

**OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS  
L'INSTALLATION ELECTRIQUE DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY  
D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE**

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

-----  
Présenté et soutenu publiquement le 21 Janvier 2025 par

**Marie-Pascale Larissa ALLOU (20210324)**

**Encadrant 2iE : Dr. Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, Enseignant-chercheur. Institut 2iE

Maître de Conférences CAMES,

**Maître de stage : Dr Gilles Armel BROU**, Chef de Service Etudes des Equipements  
Techniques au Département Etudes de Bâtiments

**Structure d'accueil du stage : Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement  
(BNETD)**

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Sayon SIDIBE, Enseignant-chercheur. Institut 2iE

Membres et correcteurs :

Prof. Moussa SORO, Enseignant-chercheur. Institut 2iE

Dr. K. Hector S. TETE, Chercheur Postdoctoral. Institut 2iE

**Promotion [2024/2025]**

## **DEDICACE**

Je dédie ce mémoire à :

- Mon père, **ALLOU KOFFI KONAN LUCIEN** et ma mère, **KOFFI AHOUCRISTINE**, pour leur soutien spirituel et financier durant ce parcours. Je vous remercie pour tout ; que Dieu se souvienne de vous et qu'il vous accorde une très longue vie.

Ma grande famille et mes amis pour leurs soutiens et encouragements.

## REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui, m'ont apporté leurs soutiens et encouragements tout au long de la rédaction de ce mémoire.

Je tiens à remercier, tout d'abord l'ensemble du personnel pédagogique de l'institut 2iE pour la formation de qualité que j'ai reçu durant mon parcours.

Je remercie également mon Directeur de mémoire, **Dr Daniel YAMEGUEU**, pour sa patience, ses conseils avisés et son expertise qui m'ont permis de mener à bien ce projet. Ses encouragements et son soutien ont été d'une grande aide pour moi.

Je remercie aussi le Directeur Général du Bureau National d'Etudes Techniques de Développement (BNETD), **M. Kinapara COULIBALY**, pour l'occasion qui m'a accordé de réaliser mon projet de fin d'études dans sa structure.

Je suis particulièrement reconnaissante envers mon Maitre de stage **Dr Gilles BROU**, Chef de service Etudes des Equipements Techniques au Département Etudes de Bâtiments (DEB) pour sa disponibilité, sa patience, son savoir-faire et surtout pour ses conseils et encouragements.

Je n'oublie pas non plus tous les ingénieurs du service SEET, qui ont su me soutenir et m'encourager dans les moments de doute. Leur présence bienveillante a été une source de motivation quotidienne.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont accepté de participer à mon étude et qui ont ainsi contribué à l'enrichissement de mon travail.

Merci à chacun d'entre vous pour votre soutien indéfectible et votre implication dans la réussite de ce mémoire. Vos conseils, vos encouragements et votre présence ont été précieux pour moi et ont grandement contribué à l'aboutissement de ce projet.

## **RESUME**

Dans sa politique de valorisation des énergies renouvelables, la confédération africaine de football (CAF), a insisté auprès du pays hôte de l'organisation de la CAN 2023, afin d'intégrer les énergies renouvelables dans le mix énergétiques des différents stades. C'est dans cette optique qu'un système solaire photovoltaïque a été mis en place au stade Felix Houphouët Boigny d'Abidjan Plateau, l'un des six (06) stades dont dispose la Côte d'Ivoire. Avec une puissance installée de 136,8 kW<sub>c</sub>, le système ne couvre que 6% de la puissance électrique du stade. Le système réalisé est un système PV connecté au réseau en autoconsommation.

L'objet mon mémoire, est de refaire l'étude détaillée d'un système photovoltaïque avec stockage. Le but de cette étude est de permettre l'utilisation de l'énergie solaire pendant la nuit par le système de batterie de stockage et donc prolonger le temps d'utilisation de la source d'énergie solaire et réduire au maximum les Coûts de l'énergie conventionnelle.

Après l'étude technicoéconomique, nous avons un coût d'investissement de 362 808 261 FCFA ; ce qui nous donne un LCOE de 82,45 FCFA et un temps de retour sur investissement de 4 ans 8 mois. La réalisation de projets similaires dans d'autres stades à l'avenir permettra de réduire considérablement les coûts de l'énergie et de contribuer à la protection de l'environnement par la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Le présent projet permettra une réduction de 2 739,014 tonnes de CO<sub>2</sub> sur la durée de vie du projet (20 ans).

## **Mots clés :**

- 1- Batterie de stockage
- 2- Mix énergétique
- 3- Réseau électrique
- 4- Stade Félix Houphouët Boigny
- 5- Système photovoltaïque

## **ABSTRACT**

In its policy to promote renewable energies, the Confederation of African Football (CAF) insisted that the host country of the 2023 Africa Cup of Nations (AFCON) integrate renewable energies into the energy mix of the various stadiums. In this context, a solar photovoltaic system was installed at the Félix Houphouët Boigny Stadium in Abidjan Plateau, one of the six stadiums in Côte d'Ivoire. With an installed capacity of 136.8 kWc, the system only covers 6% of the stadium's electricity needs. The installed system is a grid-connected PV system for self-consumption.

As part of my dissertation, I conducted a detailed study of a photovoltaic system with storage. The objective of this study is to allow the use of solar energy at night through a battery storage system, thereby extending the usage time of solar energy and minimizing conventional energy costs.

Following the techno-economic study, we obtained an investment cost of 362,808,261 FCFA, resulting in a Levelized Cost of Energy (LCOE) of 82,45 FCFA and a return on investment of 4 years and 8 months. The implementation of similar projects in other stadiums in the future will significantly reduce energy costs and contribute to environmental protection by reducing greenhouse gas emissions. This project will enable a reduction of 2,739.014 tons of CO<sub>2</sub> over the project's lifetime (20 years).

Keywords :

1. Battery storage
2. Energy mix
3. Electrical grid
4. Félix Houphouët Boigny Stadium
5. Photovoltaic system

**LISTE DES ABREVIATIONS**

2iE :	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
BT :	Basse tension
BNETD :	Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement
CIE :	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CCNUCC :	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
EIES :	Etude d'Impact Environnemental et Social
FHB :	Felix Houphouët Boigny
MT :	Moyenne tension
ONS :	Office National des Sports
PV :	Photovoltaïque
SEET :	Service Etude des Equipements Techniques

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : bilan de puissance du stade Félix Houphouët Boigny .....	11
Tableau 2 : Tableau récapitulatif des caractéristiques des onduleurs .....	14
Tableau 3 : bilan de puissance du tableau de distribution de l'éclairage extérieur .....	15
Tableau 4 : Tableau de section de câble en fonction du courant admissible .....	18
Tableau 5 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible du champ à l'onduleur .....	18
Tableau 6 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible de l'onduleur à la batterie .....	19
Tableau 7 : paramètres pour le calcul de la section de câble .....	20
Tableau 8 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible de l'onduleur au TGBT .....	20
Tableau 9 : tableau récapitulatif des sections de câbles retenues .....	21
Tableau 10 : Caractéristiques des appareils de protection en AC .....	23
Tableau 11: Estimation de la production d'énergie .....	24
Tableau 12: tableau récapitulatif de la configuration du champ PV .....	27
Tableau 13: le tableau récapitulatif du CAPEX .....	30
Tableau 14: le tableau récapitulatif du OPEX .....	31
Tableau 15 : tableau récapitulatif des paramètres financiers .....	34
Tableau 16: Récapitulatif des calculs de paramètres économiques .....	35
Tableau 17 : Tableau des différentes phases du projet .....	40
Tableau 18: tableau d'identification des impacts .....	41
Tableau 19 : tableau d'évaluation des impacts .....	43
Tableau 20 : Tableau du plan de gestion des impacts identifiés .....	44

