfemelle) à sertir pour câble	134 670	SMK
	Type MC4 simple (1xmale/1xfemelle) à embase pour coffret	36 180	
Câbles solaires ELECSUN PV1000F	4mm ²	159 795 m	PLASTELEC
	6mm ²	14 070 m	
Outils de fixation des panneaux	Vis antivol inox A2 tête fraisée six pans creux inviolable avec téton central embout inclus dimension 4x12 mm	763 800	
Chemins de câble	Fil performa, support pour chemin vertical.	353 760 m	tolmega
Fusibles	gG taille 10x38, 1000V-20A	18090	Legrand
Interrupteurs sectionneurs	Interrupteur sectionneur Legrand, 800VDC, 32A, 2P, catégorie DC 21B	4020	
Porte fusible	Catégorie DC20B, 2P, pour fusible 10x38, 1000V-20A	18090	
Parafoudre DC	TYPE 2, 32A-1000V. 2P 15 kA	4020	
Coffret DC	Coffret DC 1000V 50A	4020	
Support de montage des panneaux	L=9m, l=8m. charge à supporter 750kg	2010	Unifix
	L=10m, l= 6m. charge à supporter 670kg	2010	

✚ Récapitulatif des équipements AC (scénario 1)

équipements	caractéristique	Quantité	Constructeur
Câble triphasé U1000R2V	5G50 mm ² (BT)	402 000 m	Nexan
	5G70 mm ² (BT)	6 300 m	
	5G 240 mm ² (HTA)	1 650 m	Siprelec
	5G248 mm ² (HTB)	1 000 m	
Interrupteur sectionneur	Interrupteur sectionneur Basse tension à fusible SENTRON 3NP 690 V-680 A, pdc 3kA, Catégorie A	2010	Siemens
Parafoudre	Type 2, courant de décharge = 40kA, 2P	2010	Legrand
DDR	NG125N, 3P+N 40A, courbe C pdc=25kA + bloc vigi NG125 Type AC Instantanée, I Δ n = 300 In mA	2010	Legrand
coffret	TGBT 400 kW pour 16 onduleurs de 25 kW	125	
onduleurs	STP 25000 TL-30	2010	SMA
Transformateurs	Power 25 MVA	3	
Caméras de surveillance	Infrarouge HD 720P grand angle	14	
Coffrets anti intrusion	Legrand LEG01196	14	Legrand
Flashview		5	SMA
Sunny explorer			
SMA cluster controller		27	
Sunny webbox			
Sunny SensorBox		2	

✚ Récapitulatif des équipements DC (scénario 2)

équipements	caractéristique	Quantité	Constructeur
Panneaux solaires	E20 SPR-327NE-WHT-D	153 000	SunPower
Support de montage des panneaux	L=12m, l=9m. charge à supporter 1 302 kg	2 376	Unifix
Outils de fixation des panneaux	Vis antivol inox A2 tête fraisée six pans creux inviolable avec téton central embout inclus dimension 4x12 mm	918 000	
Connectiques	Type MC4 simple (1xmale/1xfemelle) à sertir pour câble	137 700	SMK
	Type MC4 simple (1xmale/1xfemelle) à embase pour coffret	30 600	
Câbles solaires ELECSUN PV1000F	4 mm ²	99 450 m	PLASTELEC
	35mm ²	15 300 m	
	150mm ²	191 250 m	
Chemins de câble	Fil performa, support pour chemin vertical.	96 390	tolmega
Sunny string* Monitoring 16	Umax entre = 1000 V Imax sortie = 280 A	765	SMA

✚ Récapitulatif équipements AC (scénario 2)

équipements	caractéristique	Quantité	Constructeur
Onduleurs	MV POWER STATION 1000 SC	45	SMA
Câble AC	5G50 mm ² (MT)	22 500 m	Siprelec
	5G240 mm ² (HTA)	3 000 m	
	5G248 mm ² (HT)	1 000	
Caméras de surveillance	Infrarouge HD 720P grand angle	14	
Coffrets anti intrusion	Legrand LEG01196	14	Legrand
Sunny explorer			SMA
Sunny SensorBox		2	
Flashview		7	
power reducer box		2	

Annexe 10: Détails des Coûts d'Investissement

Coûts du Matériel

DQE équipements de la centrale solaire d'Odiénné (Scénario 1)

Désignation	Prix unitaire (FCFA)	quantité	Prix total (FCFA)
Matériel Solaire			26 943 000 000,00
Panneaux solaire Sun Power E20 SPR-327NE-WHT-D	150 000,00	154 288,00	23 143 200 000,00
Onduleur SMA STP 25000 TL-30	1 800 000,00	2 111,00	3 799 800 000,00
Système de Montage			5 010 528 000,00
Structure de montage	32 800,00	152 760,00	5 010 528 000,00
Câbles et connectiques			1 439 459 250,00
Câble 4 mm ² (DC)	260,00	159 795,00	41 546 700,00
Câble 6 mm ² (DC)	295,00	14 070,00	4 150 650,00
Câble 50 mm ² (AC)	2 340,00	402 000,00	940 680 000,00
Câble 70 mm ² (AC)	3 325,00	6 300,00	20 947 500,00
Câble 240 mm ² (HTA)	32 500,00	1 650,00	53 625 000,00
Câble 248 mm ² (HTB)	1 950 000,00	1,00	1 950 000,00
Chemin de câble	640,00	326 760,00	209 126 400,00
Connectiques pour boîtiers	980,00	36 180,00	35 456 400,00
Connectiques pour câbles	980,00	134 670,00	131 976 600,00
Outils de fixation des panneaux	20,00	763 800	15271627.24
Matériel électrique			2 828 188 600,00
transformateurs	182 000 000,00	3,00	546 000 000,00
Poste de livraison (33/90kV)	260 000 000,00	1,00	260 000 000,00
Fusibles	590,00	18 090,00	10 673 100,00
Porte fusibles	3 000,00	18 090,00	54 270 000,00
Interrupteur sectionneur DC	32 275,00	4 020,00	129 745 500,00
Parafoudre DC(Legrand)	85 000,00	4 020,00	341 700 000,00
Coffret DC50A	20 000,00	4 020,00	80 400 000,00
Coffrets AC	4 592 000,00	125,00	574 000 000,00
Interrupteurs sectionneurs AC	170 000,00	2 010,00	341 700 000,00
Parafoudre AC	240 000,00	2 010,00	482 400 000,00
Jeu de barre 400V	850 000,00	3,00	2 550 000,00
Jeu de barre 33kV	1 750 000,00	1,00	1 750 000,00
Jeu de barre 90 kV	3 000 000,00	1,00	3 000 000,00
Système de surveillance et de communication			19 760 000,00
Caméras de surveillance	40 000,00	14,00	560 000,00
Coffrets Anti intrusion	30 000,00	14,00	420 000,00
Flashview	140 000,00	5,00	700 000,00
SMA cluster controller	560 000,00	27,00	15 120 000,00
Sunny webbox	2 840 000,00	1,00	2 840 000,00
Sunny SensorBox	60 000,00	2,00	120 000,00
Sous-total 1 HT			36 240 935 850,00
TVA+Douane+Transport	0,35		12 684 327 547,50
TOTAL TTC			48 925 263 397,50