## **LISTE DES FIGURES**

Figure 1: Organigramme de l'entreprise (Source : <a href="https://www.bnetd.ci/fr/a-propos/organisation">https://www.bnetd.ci/fr/a-propos/organisation</a> ).....	4
Figure 2 : les groupes électrogènes du stade .....	6
Figure 3 : le champ photovoltaïque du stade.....	7
Figure 4: Toiture en voile      Figure 5: Toiture en acier .....	10
Figure 6: les onduleurs réseaux .....	13
Figure 8: Production énergétique mensuelle (année 1) du scénario 1&2.....	25
Figure 9 : Schéma électrique du système solaire photovoltaïque .....	28
Figure 10: schéma du réseau normal/secours du stade.....	29



## SOMMAIRE

DEDICACE.....	1
REMERCIEMENTS .....	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT .....	iv
LISTE DES ABREVIATIONS.....	v
LISTE DES TABLEAUX .....	vi
LISTE DES FIGURES.....	vii
SOMMAIRE .....	viii
INTRODUCTION.....	1
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU THEME .....	3
1. Présentation de la structure d'accueil.....	3
II. PRESENTATION DU PROJET .....	2
1. Contexte et justification du projet .....	2
2. Objectifs et résultats attendus.....	3
a. Objectifs .....	5
b. Travail demandé .....	5
III. ÉTAT DES LIEUX.....	5
1. Les différentes sources d'énergies présentes sur le site .....	5
2. Principe de fonctionnement du système électrique du stade.....	7
3. L'analyse des factures d'électricité .....	7
IV. METHODOLOGIE DE CONCEPTION ET MATÉRIELS .....	8
1. Méthodologie de conception .....	8
2. Matériels.....	8
2.1. Moyens matériels et logistiques .....	8
2.2. Logiciels.....	8
2.3. Normes .....	8

V.	ETUDE TECHNIQUE .....	10
V.1.	Les Données de l'étude .....	10
V.1.1.	Surface utile .....	10
V.1.2.	Besoins énergétiques du stade .....	10
V.1.3.	Les différents scénarios du projet .....	13
V.2.	Dimensionnement du système solaire .....	13
A.	Dimensionnement du système solaire sans stockage .....	13
1.	Configuration du champ PV .....	13
2.	Configuration des onduleurs .....	13
B.	Dimensionnement du système solaire photovoltaïque avec stockage.....	13
1.	Le champ photovoltaïque .....	13
2.	L'onduleur hybride .....	14
3.	Le parc batterie.....	14
4.	Section de câble.....	17
5.	Les protections électriques des équipements .....	21
V.3.	ESTIMATION DE LA PRODUCTION DU CHAMP.....	24
V.4.	INJECTION SUR LE RESEAU INTERNE DU STADE.....	26
1.	Configuration du champ photovoltaïque.....	26
2.	Schéma du réseau normal secours du site (réseau national et système PV).....	28
VI.	ETUDE ECONOMIQUE .....	30
A.	Calcul du CAPEX .....	30
1.	Le coût du matériel.....	30
2.	Le coût des travaux .....	30
3.	Le coût des autres charges.....	30
B.	Calcul du OPEX.....	31
1.	Le coût d'exploitation et de maintenance. ....	31
2.	Le coût de remplacement des équipements.....	31

C.	Calcul de la rentabilité du projet .....	32
1.	Le coût du cycle de vie ou Life Cycle Cost (LCC) .....	32
2.	Calcul du Levelized Cost of Energy (LCOE) .....	33
3.	Calcul de la production totale d'énergie.....	33
4.	Calcul de la Valeur Nette Actualisée (VAN) .....	34
5.	Calcul du temps de retour sur investissement (TRI) .....	34
D.	Résultat et Analyse de la rentabilité du projet.....	34
1.	Résultats et analyse .....	34
2.	Interprétation des résultats .....	35
VII.	ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL .....	38
1.	Introduction .....	38
2.	Rappel du cadre politique, législatif et réglementaire et institutionnel régissant le projet 38	
3.	Présentation de l'étude .....	39
4.	Catégorisation du projet .....	39
5.	Identification des phases du projet .....	39
6.	Identification, analyse et évaluation des impacts issus du projet .....	40
6.1.	Identification et analyse des impacts du projet .....	40
7.	Plan de Gestion Environnemental et Social .....	43
VIII.	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	46
1.	Conclusion.....	46
2.	Recommandations .....	47
	BIBLIOGRAPHIE .....	48
	LISTE DES ANNEXES .....	I

## INTRODUCTION

Depuis plusieurs décennies, le monde fait face à des défis énergétiques majeurs, marqués par une augmentation continue des prix des énergies conventionnelles. A cela s'ajoute une montée préoccupante des émissions de gaz à effet de serre (GES), amplifiant le phénomène de réchauffement climatique. En 2015, dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, la Côte d'Ivoire a soumis à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) ses premières Contributions Déterminées au niveau National (CDN), s'engageant à réduire ses émissions de GES de 28,25 % d'ici 2030 par rapport à un scénario de référence.[1] Pour atteindre cet objectif, le pays s'est fixé un cap ambitieux : porter la part des énergies renouvelables à 42 % de son mix énergétique d'ici 2030.[2]

Dans cette dynamique, la Côte d'Ivoire intensifie ses investissements dans les infrastructures photovoltaïques, notamment dans le nord du pays avec des centrales comme celle de Boundiali, d'une capacité de 37,5 MW, et prévoit d'autres projets similaires. En parallèle, le pays s'oriente vers l'intégration de systèmes solaires dans des infrastructures publiques pour renforcer leur autonomie énergétique, réduire leurs coûts d'exploitation, et diminuer leur empreinte carbone.

L'énergie solaire, en particulier, s'avère être une solution durable et abondante, parfaitement adaptée aux besoins énergétiques de la Côte d'Ivoire. Les bâtiments sportifs, tels que les stades et centres de loisirs, sont particulièrement énergivores en raison de l'éclairage, de la climatisation, et de l'utilisation fréquente d'équipements de grande puissance. Pour cette raison, intégrer des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire, dans ces infrastructures devient une priorité, offrant l'opportunité de réduire les factures électriques et les émissions de GES tout en contribuant aux engagements climatiques du pays.

Dans cette optique, la Côte d'Ivoire a entrepris un programme de rénovation énergétique de ses bâtiments publics, incluant l'installation d'un système photovoltaïque au stade Félix Houphouët Boigny d'Abidjan. Bien que cette installation permette déjà de fournir une partie des besoins énergétiques du stade en journée, elle reste dépendante du réseau national dès la tombée de la nuit.

Face à cette limitation, le présent travail se propose d'explorer des solutions pour maximiser l'utilisation de l'énergie solaire, de jour comme de nuit, au stade Félix Houphouët Boigny grâce à l'ajout d'un système de stockage.

Ainsi, notre étude portera sur le thème suivant : « **optimisation d'un système solaire photovoltaïque dans l'installation électrique du stade Felix Houphouët Boigny d'Abidjan** »

**côte d'ivoire** ». Pour mener à bien ce travail, l'étude se structurera en sept parties ; la présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude, la méthodologie adoptée, l'évaluation de la faisabilité technique et financière, ainsi qu'une analyse de l'impact environnemental et des risques. Cette démarche permettra de formuler des recommandations concrètes et d'évaluer les bénéfices de l'intégration de cette énergie renouvelable dans l'alimentation électrique du stade.

## **I. PRESENTATION DU PROJET**

### **1. Contexte et justification du projet**

La Côte d'Ivoire a été retenue pour abriter l'organisation de la Coupe d'Afrique des Nations de Football de 2023. L'État Ivoirien s'est donné pour mission de se doter d'infrastructures sportives de qualité, conformément aux exigences de la Confédération Africaine de Football (CAF).

Le stade Felix Houphouët Boigny situé au cœur d'Abidjan, fait partie des six stades de la Côte d'Ivoire. Sa mise en conformité porte, en partie sur la réhabilitation, la mise aux normes entraîne la diminution de la capacité d'accueil, passant de 34 000 à 29 000 places dans le but d'y ajouter quelques locaux (loge présidentiel, tribune VIP, salles de conférence ...). Cependant, il dépend principalement du réseau électrique national, ce qui peut créer d'énormes coûts et une dépendance énergétique.

Il est à noter que le réseau national est soutenu par la présence d'un système photovoltaïque dans l'alimentation du stade. Cependant, force est de constater que le système n'est opérationnel qu'en journée. A la tombée de la nuit, le réseau national assure tout seul la fourniture d'électricité.

C'est dans cette optique que le Bureau national d'études techniques et de développement (BNETD) souhaite mener une étude d'un système solaire photovoltaïque avec stockage pour alimenter le stade Félix Houphouët-Boigny. Ce projet permettra non seulement de réduire la dépendance du site vis-à-vis des énergies fossiles mais aussi de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, et de créer une base de données pour faciliter le choix de systèmes PV (avec ou sans stockage) pour des projets similaires.

L'étude à réaliser consiste à dimensionner le système PV à partir de la surface disponible, à estimer les coûts d'installation et de maintenance, à proposer le système d'injection de cette énergie dans le système électrique du stade et enfin faire une étude comparative avec le système existant.

Cette initiative vise non seulement la réduction des Coûts des factures d'électricité mais aussi de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre et de migrer vers des bâtiments publics plus autonomes énergétiquement.

## **II. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU THEME**

### **1. Présentation de la structure d'accueil**

En 1960, l'état 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'études Techniques de Développement (BNETD) qui ne devient véritablement opérant qu'en 1966.

Ce premier BNETD disparut à la suite du 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 (DCGTx) qui deviendra en 1996 le Bureau National d'Études Techniques et de Développement (BNETD).

Cet établissement public à caractère administratif d'alors, aujourd'hui société d'État, 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 équipements publics, la cartographie et la télédétection, l'industrie, l'énergie, les mines et l'environnement, l'agriculture et l'aménagement rural, l'aménagement Urbain et le développement Local.... et a pour principales missions les études, 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.

Le département qui nous accueille est le Département Étude de Bâtiments (DEB) qui est sous la tutelle du Pôle Bâtiment et Aménagement Territorial (PBAT). Au sein de ce département, nous avons plusieurs services et celui avec lequel nous travaillons est le service des Eudes des

Equipements Techniques. Il a pour mission principale, la réalisation des études, l'assistance-conseil et le contrôle des travaux. Ses domaines d'intervention sont :

- L'électricité Courant fort (CFO),
- L'électricité Courant Faible (CFA),
- Les lots Fluides (climatisation, ventilation, désenfumage, plomberie),
- Les systèmes de sécurité et protection incendie,
- Le biomédical,
- Les équipements scientifiques et de cuisines,

Ici nous pouvons voir la structure de l'entreprise d'accueil :

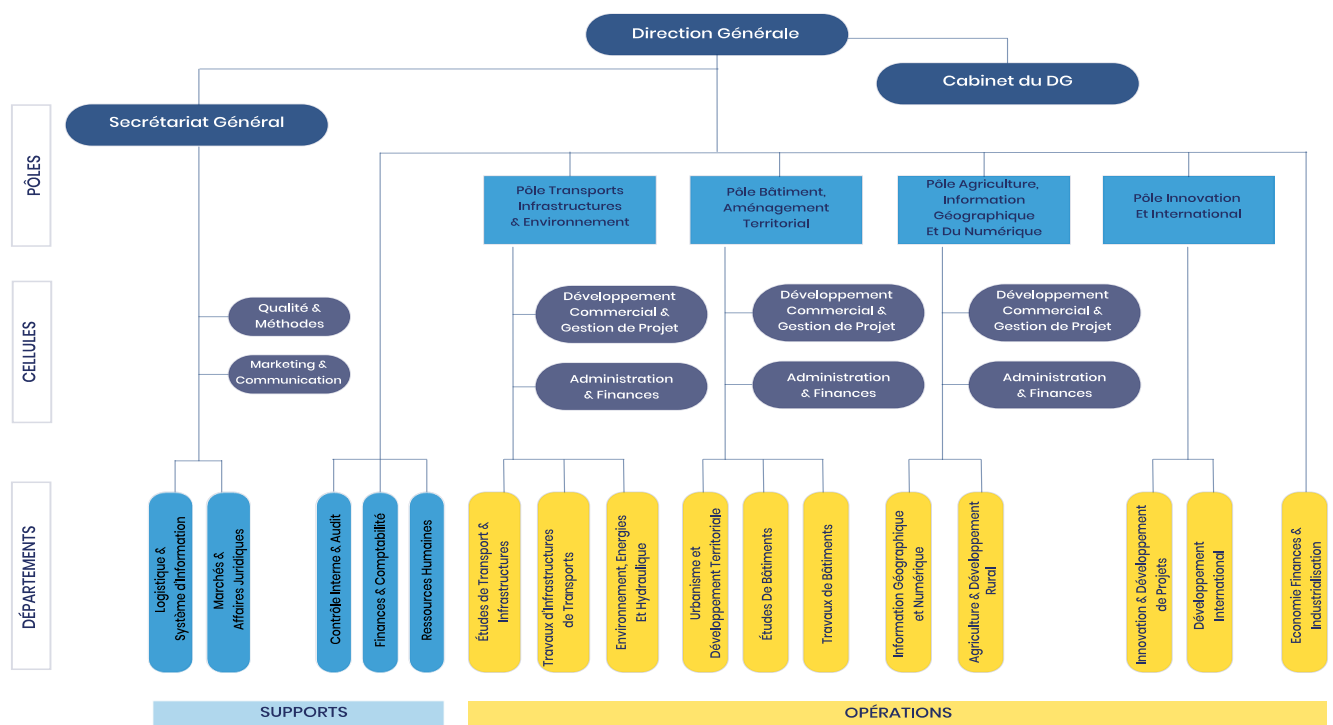


Figure 1: Organigramme de l'entreprise (Source : <https://www.bnetd.ci/fr/a-propos/organisation>)

## 2. Problématique

Nous avons constaté qu'en journée le système solaire produit de l'énergie qui est inutilisée par la faible consommation du stade en dehors des compétitions. La nuit tombée en absence d'ensoleillement, le système solaire n'est pas fonctionnel ; de ce fait les charges électriques du stade se retrouvent uniquement sur le réseau de la compagnie ivoirienne d'électricité. Ce qui génère toujours d'énormes factures d'électricité dû aux systèmes de sécurité et l'éclairage.

Face à ce constat, nous nous sommes posé la question de savoir : « **Comment pouvons-nous optimiser le système solaire photovoltaïque existant ?** »

Afin de répondre à cette problématique, nous nous sommes fixé des objectifs qui nous aideront dans la rédaction de ce mémoire.

### **3. Objectifs et résultats attendus**

Ce mémoire doit répondre à des objectifs spécifiques qui ensemble permettront d'atteindre l'objectif principal.

#### **a. Objectifs**

##### **• Objectif Principal :**

L'objectif principal du stage est de concevoir un système photovoltaïque avec stockage d'énergie électrique pour l'alimentation du stade.

##### **• Objectifs spécifiques**

De façon spécifique, il s'agira de :

- Evaluer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique actuel du stade.
- Déterminer les capacités des composantes du projet.
- Proposer des dispositifs amont/aval pour l'injection du solaire photovoltaïque dans le réseau
- Estimer le gain énergétique et financier du projet.
- Evaluer l'impact environnement et social du projet.