DQE équipements de la centrale solaire d'Odiénné (Scénario 2)

Désignation	Prix unitaire (FCFA)	quantité	Prix total (FCFA)
Matériel solaire			24 967 305 552,00
Panneaux solaire Sun Power E20 SPR-327NE-WHT-D	150 158,40	154 530,00	23 203 977 552,00
Onduleur <i>MV POWER STATION 1000 SC</i>	36 736 000,00	48,00	1 763 328 000,00
Système de montage			5 018 400 000,00
Structure support de montage	1 640 000,00	3 060,00	5 018 400 000,00
câbles et connectique			786 719 923,20
Câble 4 mm ² (DC)	262,40	99 450,00	26 095 680,00
Câble 35 mm ² (DC)	492,00	15 300,00	7 527 600,00
Câble 150 mm ² (DC)	721,60	191 250,00	138 006 000,00
Câble 5G50 mm ² (HTA)	13 000,00	22 500,00	292 500 000,00
Câble 5G240 mm ² (HTA)	25 000,00	3 000,00	75 000 000,00
Câble 248 mm ² (HTB)	1 950 000,00	1,00	1 950 000,00
Chemin de câble	642,88	96 390,00	61 967 203,20
Connectiques pour boîtiers	984,00	30 600,00	30 110 400,00
Connectiques pour câbles	984,00	137 700,00	135 496 800,00
Outils de fixation des panneaux	19,68	918 000,00	18 066 240,00
Matériel électrique			1 495 261 680,00
Sunny string Monitoring 16	1 608 512,00	765,00	1 230 511 680,00
Poste de livraison (33/90kV)	260 000 000,00	1,00	260 000 000,00
Jeu de barre 33kV	1 750 000,00	1,00	1 750 000,00
Jeu de barre 90kV	3 000 000,00	1,00	3 000 000,00
Système de surveillance et de communication			3 060 625,60
Caméras de surveillance	40 000,00	12,00	480 000,00
Coffrets Anti intrusion	30 000,00	12,00	360 000,00
<i>Flashview</i>	131 856,00	7,00	922 992,00
<i>power reducer box</i>	326 884,80	2,00	653 769,60
<i>Sunny SensorBox</i>	321 932,00	2,00	643 864,00
Sous-total 1 HT			32 270 747 780,80
TVA+Douane+Transport		0,35	11 294 761 723,28
TOTAL TTC			43 565 509 504,08

Détails des coûts d'acquisition de terrain

Les coûts globaux liés à l'acquisition du terrain nécessitent une étude environnementale et sociale préalable, ce qui permettra de déterminer les impacts du projet, proposer les mesures d'atténuation et élaborer un plan d'action de réinstallation qui prendra en compte la purge des droits coutumiers et le coût des diverses indemnisation. Selon le décret n° 2013-224 du 22/03/2013 tel que modifié par le décret n° 2014-25 du 22/01/2014 portant réglementation de la purge des droits coutumiers sur le sol Ivoirien pour intérêt général fixe les coûts de terrain en zone rurale à 600FCFA/ m².

Cependant, pendant la phase pratique, il peut faire l'objet de négociation avec les propriétaires terriens, mais le coût unitaire du m² ne devra pas être en dessous de 100F CFA. Pour les autres coûts, notamment, l'indemnisation des biens et des personnes impactées par le projet, les coûts seront déterminés à l'issue de l'étude d'impact environnementale et sociale. Cependant, on peut préciser que dans la région d'études, les sites sont en général occupés par les cultures et les parcs à bétail. Les principales cultures de rente sont l'anacarde et l'acajou. Le dédommagement se fera en fonction des barèmes en vigueur au ministère de l'agriculture et au ministère en charge de la production animale.

En somme, pour n'avoir pas visité et mené des enquêtes le site d'étude, les coûts du dédommagement des personnes affectées par le projet ne seront pas pris en compte dans notre étude, mais il convient de noter que pour la phase pratique de l'étude, il faudra inclure ces coûts.

+ Détails des coûts de Génie civile

AMANGEMENT DES VOIES D'ACCES ET DE CIRCULATION (SCENARIO 1)		Qté	Unité	Fourniture	
				P. Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
	1. FRAIS GENERAUX				
1.1	Installations du chantier et repli de matériels	1	Ft	1 500 000	1 500 000
	2. TERRASSEMENTS				
2.1	Implantation	1	Ft	200 000	200 000
2.2	Débroussaillage	902 836	m ²	250	225 709 000
2.3	Décapage de terre végétale sur 20 cm	891 250	m ²	1 000	891 250 000
2.4	Remblais du site	178 250	m ³	2 000	356 500 000
2.5	Couche de roulement de 30 cm d'épaisseur en graveleux latéritique	267 375	m ³	6 000	1 604 250 000
2.6	Bande coupe feu	16947	m ²	2 200	37 283 400
	TOTAL HT / HD				3 116 692 400
TVA (18%)					561 004 632
TOTAL GENERAL					3 677 697 032

CONSTRUCTION ET AMENAGEMENT DES LOCAUX (SCENARIO 1)		Qté	Unité	Fourniture	
				P. Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
1. CLOTURE					
1.1	Béton de propreté	4	m3	53 000	212 000
1.2	Béton	15	kg	80 000	1 200 000
1.3	Aciers HA	1 500,00	m3	1 200	1 800 000
1.4	Coffrage	150	m²	3 700	555 000
1.5	<u>MACONNERIE</u>				
1.6	Agglos 15 pleins	120	m²	10 500	1 260 000
1.7	Chainage bas				
1.8	Béton	4	m3	80 000	320 000
1.9	Coffrage	60	m²	3 500	210 000
1.10	Aciers HA	400	kg	1 200	480 000
1.11	Mur en maçonnerie	270	m²	11 000	2 970 000
1.12	Enduits sur maçonnerie	540	m²	3 000	1 620 000
1.13	Peinture sur maçonnerie et sous dalle	540	m²	1 700	918 000
1.14	Raidisseurs				
1.15	Béton	3,2112	m3	80 000	256 896
1.16	Coffrage	50	m²	3 500	175 000
1.17	Aciers HA	170	kg	1 200	204 000
SOUS TOTAL					12 180 896
2. EQUIPEMENTS BARBELES					
2.1					
SOUS TOTAL					5 000 000
3. BATIMENT DE STOCKAGE DU MATERIEL					
3.1	Fouille en rigole	8	m3	2 000	16 000
3.2	Béton de propreté	1	m3	53 000	53 000
3.3	Remblais des fouilles	6,32	m3	2 000	12 640
3.4	<u>Maçonnerie</u>				
3.5	Agglos 15 pleins	20	m²	10 500	210 000
3.6	Chainage bas et haut				
3.7	Béton	5	m3	80 000	400 000
3.8	raidisseur	5	m3	83 000	415 000
3.9	Remblais	16	m²	2 000	32 000
3.10	Coffrage	20	m²	3 500	70 000
3.11	Aciers HA	100	kg	1 200	120 000
3.12	Dallage	2,4	m3	7 500	18 000
3.13	Chappe dure	16	m²	1 600	25 600
3.14	Mur en maçonnerie	26	m²	8 500	221 000
3.15	Enduits sur maçonnerie	60	m²	3 000	180 000