#### **b. Travail demandé**

- Faire l'état des lieux des sources d'énergies présentes
- Proposer un système d'alimentation électrique continue photovoltaïque du stade
- Faire l'étude technique et économique du système
- Evaluer son impact sur l'environnement

## **III. ÉTAT DES LIEUX**

### **1. Les différentes sources d'énergies présentes sur le site**

#### **Réseau électrique de distribution national**

Le raccordement électrique principal du stade au réseau de distribution est fait à partir du poste de transformation HT/MT 90/30/15 kV du stade. Cette alimentation est secourue à partir d'un départ existant. Le stade est équipé d'un poste de transformation MT/BT, contenant **3 transformateurs**, de **3x1000 kVA**, pour la fourniture en électricité du stade. Il est raccordé en coupure d'artère. Les cellules sont de type préfabriqué.

#### **Groupes électrogènes**



Pour pallier l'absence d'électricité due à une coupure du secteur, il existe 4 groupes électrogènes. Chaque groupe électrogène a une puissance de **780 kVA** (annexe 2).

Les groupes électrogènes fonctionnent automatiquement en secours en cas de défaillance du secteur avec un temps de basculement de 15 secondes.

Conformes à la norme NFS 61.940 et à la NF E 37-312, ils sont installés dans un local technique largement ventilé, avec une citerne / cuve à fuel d'une capacité de 20.000L.



Figure 2 : les groupes électrogènes du stade

### **Champ solaire photovoltaïque**

Nous avons un champ photovoltaïque de **342 panneaux** de **400 Wc** chacun, ce qui nous donne une puissance totale installée de  **$P = 136,8 \text{ kW}_c$** . Le champ se situe sur la toiture du stade occupant une surface d'environ  **$S = 855 \text{ m}^2$** . A la sortie des panneaux PV, nous disposons de trois (03) onduleurs réseaux dont la puissance globale est de **150 kW**. Chaque onduleur dispose de six MPPT et deux entrées par MPPT. La totalité des panneaux est répartie sur les trois onduleurs.



Figure 3 : le champ photovoltaïque du stade

## **2. Principe de fonctionnement du système électrique du stade**

Le stade présente trois (03) sources d'énergies électriques indépendantes.

Dans son fonctionnement, les trois transformateurs et le système solaire débitent sur le même jeu de barre pour l'alimentation des équipements du stade. Ce réseau interne représente le réseau prioritaire du stade. En plus de ce réseau, nous avons les quatre groupes électrogènes qui débitent également sur un autre jeu de barre pour prendre la relève en cas d'interruption du réseau prioritaire. De ce fait, il représente le réseau secours du stade. Il arrive à supporter toute la charge électrique du stade.[3]

## **3. L'analyse des factures d'électricité**

Le stade FHB, dispose d'un comptage moyenne tension de la compagnie d'électricité. Alimenté par la ligne Moyenne Tension de 15 kV, la grille tarifaire est bien différente de celle de la basse tension domestique que nous rencontrons le plus souvent [4]. Aussi, il faut noter que le prix du kWh varie selon la période du jour, selon l'Article 16 du même Arrêté.

En plus du coût de l'énergie à payer, il y a également les primes fixes et la TVA qui s'ajoutent au coût final de la facture d'électricité.

## IV. METHODOLOGIE DE CONCEPTION ET MATÉRIELS

### 1. Méthodologie de conception

L'approche méthodologique adoptée pour la conduite de cette étude est la suivante :

- Visite du site et échanges avec les acteurs clés du projet ;
- Recherche documentaire sur l'étude du projet (plans, devis estimatif et quantitatif, descriptif etc.) ;
- Dimensionnement du nouveau système et choix des équipements ;
- Evaluation financière et environnementale du projet ;

### 2. Matériels

#### 2.1. Moyens matériels et logistiques

Pour ce travail, nous avons effectué plusieurs visites sur le site pour recueillir des données et s'imprégner de l'installation. Nous avons eu comme matériels :

- Un véhicule
- Des plans architecturaux et électriques
- Un ordinateur portable

#### 2.2. Logiciels

En ce qui concerne les logiciels, nous avons :

- **PVSYST** : Ce logiciel nous a permis de comparer nos différentes approches.
- **EXCEL** : il nous a permis d'effectuer nos calculs plus rapidement et de générer différents graphes.
- **Q ELECTROTECH** : il nous a permis de réaliser les plans électriques (plan d'implantation, de câblage...)

#### 2.3. Normes

Les travaux sont réalisés conformément à la législation en vigueur, aux règlements généraux et aux règles techniques et normes en vigueur. Nous pouvons citer :

- **NFC 14-100** : Installation comprise entre le réseau de distribution et l'origine des installations intérieures (branchements).
- **NFC 15-100** : Installations électriques à basse tension (édition 2002).
- **NFC 17-100 à 17-102** : Protection contre la foudre.
- **NFC 63-421** : Ensemble d'appareillage à basse tension.

- **UTE C 15-105** : Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection.
- **UTE C 15-520** : Canalisations, modes de pose, connexions

## V. ETUDE TECHNIQUE

### V.1. Les Données de l'étude

Dans un souci de continuité de service, notre travail consiste à déterminer un système autonome qui intègre un parc de batterie pour permettre le stockage de l'énergie solaire et la réutiliser la nuit en grande partie par l'éclairage et le système de sécurité. Mais, pour une meilleure compréhension de l'étude, nous présenterons le dimensionnement du système existant.

#### V.1.1. Surface utile

Il faut noter que pour des contraintes d'espace vu la configuration de la toiture du stade, la puissance installée est imposée. Seulement une partie de la structure peut encaisser le poids du champ PV du fait qu'elle soit horizontale et faite en acier contrairement au reste de la toiture qui est en voile.

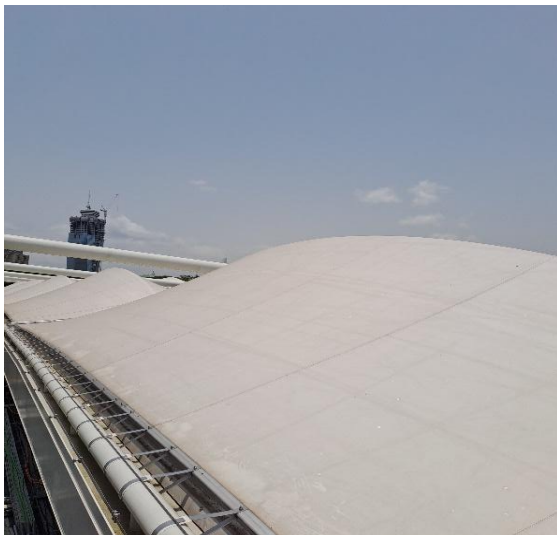


Figure 4: Toiture en voile

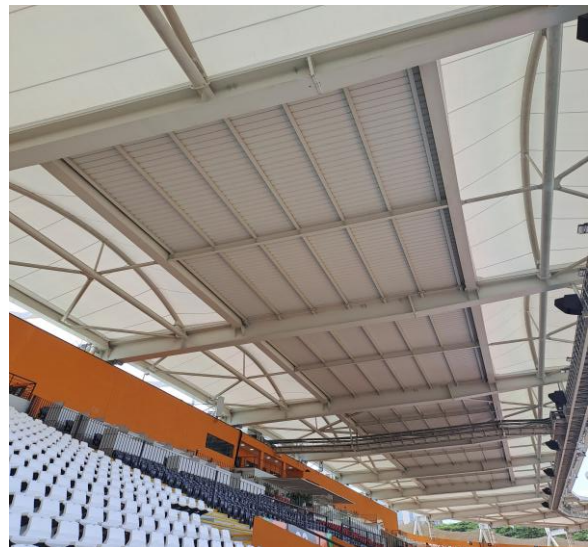


Figure 5: Toiture en acier

#### V.1.2. Besoins énergétiques du stade

A partir du recensement des différents équipements du stade, nous avons en tout une puissance normale/secours de **2 239,8 kVA**. En prenant en compte la contrainte d'espaces, avec une surface disponible de **S=855 m<sup>2</sup>**, la puissance obtenue est de 136,8 kWc. L'installation PV couvre **6,1 %** de la puissance totale. De ce fait, nous souhaitons réaliser un système de stockage afin de prolonger l'utilisation du système solaire la nuit. Les équipements qui fonctionnent le plus la nuit sont l'éclairage et le système de sécurité.

Le tableau 1 présente le bilan de puissance du stade FHB repartit selon les différents tableaux de distribution. Il prend en compte le réseau normal, le réseau secours, le réseau ininterrompu et le réseau de sécurité.

Tableau 1 : bilan de puissance du stade Félix Houphouët Boigny

Tableau Électrique	Désignation	Tension [V]	Coefficient	Puissance apparente [VA]	Puissance apparente CF [VA]	Réseau normal	Réseau Secours Mode 1	Réseau Secours Mode 2	Réseau Ininterrompu	Réseau Sécurité
T.G.B.T.N/S	Prises de Courant 16A	220	0,5	1 250,00	625,00	625,00	625,00	625,00		
	Prises de Courant 16A	380	0,5	9 375,00	4 687,50	4 687,50	4 687,50	4 687,50		
	T.RE.5.1	380	0,5	297 265,16	148 632,58	148 632,58		148 632,58		
	T.RE.5.2	380	0,5	297 265,16	148 632,58	148 632,58		148 632,58		
	T.ZT.N/S.EAU	380	0,5	160 661,21	80 330,61	80 330,61	80 330,61	80 330,61		
	T.ZT.N/S.INC.	380	0,5	158 506,50	79 253,25	79 253,25	79 253,25	79 253,25		
	T.D.N/S.0.PST.	380	0,5	14 987,28	7 493,64	7 493,64	7 493,64	7 493,64		
	T.D.N/S.1.PST.	380	0,5	9 399,75	4 699,88	4 699,88	4 699,88	4 699,88		
	T.D.N/S.ASC.1	380	0,5	10 972,22	5 486,11	5 486,11	5 486,11	5 486,11		
	T.D.N/S.ASC.1	220	0,1	1 000,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
	T.D.N/S.ASC.2	380	0,5	10 972,22	5 486,11	5 486,11	5 486,11	5 486,11		
	T.D.N/S.ASC.2	220	0,1	1 000,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
	T.D.N/S.ASC.3	380	0,5	1 0972,22	5 486,11	5 486,11	5 486,11	5 486,11		
	T.D.N/S.ASC.3	220	0,1	1 000,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
	T.D.N/S.ASC.4	380	0,5	10 972,22	5 486,11	5 486,11	5 486,11	5 486,11		
	T.D.N/S.ASC.4	220	0,1	1 000,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
	T.D.N/S.0.1	380	0,5	651 003,30	325 501,65	325 501,65	325 501,65	325 501,65		
	T.D.N/S.0.4	380	0,5	360 766,65	180 383,33	180 383,33	180 383,33	180 383,33		
	T.D.N/S.1.1	380	0,5	160 342,00	80 171,00	80 171,00	80 171,00	80 171,00		
	T.D.N/S.2.1	380	0,5	520 194,33	260 097,17	260 097,17	260 097,17	260 097,17		
	T.D.N/S.VIP.3.1	380	0,5	129 197,88	64 598,94	64 598,94	64 598,94	64 598,94		
	T.D.N/S.VIP.4	380	0,5	143 747,50	71 873,75	71 873,75	71 873,75	71 873,75		
	T.D.N/S.5	380	0,5	19 431,75	9 715,88	9 715,88	9 715,88	9 715,88		

OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS L'INSTALLATION ELECTRIQUE DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE

	T.D.N/S.EXT.	380	0,5	47 895,00	23 947,50	23 947,50	23 947,50	23 947,50		
	ONDULEUR / T.G.B.T.O.	380	1	673 427,38	673 427,38	673 427,38	673 427,38	673 427,38	673 427,38	
	T.C.SYS.TRF.	380	0,1	10 625,00	1 062,50	1 062,50	1 062,50	1 062,50		
	T.G.S.	380	1	175 536,29	175 536,29	52 322,00	52 322,00	52 322,00		175 536,3
					TOTAL [VA]	2 239 801	1 942 535,4	2 239 800,56	673 427,38	175 536,3
					TOTAL [kVA]	2 239,80	1 942,54	2 239,80	673,43	175,54



### V.1.3. Les différents scénarios du projet

#### 🚦 Scénario 1 : consommation du réseau CIE + système PV sans stockage

Ce premier scénario représente le système existant dans le stade. Le stade est alimenté totalement par la CIE de 19H à 6H du matin.

#### 🚦 Scénario 2 : consommation du réseau CIE + système PV avec stockage

Dans ce scénario, nous aurons une continuité de service la nuit avec la présence de parc de batterie. Le parc batterie vient en appui au réseau CIE pour alimenter les équipements du stade.

## V.2. Dimensionnement du système solaire

### A. Dimensionnement du système solaire sans stockage

#### 1. Configuration du champ PV

Nous avons au total **342 panneaux PV** d'une puissance de **400 W<sub>c</sub>** chacun (annexe 6) ; installés directement sur la toiture évitant ainsi l'éblouissement des immeubles aux alentours du stade.

#### 2. Configuration des onduleurs

Nous avons trois onduleurs de la marque HUAWEI de 50 kW (SUN2000-60KTL-M0) chacun (annexe 3). Ces onduleurs sont de type réseau ; et donc injectent directement une puissance globale de 150 kW sur les jeux de barres où nous avons la présence du réseau national.



Figure 6: les onduleurs réseaux

### B. Dimensionnement du système solaire photovoltaïque avec stockage

#### 1. Le champ photovoltaïque

A l'aide du logiciel PVSYST, nous avons effectué les études de dimensionnement du système solaire du stade FHB. Nous allons considérer 25% de l'espace disponible pour les allées entre les rangées de modules afin de faciliter la maintenance et le nettoyage. On obtient donc une surface utile de **S=684 m<sup>2</sup>**.



Nous obtenons un champ photovoltaïque d'une capacité de 136,8 kW<sub>c</sub> dont 20 chaines de 17 modules de 400 W<sub>c</sub>. Le module choisi est de **400 W<sub>c</sub>**, de la marque REC (Annexe 6).

## 2. L'onduleur hybride

Nous nous trouvons dans l'obligation de redimensionner les onduleurs car les caractéristiques techniques des onduleurs présents (onduleurs réseaux) ne correspondent pas à la nouvelle configuration du système PV (système solaire avec stockage). Nous avons besoin d'onduleurs hybrides pour permettre le raccordement du parc de batterie. A l'aide de l'équation (1), on détermine la puissance nécessaire :

$$P_{crete} \times 0,7 < P_{onduleur} < P_{crete} \times 1,2 \quad (1)$$

$$136 \times 0,7 < P_{onduleur} < 136 \times 1,2$$

$$95,2 \text{ kW} < P_{onduleur} < 163,2 \text{ kW}$$

Pour atteindre cette puissance, on prendra un lot de dix onduleurs d'une capacité totale de 150 kW. Ce qui veut dire chaque onduleur a une puissance de 15 kW (annexe 7).