3.16	Peinture sur maçonnerie	60	m ²	1 200	72 000
3.17	Couverture				
3.18	Tôle bac alu et charpente bois	30	m ²	9 000	270 000
3.19	Portails	1	Nbr	90 000	90 000
	SOUS TOTAL				2 205 240
	3. BATIMENT POUR LE PERSONNEL				
4.1	Fouille en rigole	40	m ³	2 000	80 000
4.2	Béton de propreté	5	m ³	53 000	265 000
4.3	Remblais des fouilles	24,6	m ³	2 500	61 500
4.4	<u>Maçonnerie</u>				
4.5	Agglos 15 pleins	50	m ²	10 500	525 000
4.6	Chainage bas et haut				
4.7	Béton	4	m ³	80 000	320 000
4.8	raidisseur	2	m ³	83 000	166 000
4.9	Remblais	100	m ²	2 000	200 000
4.10	Coffrage	20	m ²	3 500	70 000
4.11	Aciers HA	275	kg	1 200	330 000
4.12	Dallage	9,9	m ³	7 500	74 250
4.13	Chappe dure	100	m ²	1 600	160 000
4.14	Mur en maçonnerie	182	m ²	8 500	1 547 000
4.15	Claustras	18	m ²	10 800	194 400
4.16	Enduits sur maçonnerie	400	m ²	3 000	1 200 000
4.17	Peinture sur maçonnerie	400	m ²	1 100	440 000
4.18	Toilette				
4.19	Sanitaires	1	Ft	180 000	180 000
4.20	Fosse septique et puits perdu	1	Ft	1 200 000	1 200 000
4.21	Couverture				
4.22	Tôle bac alu et charpente bois	110	m ²	9 000	990 000
4.23	Portails	4	Nbr	85 000	340 000
	SOUS TOTAL				7 936 650
TOTAL HT					42 115 422
TVA (18%)					7 580 776
TOTAL GENERAL CONSTRUCTION ET AMENAGEMENT					49 696 198

AMANGEMENT DES VOIES D'ACCES ET DE CIRCULATION (SCENARIO 2)		Qté	Unité	Fourniture	
				P. Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
	1. FRAIS GENERAUX				
1.1	Installations du chantier et repli de matériels	1	Ft	1 500 000	1 500 000
	2. TERRASSEMENTS				
2.1	Implantation	1	Ft	200 000	200 000
2.2	Débroussaillage	811 376	m ²	250	202 844 000
2.3	Décapage de terre végétale sur 20 cm	800 000	m ²	1 000	800 000 000
2.4	Remblais du site	160 000	m ³	2 000	320 000 000
2.5	Couche de roulement de 30 cm d'épaisseur en graveleux latéritique	240 000	m ³	6 000	1 440 000 000
2.6	Bande coupe feu	16902	m ²	2 200	37 184 400
	TOTAL HT / HD				2 801 728 400
TVA (18%)					504 311 112
TOTAL GENERAL					3 306 039 512

CONSTRUCTION ET AMENAGEMENT DES LOCAUX (SCENARIO 2)		Qté	Unité	Fourniture	
				P. Unitaire (FCFA)	Montant (FCFA)
1. CLOTURE					
1.1	Béton de propreté	4	m3	53 000	212 000
1.2	Béton	15	kg	80 000	1 200 000
1.3	Aciers HA	1 500,00	m3	1 200	1 800 000
1.4	Coffrage	150	m ²	3 700	555 000
1.5	<u>MACONNERIE</u>				
1.6	Agglos 15 pleins	120	m ²	10 500	1 260 000
1.7	Chainage bas				
1.8	Béton	4	m3	80 000	320 000
1.9	Coffrage	60	m ²	3 500	210 000
1.10	Aciers HA	400	kg	1 200	480 000
1.11	Mur en maçonnerie	270	m ²	11 000	2 970 000
1.12	Enduits sur maçonnerie	540	m ²	3 000	1 620 000
1.13	Peinture sur maçonnerie et sous dalle	540	m ²	1 700	918 000
1.14	Raidisseurs				
1.15	Béton	3,2112	m3	80 000	256 896
1.16	Coffrage	50	m ²	3 500	175 000
1.17	Aciers HA	170	kg	1 200	204 000
SOUS TOTAL					12 180 896
2. EQUIPEMENTS BARBELES					
2.1					
SOUS TOTAL					5 000 000
3. BATIMENT DE STOCKAGE DU MATERIEL					
3.1	Fouille en rigole	8	m3	2 000	16 000
3.2	Béton de propreté	1	m3	53 000	53 000
3.3	Remblais des fouilles	6,32	m3	2 000	12 640
3.4	<u>Maçonnerie</u>				
3.5	Agglos 15 pleins	20	m ²	10 500	210 000
3.6	Chainage bas et haut				
3.7	Béton	5	m3	80 000	400 000
3.8	raidisseur	5	m3	83 000	415 000
3.9	Remblais	16	m ²	2 000	32 000
3.10	Coffrage	20	m ²	3 500	70 000
3.11	Aciers HA	100	kg	1 200	120 000
3.12	Dallage	2,4	m3	7 500	18 000
3.13	Chappe dure	16	m ²	1 600	25 600
3.14	Mur en maçonnerie	26	m ²	8 500	221 000
3.15	Enduits sur maçonnerie	60	m ²	3 000	180 000

3.16	Peinture sur maçonnerie	60	m ²	1 200	72 000
3.17	Couverture				
3.18	Tôle bac alu et charpente bois	30	m ²	9 000	270 000
3.19	Portails	1	Nbr	90 000	90 000
	SOUS TOTAL				2 205 240
	4.LOCAL TECHNIQUE POUR POSTE DE TRANSFORMATION	4		2000000	8 000 000
	3. BATIMENT POUR LE PERSONNEL				
4.1	Fouille en rigole	40	m ³	2 000	80 000
4.2	Béton de propreté	5	m ³	53 000	265 000
4.3	Remblais des fouilles	24,6	m ³	2 500	61 500
4.4	<u>Maçonnerie</u>				
4.5	Agglos 15 pleins	50	m ²	10 500	525 000
4.6	Chainage bas et haut				
4.7	Béton	4	m ³	80 000	320 000
4.8	raidisseur	2	m ³	83 000	166 000
4.9	Remblais	100	m ²	2 000	200 000
4.10	Coffrage	20	m ²	3 500	70 000
4.11	Aciers HA	275	kg	1 200	330 000
4.12	Dallage	9,9	m ³	7 500	74 250
4.13	Chappe dure	100	m ²	1 600	160 000
4.14	Mur en maçonnerie	182	m ²	8 500	1 547 000
4.15	Claustras	18	m ²	10 800	194 400
4.16	Enduits sur maçonnerie	400	m ²	3 000	1 200 000
4.17	Peinture sur maçonnerie	400	m ²	1 100	440 000
4.18	Toilette				
4.19	Sanitaires	1	Ft	180 000	180 000
4.20	Fosse septique et puits perdu	1	Ft	1 200 000	1 200 000
4.21	Couverture				
4.22	Tôle bac alu et charpente bois	110	m ²	9 000	990 000
4.23	Portails	4	Nbr	85 000	340 000
4.24					
	SOUS TOTAL				7 936 650
TOTAL HT					50 115 422
TVA (18%)					9 020 776
TOTAL GENERAL CONSTRUCTION ET AMENAGEMENT					59 136 198