**Tableau 2 : Tableau récapitulatif des caractéristiques des onduleurs**

Quantité	Référence	Puissance unitaire	Fabriquant
10	Sunny Tripower 10.0 Smart Energy	15 kW	SMA

## 3. Le parc batteries

### Hypothèses de calcul

Etant donnée que le système solaire PV ne couvre pas la totalité de la charge électrique du stade, nous allons considérer l'éclairage extérieur pour le dimensionnement du système de stockage.

### Présentation de la charge considérée

Le système solaire ne couvre que 6%. Il nous faut donc faire une priorisation des charges à secourir au niveau du stade. Notre choix se porte sur le tableau de distribution de l'éclairage extérieur parce qu'il fait partir des équipements qui fonctionnent la nuit et donc la puissance est relativement petite.

Les différentes puissances électriques des équipements sont consignées dans le tableau 3.

Tableau 3 : bilan de puissance du tableau de distribution de l'éclairage extérieur

Tableau Électrique	Désignation	Tension Nominale [V]	Quantité	Puissance Unitaire [W]	Puissance Total [W]	Cos φ	Coefficient Simultanéité CF	Rendement [%]	Puissance Réactive [VAr]	Puissance Active [VA]	Puissance Apparente [VA]	Puissance Apparente CF [VA]
T.D.N/S.EXT	Eclairage Extérieur	220	200	150	30 000	1	1	100	-	30 000	30 000	30 000
	Eclairage Normal A05	220	8	49	392	1	1	100	-	392	392	392
	Éclaraige Sécurité S1-S7	220	1	3	3	1	1	100	-	3	3	3
	Équipement	380	1	5 000	5 000	0,8	0,7	100	3 750	5 000	6 250	4 375
	Équipement	380	1	5 000	5 000	0,8	0,7	100	3 750	5 000	6 250	4 375
	Équipement	380	1	5 000	5 000	0,8	0,7	100	3 750	5 000	6 250	4 375
	Équipement	380	1	5 000	5 000	0,8	0,7	100	3 750	5 000	6 250	4 375
											TOTAL [VA]	47 895
											TOTAL [kVA]	47,90

### Résultats obtenus

Nous optons pour un (1) jour d'autonomie, un taux de décharge (DOD= 80%), avec un rendement de 90% et un temps de fonctionnement de douze (12) heures. A partir de l'équation (6), calculons la capacité nécessaire pour satisfaire le besoin en absence du soleil.

$$C = \frac{B_j \times N_j}{U_{syst} \times DOD \times \eta_{bat}} \quad (2)$$

Avec :

$N_j$  : Le nombre de jour d'autonomie

$B_j$  (Wh) : le besoin journalier du site

$U_{syst}$  (V) : La tension du système

DOD (%) : La profondeur de décharge

$\eta$  : rendement de la batterie

**Application numérique :**

$$C = \frac{(47\,895 \times 12) \times 1}{48 \times 0,8 \times 0,9}$$

$$C = 16\,630,2 \text{ Ah}$$

Pour respecter la tension du système et atteindre la capacité souhaitée, il faut déterminer le nombre de batterie à mettre en série et en parallèle. Cela, nous permettra de trouver le nombre total de batterie nécessaire.

### Nombre de batterie en série

Ce câblage permet de respecter la tension du système. A partir de l'équation (7) suivante nous avons le nombre de batterie à mettre en série pour respecter la tension.

$$N_{serie} = \frac{U_{syst}}{U_{bat}} \quad (3)$$

$$N_{serie} = \frac{48}{2}$$

$$N_{serie} = 24 \text{ batteries}$$

#### Nombre de batterie en parallèle

Ce câblage permet de respecter et d'atteindre la capacité souhaitée pour le fonctionnement du système. Avec l'équation ci-dessous, nous obtenons le nombre total de batterie à mettre en parallèle.

$$N_{parallele} = \frac{C}{C_{bat}} \quad (4)$$

$$N_{parallele} = \frac{16\,630,2}{3\,910}$$

$N_{parallele} = 4,25$  batteries soit **5 batteries de 3 910 Ah** en parallèle.

#### Calcul du nombre de batterie total

$$C = N_{serie} \times N_{parallele} \quad (5)$$

$$N_{total} = 24 \times 5$$

$$N_{total} = \mathbf{120 \text{ batteries}}$$

#### Calcul de la capacité totale à installer

$$C = C_{bat} \times N_{parallele} \quad (6)$$

$$C = 3\,910 \times 5$$

$$C = \mathbf{19.550 \text{ Ah}}$$

La batterie choisie est de la **marque HOPPECKE OPZV Sun Power** (Annexe 5).

### 4. Section de câble

#### 4.1. Partie courant continu

##### ➤ L'alimentation champ PV-onduleur

A l'aide de l'équation (2), nous calculons la section des câbles en s'assurant que la chute de tension soit inférieure à **3%** selon la norme **UTE C15-712-1**.

$$\Delta U = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S} \quad (7)$$

Avec :

L (m) : longueur du conducteur

S (mm<sup>2</sup>) : section du conducteur

I (a) : intensité du courant circulant dans le câble

$\rho$  ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ) : résistivité du conducteur

A partir du tableau suivant, nous allons calculer la chute de tension par string.

Tableau 4 : Tableau de section de câble en fonction du courant admissible

Section de câble ( $\text{mm}^2$ )	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant maximal (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	295

#### ✚ Calculons la chute de tension admissible

La chute de tension admissible est calculée par l'équation suivante :

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 3\% \times U_{\text{string}}$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 0,03 \times 756$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 22,68 \text{ V}$$

#### ✚ Vérifions la chute de tension

Avec un courant de court-circuit de **10,1 A**, une résistivité du cuivre de **0,012  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$**  et une longueur de **30 m**, calculons les chutes de tension en fonction des sections de câble normalisées.

Tableau 5 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible du champ à l'onduleur

Section de câble ( $\text{mm}^2$ )	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Chute de tension (V)	6,87	4,12	2,58	1,72	1,03	0,64	0,41	0,29	0,21	0,15	0,11	0,09	0,07	0,06	0,04	0,03

On constate qu'à partir  **$S \geq 1,5 \text{ mm}^2$** , nous avons une chute de tension inférieure à la chute de tension admissible. Donc, on prendra une section de **4  $\text{mm}^2$**  pour l'alimentation du champ à l'entrée DC de l'onduleur.

#### ➤ L'alimentation batterie-onduleur

#### ✚ Calculons la chute de tension admissible

On prendra une chute de tension inférieure ou égale à **3%**. La chute de tension admissible est calculée par l'équation suivante :

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 3\% \times U_{\text{batterie}}$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 0,03 \times 48$$

$$\Delta U_{admissible} = 1,44 \text{ V}$$

### Vérifions la chute de tension

Avec un courant de court-circuit de **100 A**, une résistivité du cuivre de **0,017  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$**  et une longueur de **60 m**, calculons les chutes de tension en fonction des sections de câble normalisées.

Tableau 6 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible de l'onduleur à la batterie

Section de câble ( $\text{mm}^2$ )	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Chute de tension (V)	136	81,6	51	34	20,4	12,75	8,16	5,83	4,08	2,91	2,15	1,7	1,36	1,10	0,85	0,68
Tension string (V)	34,8	20,89	13,06	8,70	5,22	3,26	2,09	1,49	1,04	0,75	0,55	0,44	0,35	0,28	0,22	0,17

On constate qu'à partir  **$S \geq 150 \text{ mm}^2$** , nous avons une chute de tension inférieure à la chute de tension admissible. Donc, on prendra une section de  **$150 \text{ mm}^2$**  pour l'alimentation du parc de batterie à l'entrée DC de l'onduleur.

### 4.2. Partie courant alternatif

Selon la norme **NF C15-100**, la détermination de la section des conduites prend en compte plusieurs paramètres tels que le mode de pose, la température, le mode d'emploi etc.