Annexe 11: Calcul du LCOE

✚ Scénario 1

System Inputs		Input Description	Year	Production (kWh)	Direct Purchase Cost (\$)	O&M Cost (\$)	PPA Escalator (%)	PPA Rate (\$/kWh)	PPA Cost (\$)
System Size (kW-DC)	50000	<i>(Please insert the aggregate system size for a site)</i>	0		\$ 65 292 500 000		-		
1st-Year Production (kWh)	90 669 000	<i>(Please insert the aggregate forecasted system production at a site)</i>	1	90 669 000		\$ 1 460 250 000		\$ 70,0000	\$ 6 346 830 000
Annual Degradation	0,50%	<i>(Please insert the expected system yearly performance degradation)</i>	2	90 215 655		\$ 1 489 455 000	2%	\$ 71,4000	\$ 6 441 397 767
			3	89 764 577		\$ 1 519 244 100	2%	\$ 72,8280	\$ 6 537 374 594
			4	89 315 754		\$ 1 549 628 982	2%	\$ 74,2846	\$ 6 634 781 475
Direct Purchase Inputs									
Cost (\$/W)	\$ 1 305,850	<i>(Please insert total system cost per Watt. If not available, use the formula: Cost (\$/W) = (Total-system-cost/Total-system-size-in-watts)</i>	5	88 869 175		\$ 1 580 621 562	2%	\$ 75,7703	\$ 6 733 639 719
Initial Rebate/Incentive	\$ -	<i>(Please insert the total value of rebates/incentives received within the first year)</i>	6	88 424 829		\$ 1 612 233 993	2%	\$ 77,2857	\$ 6 833 970 951
O&M Cost (\$/kW)	\$ 29 205,00	<i>(Please insert the per kW O&M cost. If not available, use the formula: O&M Cost (\$/kW) = (1st-year-O&M-Cost/Total-system-size-in-kW)</i>	7	87 982 705		\$ 1 644 478 673	2%	\$ 78,8314	\$ 6 935 797 118
O&M Escalator (%)	2%	<i>(Please insert the expected yearly escalation)</i>	8	87 542 792		\$ 1 677 368 246	2%	\$ 80,4080	\$ 7 039 140 495
			9	87 105 078		\$ 1 710 915 611	2%	\$ 82,0162	\$ 7 144 023 689
			10	86 669 552		\$ 1 745 133 923	2%	\$ 83,6565	\$ 7 250 469 642
PPA Inputs									
PPA Rate (\$/kWh)	\$ 70,00000	<i>(Please insert the per kWh PPA Rate. If not available, use the formula: PPA Rate (\$/kWh) = (1st-year-PPA-Cost/1st-year-system-prduction)</i>	11	86 236 204		\$ 1 780 036 602	2%	\$ 85,3296	\$ 7 358 501 639
PPA Escalator	2,00%	<i>(Please insert the expected yearly escalation. If not uniform, manually insert yearly escalation in Column I)</i>	12	85 805 023		\$ 1 815 637 334	2%	\$ 87,0362	\$ 7 468 143 314
			13	85 375 998		\$ 1 851 950 081	2%	\$ 88,7769	\$ 7 579 418 649
			14	84 949 118		\$ 1 888 989 082	2%	\$ 90,5525	\$ 7 692 351 987
			15	84 524 373		\$ 1 926 768 864	2%	\$ 92,3635	\$ 7 806 968 031
LCOE Outputs*									
Direct Purchase									
* Compare to expected utility costs over the next 20 years			16	84 101 751		\$ 1 965 304 241	2%	\$ 94,2108	\$ 7 923 291 855
20 Year	\$ 58,25773		17	83 681 242		\$ 2 004 610 326	2%	\$ 96,0950	\$ 8 041 348 904
25 Year	\$ 52,46981		18	83 262 836		\$ 2 044 702 532	2%	\$ 98,0169	\$ 8 161 165 002
			19	82 846 522		\$ 2 085 596 583	2%	\$ 99,9772	\$ 8 282 766 361
PPA									
* Compare to expected utility costs over the next 20 years			20	82 432 289		\$ 2 127 308 515	2%	\$ 101,9768	\$ 8 406 179 580
20 Year	\$ 84,76108		21	82 020 128		\$ 2 169 854 685	2%	\$ 104,0163	\$ 8 531 431 655
25 Year	\$ 89,22440		22	81 610 027		\$ 2 213 251 779	2%	\$ 106,0966	\$ 8 658 549 987
			23	81 201 977		\$ 2 257 516 814	2%	\$ 108,2186	\$ 8 787 562 382
			24	80 795 967		\$ 2 302 667 151	2%	\$ 110,3829	\$ 8 918 497 061
			25	80 391 987		\$ 2 348 720 494	2%	\$ 112,5906	\$ 9 051 382 668
*Undiscounted Analysis									
			Total	2 135 794 558	\$ 65 292 500 000	\$ 46 772 245 171			\$ 190 564 984 526