La chute de tension est obtenue à partir de l'équation (3) :

$$u = b \times \left( (\rho_1 \times \frac{L}{S} \times \cos \varphi) + (\lambda \times L \times \sin \varphi) \right) \times I_B \quad (8)$$

Avec :

$u$  (V) : chute de tension

$b$  : coefficient égal à 1 pour circuit triphasé et égal à 2 pour circuit monophasé

$\lambda$  : réactance linéique des conducteurs

$\rho_1$  : résistivité des conducteurs en service normal

$L$  (m) : longueur des conducteurs

$S$  ( $\text{mm}^2$ ) : section des conducteurs

$\cos \varphi$  : facteur de puissance en absence d'informations précises  **$\cos \varphi = 0,8$**  et  **$\sin \varphi = 0,6$**

$I_B$  (A) : courant d'emploi

### 🔧 Calculons le courant d'emploi

$$I_B = \frac{P_u}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi \times \eta} \quad (9)$$

Avec :

$P_u$  (W) : puissance utile de l'onduleur

$U$  (V) : tension composée du réseau

$\eta$  (%) : rendement de l'onduleur

### Application numérique :

$$I_B = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,67}$$

$$I_B = 27,06 A$$

Pour le calcul de la chute de tension, nous prendra les valeurs des différents paramètres consignées dans le tableau 7.

Tableau 7 : paramètres pour le calcul de la section de câble

<b>b</b>	Résistivité ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )	Longueur (m)	Cos $\varphi$	Sin $\varphi$	Réactance ( $\text{m}\Omega / \text{m}$ )
<b>1</b>	<b>23</b>	<b>50</b>	<b>0,8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,08</b>

### 🔧 Vérifions la chute de tension

Tableau 8 : section de câble en fonction de la chute de tension admissible de l'onduleur au TGBT

Section de câble ( $\text{mm}^2$ )	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Chute de tension (V)	16,66	10,02	6,29	4,21	2,55	1,62	1,06	0,8	0,56	0,42	0,33	0,27	0,23	0,20	0,17	0,15
Chute de tension (%)	7,25	4,36	2,73	1,83	1,11	0,7	0,46	0,3	0,24	0,18	0,14	0,12	0,10	0,09	0,07	0,06

On constate qu'à partir  $S \geq 2,5 \text{ mm}^2$ , nous avons une chute de tension inférieure à la chute de tension admissible. Donc, on prendra une section de **10  $\text{mm}^2$**  pour l'alimentation de l'onduleur au tableau de répartition basse tension.

Le tableau 9 récapitule le besoin en câble pour assurer la liaison entre les différents équipements.

Tableau 9 : tableau récapitulatif des sections de câbles retenues

	Longueur de câble (m)	Section (mm <sup>2</sup> )	Référence	Constructeurs
<b>Champ PV-onduleur</b>	30	4	H1Z2Z2-K	Eland Câble
<b>Onduleur-batterie</b>	60	150	H1Z2Z2-K	Eland Câble
<b>Onduleur-TGBT</b>	50	10	U1000R2V DISTINGO	Nexans

## 5. Les protections électriques des équipements

Le choix des organes de protections est régit par le **guide UTE C15-712**. Ce guide prend en compte la partie AC et la partie DC de l'installation photovoltaïque.

### 5.1. Les protections de la partie continue

#### ➤ Les fusibles

La règle générale est que chaque chaîne soit protégée individuellement par un dispositif de protection. Les fusibles sont utilisés à ce niveau pour assurer la protection des chaînes contre les surintensités. Ils doivent être de type gPV.

Les fusibles n'empêchent pas les courants retour mais fondent dès qu'ils dépassent la valeur limite  $I_{RM}$  assurant ainsi la protection des modules PV.

La présence de fusible est justifiée par la valeur du courant retour maximal. Lorsque l'intensité du courant retour est susceptible de dépasser  $I_{RM}$ , il est obligatoire de placer un fusible. Ainsi le choix des caractéristiques du fusible dépend d'une condition :

#### ✚ Déterminer le calibre et la tension normalisés du fusible

$$1,4 \times I_{CC} \leq \text{Calibre fusible } (I_N) \leq I_{MR} \text{ Avec } I_{MR} = 2 \times I_{CC}$$

$$1,4 \times 10,1 \leq I_N \leq 2 \times 10,1$$

$$14,14 \leq I_N \leq 20,2$$

En ce qui concerne la tension nominale du fusible, on a :

$$1,15 \times V_{OC} \times N_s \leq \text{Tension assignée fusible } (U_N) \quad (10)$$

$$1,2 \times 50,4 \times 15 \leq \text{Tension assignée fusible}$$

$$907,2 \text{ V} \leq U_N$$

On prendra  $I_N = 16 \text{ A}$  qui donc respecte la condition posée et  $U_N = 1\,000 \text{ V}$ .



➤ **Les parafoudres**

Pour assurer la protection des panneaux contre les risques éventuels de surintensité, nous utiliserons des parafoudres de **type 2** car l'installation est partiellement aérienne. Avec un niveau d'exposition à la foudre élevé en Afrique de l'Ouest, on prendra  $I_N = 20 \text{ kA}$

➤ **Les interrupteurs sectionneurs**

Il est également recommandé dans le guide de l'UTE de prévoir des sectionneurs par onduleur. En plus de la fonction sectionneur, l'interrupteur permettra de manœuvrer en charge le circuit électrique pour réaliser les activités de maintenance. Les équations qui suivent nous donnent la tension et le courant nominal du dispositif :

$$U_N = 1,25 \times U_{OC} \quad (11)$$

$$I_N = 1,25 \times I_{SC} \times n \quad (12)$$

Avec n : le nombre de chaine

**Application numérique :**

$$U_N = 1,25 \times 50,4 \times 15$$

$$U_N = 945 \text{ V}$$

$$I_N = 1,25 \times 10,1 \times 2$$

$$I_N = 25,25 \text{ A}$$

On prendra des interrupteurs sectionneurs de  $I_N = 32 \text{ A}$  et  $U_N = 1\,000 \text{ V}$ .

**5.2. Les protections de la partie alternative**

➤ **Disjoncteur différentiel**

Le rôle du disjoncteur différentiel est d'assurer la protection des biens et des personnes contre les surcharges. Le courant maximal par tableau AC est de 160 A et une tension de 400 V.

Donc nous aurons trois disjoncteurs avec une sensibilité de 500 mA.

➤ **Interrupteur sectionneur général**

L'interrupteur sectionneur que nous choisirons aura pour rôle de protéger les dix onduleurs de notre installation. Les onduleurs étant triphasés, il sera aussi triphasé. Pour la détermination de son calibre, nous prendrons comme courant nominal, le courant nominal supérieur à la somme des courants des dix onduleurs qui fait 500 A avec une tension de 400 V.

➤ **Le parafoudre**

Pour la protection de surintensité en AC, nous prévoyons des parafoudres de type II avec un courant nominal de 40 kA et triphasé.

Nous résumons les caractéristiques des différents éléments dans le tableau 3.

Tableau 10 : Caractéristiques des appareils de protection en AC

Désignations	Quantités	Références
<b>Partie DC</b>		
Fusible	24	gPV, 16A/1000V
Sectionneurs porte-fusibles	24	16A/1000V
Parafoudre	24	1200V, 20 kA, type 2
<b>Partie AC</b>		
Disjoncteur différentiel	3	100A /690V,3P
Interrupteur sectionneur général	1	400A /690V,3P
Parafoudre	1	Type II, 40 kA, 3P

### V.3. ESTIMATION DE LA PRODUCTION DU CHAMP

Les valeurs consignées dans le tableau 4 présentent les résultats de la simulation de la production annuelle (première année) sur le logiciel PVSYST pour les scénarios 1 & 2.