Considérer \$= FCFA

Scénario 2

		LCOE Calculator							
System Inputs		Input Description	Year	Production (kWh)	Direct Purchase Cost (\$)	O&M Cost (\$)	PPA Escalator (%)	PPA Rate (\$/kWh)	PPA Cost (\$)
System Size (kW-DC)	50000	<i>(Please insert the aggregate system size for a site)</i>	0		\$ 57 960 000 000		-		
1st-Year Production (kWh)	89 817 000	<i>(Please insert the aggregate forecasted system production at a site)</i>	1	89 817 000		\$ 1 370 099 500		\$ 70,0000	\$ 6 287 190 000
Annual Degradation	0,50%	<i>(Please insert the expected system yearly performance degradation)</i>	2	89 367 915		\$ 1 397 501 490	2%	\$ 71,4000	\$ 6 380 869 131
			3	88 921 075		\$ 1 425 451 520	2%	\$ 72,8280	\$ 6 475 944 081
			4	88 476 470		\$ 1 453 960 550	2%	\$ 74,2846	\$ 6 572 435 648
Direct Purchase Inputs									
Cost (\$/W)	\$ 1 159,200	<i>(Please insert total system cost per Watt. If not available, use the formula: Cost (\$/W) = (Total-system-cost/Total-system-size-in-watts)</i>	5	88 034 088		\$ 1 483 039 761	2%	\$ 75,7703	\$ 6 670 364 939
Initial Rebate/Incentive	\$ -	<i>(Please insert the total value of rebates/incentives received within the first year)</i>	6	87 593 917		\$ 1 512 700 556	2%	\$ 77,2857	\$ 6 769 753 377
O&M Cost (\$/kW)	\$ 27 401,99	<i>(Please insert the per kW O&M cost. If not available, use the formula: O&M Cost (\$/kW) = (1st-year-O&M-Cost/Total-system-size-in-kW)</i>	7	87 155 948		\$ 1 542 954 568	2%	\$ 78,8314	\$ 6 870 622 702
O&M Escalator (%)	2%	<i>(Please insert the expected yearly escalation)</i>	8	86 720 168		\$ 1 573 813 659	2%	\$ 80,4080	\$ 6 972 994 980
			9	86 286 567		\$ 1 605 289 932	2%	\$ 82,0162	\$ 7 076 892 605
PPA Inputs			10	85 855 134		\$ 1 637 395 731	2%	\$ 83,6565	\$ 7 182 338 305
PPA Rate (\$/kWh)	\$ 70,00000	<i>(Please insert the per kWh PPA Rate. If not available, use the formula: PPA Rate (\$/kWh) = (1st-year-PPA-Cost/1st-year-system-prduction)</i>	11	85 425 859		\$ 1 670 143 645	2%	\$ 85,3296	\$ 7 289 355 146
PPA Escalator	2,00%	<i>(Please insert the expected yearly escalation. If not uniform, manually insert yearly escalation in Column I)</i>	12	84 998 729		\$ 1 703 546 518	2%	\$ 87,0362	\$ 7 397 966 538
			13	84 573 736		\$ 1 737 617 449	2%	\$ 88,7769	\$ 7 508 196 239
			14	84 150 867		\$ 1 772 369 798	2%	\$ 90,5525	\$ 7 620 068 363
LCOE Outputs*			15	83 730 113		\$ 1 807 817 194	2%	\$ 92,3635	\$ 7 733 607 382
Direct Purchase		<i>* Compare to expected utility costs over the next 20 years</i>	16	83 311 462		\$ 1 843 973 537	2%	\$ 94,2108	\$ 7 848 838 132
20 Year	\$ 53,25284		17	82 894 905		\$ 1 880 853 008	2%	\$ 96,0950	\$ 7 965 785 820
25 Year	\$ 48,13702		18	82 480 430		\$ 1 918 470 068	2%	\$ 98,0169	\$ 8 084 476 028
			19	82 068 028		\$ 1 956 839 470	2%	\$ 99,9772	\$ 8 204 934 721
PPA		<i>* Compare to expected utility costs over the next 20 years</i>	20	81 657 688		\$ 1 995 976 259	2%	\$ 101,9768	\$ 8 327 188 249
20 Year	\$ 84,76108		21	81 249 400		\$ 2 035 895 784	2%	\$ 104,0163	\$ 8 451 263 354
25 Year	\$ 89,22440		22	80 843 153		\$ 2 076 613 700	2%	\$ 106,0966	\$ 8 577 187 178
			23	80 438 937		\$ 2 118 145 974	2%	\$ 108,2186	\$ 8 704 987 266
<i>*Undiscounted Analysis</i>			24	80 036 742		\$ 2 160 508 893	2%	\$ 110,3829	\$ 8 834 691 577
			25	79 636 558		\$ 2 203 719 071	2%	\$ 112,5906	\$ 8 966 328 481
			Total	2 115 724 888		\$ 57 960 000 000			\$ 188 774 280 241

Annexe 12: Pour aller plus loin**12.1. Evolution de la durée d'amortissement en fonction des tarifs de rachat : cas financement 100% propre**

Plusieurs simulations donnant différents tarifs de rachat de l'électricité ont été faites afin d'estimer l'évolution du temps de retour sur investissement en fonction du coût du kWh.

(L'annexe 13 présente le tableau de l'analyse de rentabilité pour toutes ces simulations)

La figure 21 donne l'évolution de la durée d'amortissement en fonction du prix du kWh

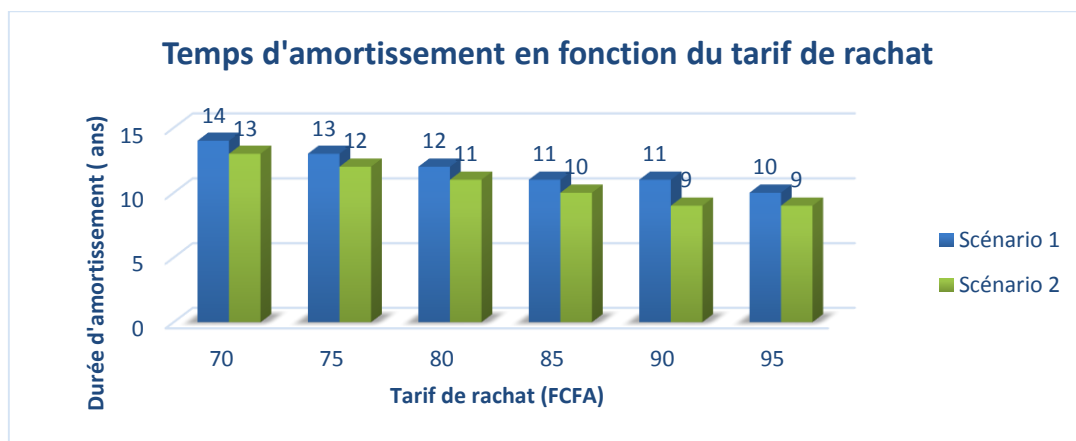


Figure 21: Evolution de la durée d'amortissement en fonction du prix du kWh (Financement propre 100%)

La figure 21 montre que pour un tarif de rachat élevé, le temps de retour sur investissement est bas. L'investisseur devra donc négocier un tarif de rachat un peu plus élevé

12.2. Evolution de la durée d'amortissement en fonction des tarifs de rachat : cas emprunt bancaire.

De tels projets sont en général financés par des institutions et organismes, notamment, le fond vert à un taux d'intérêt allant de 5 à 7% et pour un temps de remboursement allant de 15 à 20 ans. Nous étudierons par la suite 2 hypothèses :

- taux d'intérêt est 5 % et la durée de remboursement de 15 ans (Hypothèse 1)
- taux d'intérêt est 7 % et la durée de remboursement de 20 ans (Hypothèse 2).

Les résultats de l'analyse pour les 2 scénarii sont donnés dans le tableau 23.

Tableau 23: Résultats de l'analyse de la durée d'amortissement en fonction des hypothèses 1&2 pour différents tarifs de rachat de l'électricité

	Scénario 1		Scénario 2	
	Durée d'amortissement (an)		Durée d'amortissement (an)	
Prix de rachat du kWh (FCFA)	Hypothèse 1	Hypothèse 2	Hypothèse 1	Hypothèse 2
70	18	23	16	21
75	16	21	15	19
80	16	20	14	17
85	14	18	13	16
90	13	17	12	15
95	13	16	11	14

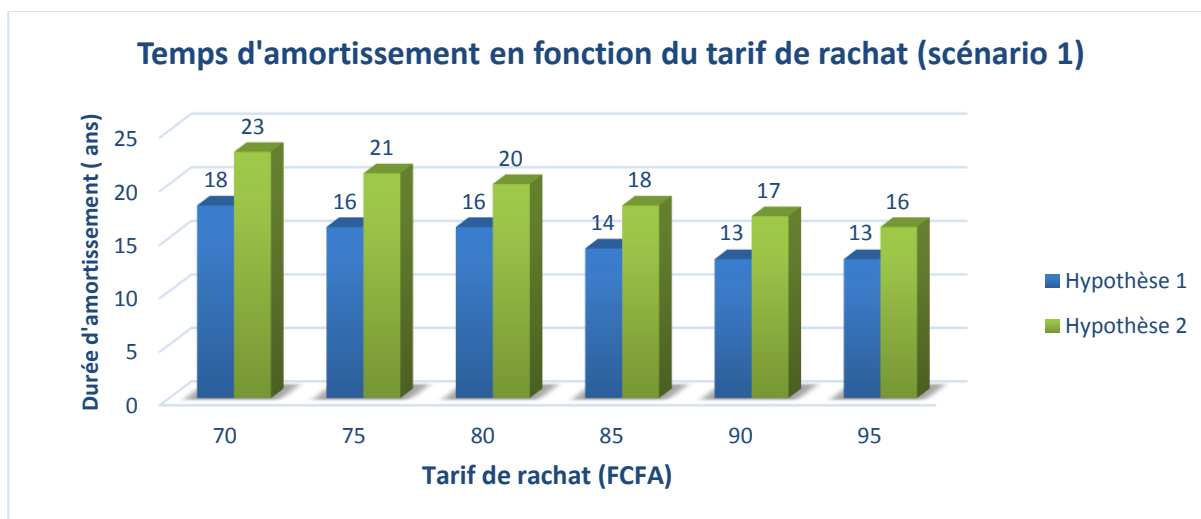


Figure 22: Durée d'amortissement en fonction de la durée de remboursement de la dette (scénario 1)

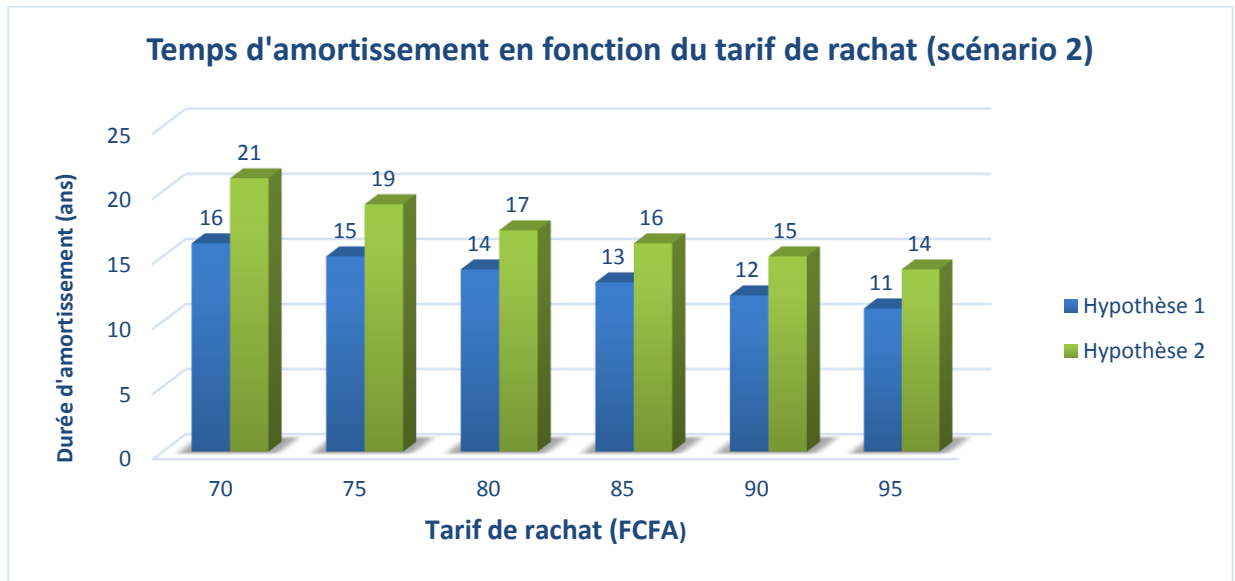


Figure 23: Durée d'amortissement en fonction de la durée de remboursement de la dette (scénario 2)

L'Analyse des figures 22 et 23 montrent que, l'investisseur devra négocier un tarif de rachat de l'électricité le plus élevé possible et quel que soit l'emprunt, une durée de remboursement la plus courte possible afin d'amortir son prêt dans un temps relativement court.

Annexe 13: Analyse de rentabilité

✚ Scénario 1

Tarif de rachat (FCFA/kWh)	70	75	80	85	90	95
Revenu global	193 736 090 818	207 574 383 019	221 412 675 220	235 250 967 422	249 089 259 623	262 927 551 824
Coûts d'exploitation	- 46 771 854 417	- 46 771 854 417	- 46 771 854 417	- 46 771 854 417	- 46 771 854 417	- 46 771 854 417
Amortissements	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263
RESULTAT D'EXPLOITATION (EBIT)	81 671 350 138	95 509 642 339	109 347 934 541	123 186 226 742	137 024 518 943	150 862 811 144
RESULTAT AVANT IMPOT	81 671 350 138	95 509 642 339	109 347 934 541	123 186 226 742	137 024 518 943	150 862 811 144
Taxe professionnelle	0	0	0	0	0	0
RESULTAT NET (APRES IMPOT)	81 671 350 138	95 509 642 339	109 347 934 541	123 186 226 742	137 024 518 943	150 862 811 144
Flux net de trésorerie société	146 964 236 138	160 802 528 602	174 640 820 803	188 479 113 004	202 317 405 206	216 155 697 407
Coût d'investissement	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263	- 65 292 886 263
Cash-flow	81 671 350 138	95 509 642 339	109 347 934 541	123 186 226 742	137 024 518 943	150 862 811 144
Actualisation	47 930 182 282	58 573 983 047	69 217 783 812	79 861 584 578	90 505 385 343	101 149 186 108
NPV (valeur actuelle nette)	47 930 182 282	58 573 983 047	69 217 783 812	79 861 584 578	90 505 385 343	101 149 186 108
Taux Interne de Rentabilité du projet(%)	7.03	7.99	8.92	9.81	10,68	11,63
Retour sur investissement	14	13	12	11	11	10

 Scénario 2

Tarif de rachat (FCFA/kWh)	70	75	80	85	90	95
Revenu global	191 586 033 364	205 270 750 033	218 955 466 702	232 640 183 371	246 324 900 040	260 009 616 708
Coûts d'exploitation	-43 884 683 751	-43 884 683 751	-43 884 683 751	-43 884 683 751	-43 884 683 751	-43 884 683 751
Amortissements	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204
RESULTAT D'EXPLOITATION (EBIT)	89 741 318 410	103 426 035 078	117 110 751 747	130 795 468 416	144 480 185 085	158 164 901 754
RESULTAT AVANT IMPOT	89 741 318 410	103 426 035 078	117 110 751 747	130 795 468 416	144 480 185 085	158 164 901 754
Taxe professionnelle	0	0	0	0	0	0
RESULTAT NET (APRES IMPOT)	89 741 318 410	103 426 035 078	117 110 751 747	130 795 468 416	144 480 185 085	158 164 901 754
Flux net de trésorerie société	147 701 349 614	161 386 066 282	176 171 061 678	188 755 499 620	202 440 216 289	216 124 932 958
Coût d'investissement	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204	- 57 960 031 204
Cash-flow	89 741 318 410	103 426 035 078	117 110 751 747	130 795 468 416	144 480 185 085	158 164 901 754
Actualisation	55 818 591 178	66 344 268 453	76 869 945 728	87 395 623 004	97 921 300 279	108 446 977 554
NPV (valeur actuelle nette)	55 818 591 178	66 344 268 453	76 869 945 728	87 395 623 004	97 921 300 279	108 446 977 554
Taux Interne de Rentabilité du projet(%)	8.37	9.39	10.37	11.32	12.25	13.16
Retour sur investissement	13	12	11	10	09	09

Annexe 14: Etudes d'impacts environnementaux et sociaux du projet

La faisabilité technico-économique ne suffit pas à justifier la réalisation des projets, il faudrait en plus avoir un grand regard sur les impacts environnementaux et sociaux. Les énergies solaires photovoltaïques sont réputées de silencieuses, c'est à dire à faible pollution.

L'étude consistera à identifier, analyser et évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet sur l'écosystème en présence. Pour ce faire, les sources d'impact inhérentes au projet sont identifiées ainsi que les différentes composantes environnementales d'intérêt économiques et éco systémiques potentiels de la zone d'étude. Puis à partir de la méthodologie d'évaluation des impacts, classer les impacts potentiels positifs ou négatifs qui ont un effet direct ou indirect sur les composantes de l'environnement présents dans le cadrage de la zone du projet.

14.1. Cadre réglementaire et politique

La Côte d'Ivoire dispose d'une réglementation cohérente et complète en matière de grands projets et d'environnement. Les principaux textes : (i) la loi n° 96-766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'Environnement constitue le texte de base en matière de gestion et de protection environnementale en Côte d'Ivoire, (ii) le Décret n° 96-894 du 8 novembre 1996, déterminant les règles et procédures applicables aux études relatives à l'impact environnemental des projets de développement, (iii) les décrets du 29 août 1933 et du 8 février 1949 relatifs à l'expropriation pour cause d'utilité publique ,l'arrêté n°028 du 12 mars 1996 portant fixation du barème d'indemnisation des cultures.

14.2. Cadre institutionnel

Le principal Ministère concerné est le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable, il est en charge de l'élaboration de la politique environnementale et sa planification, le suivi et le contrôle de sa mise en application. L'Agence Nationale de l'Environnement (ANDE) est sous la tutelle du Ministère de l'Environnement dont les principales missions sont : (i) assurer la coordination de l'exécution des projets de développement à caractère environnemental, (ii) constituer et gérer un portefeuille de projets d'investissements environnementaux dans les projets et programmes de développement, (iii) veiller à la mise en place et à la gestion d'un système national d'information environnementale

14.3. Identification, Analyse et évaluation des impacts potentiels du projet.

Il s'agit dans cette partie d'identifier, d'analyser et d'évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet sur l'écosystème en présence. Ce sont entre autre :

- les impacts directs se définissent par une interaction directe avec une activité, un usage, un habitat naturel ; une espèce végétale ou animale ;
- les impacts indirects se définissent comme les conséquences secondaires liées aux impacts directs du projet

Les impacts directs ou indirects peuvent intervenir positivement ou négativement, successivement ou en parallèle, et se révéler soit immédiatement, soit à court, moyen ou long terme. L'identification et l'analyse des impacts environnementaux porteront sur les paramètres ci-dessous :

- les 3 phases du projet (la construction, l'exploitation et la fermeture) ;
- les composantes du milieu récepteur (physiques, biologique et socio-économique) ;
- les sources d'impact qui comprennent toutes les activités susceptibles d'avoir un effet direct ou indirect sur une ou plusieurs composantes du milieu récepteur.

Ensuite, nous analyserons ces impacts et proposerons des mesures correctives ou d'atténuation des impacts négatifs conformément aux prescriptions du cadre institutionnel en vigueur et de l'Agence Nationale De l'Environnement (ANDE).

La référence de l'outil d'évaluation des impacts est la méthode Hydro-Québec (agence canadienne de l'Environnement). Notons que l'intégration des mesures d'atténuation et les effets résiduels desdites mesures témoignent de notre souci à l'égard du respect de l'environnement.

14.3.1. Impacts positifs du projet.

14.3.1.1. Phase d'aménagement et de construction

Opportunités d'emploi

En phase chantier, le projet va créer de nouvelles opportunités génératrices de revenu à deux niveaux: la création de postes de travail (directs et indirects) pendant la réalisation des travaux.

Les emplois indirects sont notamment liés à l'augmentation de l'activité des entreprises

locales pour la fourniture des matériaux et équipements nécessaires à l'activité, la sous-traitante pour l'assemblage de la centrale solaire. Ces emplois permettront de réduire le taux de chômage au niveau des populations environnantes et ainsi de contribuer à la lutte contre la pauvreté.

✚ Augmentation des revenus de certains opérateurs économiques

Le séjour des différents consultants dans la localité concernée par le projet constitue une opportunité d'affaires pour les propriétaires de maisons et les commerçants. Aussi le démarrage du projet demeure une opportunité d'affaires pour les entreprises du BTP, de contrôle technique et d'import-export.

14.3.1.2. En phase d'exploitation

✚ Evaluation environnementale

L'analyse des données sur RETScreen indique que $0,445\text{tCO}_2\cdot\text{MWh}^{-1}\cdot\text{an}^{-1}$ sont évitées à l'issue du projet, il convient donc de noter que pour le scénario 1, 38 017 tCO₂/an sont évitées et 37 665 tCO₂/an évitées pour le scénario 2.

✚ Impact socioéconomique

Le projet facilitera l'électrification des zones rurales et périurbaines et permettra l'accès à l'énergie électrique à des catégories sociales jusqu'ici exclues, réduisant l'isolement de diverses régions et en renforçant la sécurité à travers l'amélioration de l'éclairage public.

Le projet permettra de rendre les industries nationales plus compétitives, à la concurrence extérieure, par la préservation des charges d'électricité effectivement. Les technologies proposées dans le cadre du projet contribueront à développer des expertises nationales par la formation des techniciens aux nouvelles technologies d'énergies renouvelables et non polluantes.

14.3.1.3. Phase de cessation

✚ Possibilité d'exploitation des bâtis

En phase de cessation d'activités, la communauté locale pourra mettre en valeur les infrastructures de génies civils construits.

14.3.2. Impacts négatifs du projet et mesure d'atténuation.

Tableau 24: Impacts négatifs et mesure d'atténuation en phase d'ouverture du projet

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Aménagement et construction	Acquisition du site	Humain	– Remous sociaux dû au risque d'expropriation de terres pour la construction de la centrale	– Dédommager les propriétaires terriens sur la base exigée par la réglementation ivoirienne
	Travaux de chantier	Humain	– Dommages corporels	– Dispenser les règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier – Equiper les travailleurs de tenues de sécurité – Afficher les règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier faire des séances régulières de rappels de règles de sécurité
		Air	– Emissions de poussières dues au transport des matériaux et matériel de construction (faible importance et limitée dans le temps et restreinte à la zone des travaux)	– Les véhicules légers et poids lourds utilisés pour le chantier doivent être conformes aux normes en vigueur – Arrosage léger des pistes pour limiter les soulèvements de poussières. – Couvrir les matériaux transportant des éléments fins afin de réduire les émissions de poussière
			– Nuisance sonore	– Utiliser lors des travaux, des équipements conformes à la réglementation en vigueur et correctement entretenus. – Limiter le nombre de véhicules lourds et légers au strict minimum, et limiter leur vitesse de circulation – Organiser des séances d'information de la population locale préalablement aux travaux.

			<ul style="list-style-type: none"> – Interdire les travaux bruyants la nuit ;
Travaux d'excavation	Sol	<ul style="list-style-type: none"> – Imperméabilisation due aux travaux de génie civil – Creuses de tranchées d'environ 1 à 3 m afin d'enfouir les câbles électriques 	<ul style="list-style-type: none"> – Reboucher les tranchées par des matériaux locaux venant du site
		<ul style="list-style-type: none"> – Pollution chimique (déversement de produits dangereux stockés sur site) – Fuite de liquide hydraulique ou d'hydrocarbure depuis les engins de chantier 	<ul style="list-style-type: none"> – Les opérations de maintenance et de nettoyage sont interdites sur site – Limiter les stockages de produits potentiellement polluants – Baliser le chantier – Les substances non naturelles ne seront pas rejetées sans autorisation du CIAPOL – Le cahier de charge relatif aux normes de chantier devra être respecté. – La production de déchets sera limitée autant que possible à la source notamment par l'utilisation d'éléments recyclables.
	Eaux souterraines	<ul style="list-style-type: none"> – Dégradation de la qualité des eaux souterraines (les eaux de ruissellement issues des travaux sont chargées de polluants) 	<ul style="list-style-type: none"> – Eloignement du site par rapport aux cours d'eau de surface (les impacts sur les eaux de surface et les souterrains sont faibles)
Installations des panneaux	Humain	<ul style="list-style-type: none"> – Santé et sécurité des ouvriers (faible à modérer) Risque de blessures, maladies professionnelles consécutives dues à 	<ul style="list-style-type: none"> – Dispenser des règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier – Equiper les travailleurs d'EPI

			des effets physiques des écrasements des chocs, des gestes répétitifs des mauvaises postures, chutes de personnes ou d'objets (travail en hauteur)	<ul style="list-style-type: none"> – Afficher des règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier – Faire des séances régulières de rappel de sécurité
		Paysage	– Modification du paysage local (champ visuel impacté par la présence des panneaux)	<ul style="list-style-type: none"> – Intégration paysagère – Construire un bâtiment moderne et modèle de ceux de la localité. Ce bâtiment pourra comprendre une salle technique pour les équipements du système solaire.

Tableau 25: Impacts négatifs et mesures d'atténuation en phase d'exploitation du projet

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Exploitation	Fonctionnement de la centrale	Rejets atmosphériques	– Génération de rejets issus uniquement du fonctionnement des transformateurs et onduleurs	– Les rejets devront respecter les normes de rejets fixés par le CIAPOL
		Bruits et vibrations	– Les sources sonores proviennent du fonctionnement des onduleurs et des transformateurs	– Les onduleurs et transformateurs doivent être de type silencieux (insonorisé)
		Humain	<ul style="list-style-type: none"> – Risques d'incendie (faible car les matériaux ne sont pas dans l'ensemble inflammables) – Risques technologiques 	<ul style="list-style-type: none"> – Les matériaux constitutifs de la centrale seront en majorité non combustibles (acier, cuivre, verre). – Des équipements de lutte contre l'incendie (extincteurs, citernes d'eau), des plans de prévention et d'intervention en cas d'incendie devront être mis en place.

			<ul style="list-style-type: none"> – Risques d'incendie d'électrification voire électrocution liée à une éventuelle intrusion volontaire ou accidentelle d'une personne non habilitée à la maintenance électrique 	<ul style="list-style-type: none"> – Munir les installations de dispositifs de sécurité – Les aménagements et entretiens réguliers autour et dans la mini-centrale permettront de limiter les risques d'incendie.
--	--	--	--	---

Tableau 26: Impacts négatifs et mesures d'atténuation en phase de cessation du projet

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Fermeture	Démantèlement des installations	Sol	<ul style="list-style-type: none"> – Déchets solides, source de pollution du milieu récepteur 	<ul style="list-style-type: none"> – Intégrer un plan de gestion des déchets dangereux dans le plan de démantèlement du chantier. – Explorer l'option du rachat des équipements en fin de vie pour le recyclage – Prévoir dans le plan de gestion des déchets dangereux, l'élimination des panneaux dans une décharge autorisée des déchets dangereux en fin de leur vie
		Humain	<ul style="list-style-type: none"> – Perte d'emploi, augmentation de la pauvreté 	<ul style="list-style-type: none"> – Indemniser le personnel selon le Code du Travail – Prendre des mesures sociales afin de réintégrer les licenciés dans le tissu social
			<ul style="list-style-type: none"> – Pertes de recettes fiscales – Pertes d'opportunités d'affaires – Vulnérabilité des femmes commerçantes et des enfants à l'école 	<ul style="list-style-type: none"> – Maintenir la continuité en fourniture d'électricité des localités en optant pour une solution alternative en remplacement de la centrale solaire (connexion des localités au réseau interconnecté par exemple)