Tableau 11: Estimation de la production d'énergie

PARAMETRES	VALEURS	
	Scénario 1	Scénario 2
Nombre total de panneaux PV	340	340
Puissance crête (kW <sub>c</sub> )	136	136
Puissance nominale AC (kW)	120	150
Production énergétique annuelle (MWh)	205,9	318,49
Rendement énergétique spécifique (kWh/ kW <sub>c</sub> /an)	1495	1439
Ratio de performance PR (%)	83,9	71,45

#### Interprétation du Tableau 11

Plusieurs paramètres peuvent influencer la production énergétique d'un système solaire PV, notamment la température extérieure, l'ensoleillement, l'ombrage etc. Nous constatons une différence de plus de **110 MWh** des deux systèmes PV. Cette différence s'explique par le fait que l'étude du scénario 2 présente un système de stockage d'énergie. L'énergie stockée dans les batteries constitue une source d'énergie supplémentaire en absence de production du champ photovoltaïque ; ce qui nous permet d'augmenter l'énergie produite par le système avec stockage.

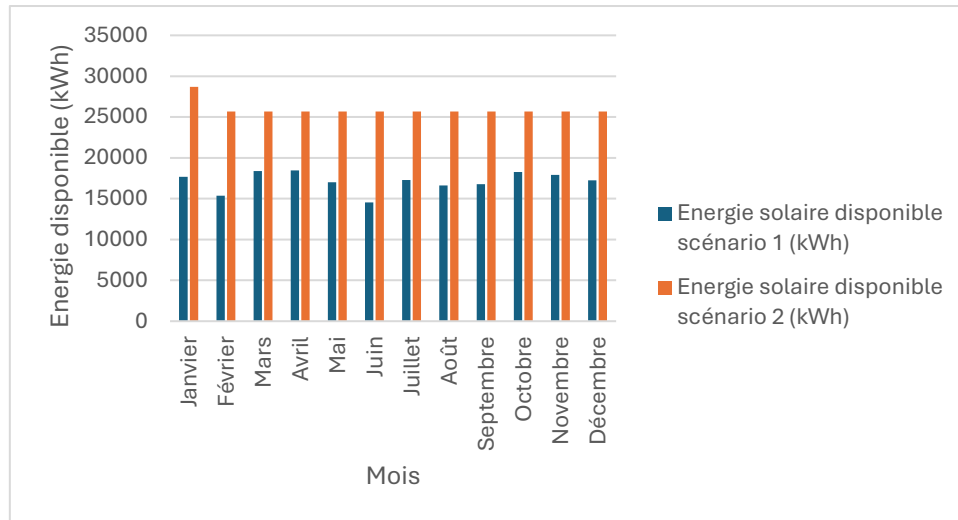


Figure 7: Production énergétique mensuelle (année 1) du scénario 1&2

La figure 7 montre la répartition de la production énergétique sur toute l'année. La production varie en fonction du mois car nous avons en Côte d'Ivoire différentes saisons (saisons sèche et pluvieuse). En effet, la ville d'Abidjan présente un climat tropical sec. La baisse de la production de la période de **juin à septembre** et de **décembre à février** est due à la saison pluvieuse ; ce qui s'explique par un ciel couvert de nuages, des températures basses et un ensoleillement plus faible, d'où, une production plus faible.

Cependant, nous avons une production importante dans la période de **Mars à mai** et **d'octobre à novembre**. Ce qui s'explique par un ciel dégagé, des températures hautes et un ensoleillement plus important, et donc, une production plus importante.

#### V.4. INJECTION SUR LE RESEAU INTERNE DU STADE

Contrairement au système existant, nous avons la présence d'un parc de batterie. De ce fait, nous garderons la même configuration que celle du système existant, c'est-à-dire la production solaire sera injectée sur les jeux de barres qui relient le réseau national au champ PV en journée et la nuit, par un système d'inversion de source automatique, injectée en amont du tableau de distribution de l'éclairage extérieur.

Il est à noter que l'alimentation électrique du stade est gérée par un système de Gestion Technique Centralisé (GTC). La GTC permet d'avoir un contrôle sur l'ensemble de l'installation électrique. Elle nous fournit en temps réel le besoin du stade et par la suite elle sélectionne la source d'énergie prioritaire pour combler ce besoin.

Lorsque la demande sera très importante, la GTC sollicitera le réseau national pour combler le déficit d'énergie afin d'assurer la continuité de service du stade.

Grâce à cette technologie, il nous sera facile de gérer les flux d'énergie provenant de notre système PV. Cela permettra de protéger le parc de batterie contre les décharges profondes.

##### 1. Configuration du champ photovoltaïque

###### 1.1. Configuration du champ PV

Pour respecter la tension maximale admissible à l'entrée de l'onduleur, il nous faut placer quinze (15) modules en serie.

###### Tension

$$U_{string} = U_{mod} \times N_{mod\ serie} \quad (13)$$

$$U_{string} = 50,4 \times 15$$

$$U_{string} = 756 \text{ V}$$

On a  $U_{string} < 800 \text{ V}$  ; la condition est respectée par ce montage.

###### Intensité

L'intensité admissible à l'entrée de chaque MPPT de l'onduleur est :

$$- I_A = 20 \text{ A}$$

$$- I_A = 40 \text{ A}$$

De ce fait, nous aurons une seule chaine par entrée MPPT.

## Puissance

La puissance maximale d'entrée de l'onduleur est de  $P=15.000\text{ W}$ . Vérifions si la configuration des modules PV respecte cette condition :

$$P_{ond} = (P_{mod} \times N_{mod\text{ serie}} \times N_{chaine}) + (P_{mod} \times N_{mod\text{ serie}} \times N_{chaine}) \quad (14)$$

$$P_{ond} = (400 \times 15 \times 2) + (400 \times 7 \times 2)$$

$$P_{ond} = 14\,800\text{ W} < 15\,000\text{ W}$$

### 1.2. Configuration des onduleurs

Nous avons au total dix (10) onduleurs de 15 kW chacun. Chaque onduleur possède deux (02) MPPT :

- **MPPT 1** : nous avons une seule entrée, avec un courant maximal de 20 A et une tension maximale de 800 V ;
- **MPPT 2** : nous avons deux entrées. La tension maximale est de 800 V et le courant maximal est de 40A.

Le tableau 5 présente la configuration des modules PV sur les entrées des dix onduleurs du système solaire photovoltaïque.

Tableau 12: tableau récapitulatif de la configuration du champ PV

	Désignation	Quantité	Puissance unitaire module (Wc)	Puissance totale (Wc)
Onduleur 1, 2,3,4,5,6	Entrée A- MPPT 1	15	400	6 000
	Entrée A- MPPT 2	15	400	6 000
	Entrée B- MPPT 2	7	400	2 800
Total onduleur 1, 2,3,4,5,6		37		14 800
Onduleur 7, 8,9,10	Entrée A- MPPT 1	14	400	5 600
	Entrée A- MPPT 2	14	400	5 600
Total onduleur 7, 8,9,10		28		11 200
Total système solaire PV		340		136 000,00

Concernant les entrées DC réservées aux batteries, nous allons connecter ces entrées afin de donner la possibilité à tous les onduleurs de charger les batteries et vite. A l'aide de connecteurs, nous allons raccorder le parc de batterie aux onduleurs.

### 1.3. Configuration du parc de batteries

Nous avons au total 120 batteries de 3 910 Ah chacune dont deux (24) chaînes de 5 batteries en parallèle.

#### 1.4. Configuration de la partie AC

Nous avons trois (3) tableaux de protection AC. Chaque tableau recevra l'énergie de trois onduleurs. La sortie des tableaux sera branchée en parallèle pour obtenir une seule sortie vers le jeu de barre.

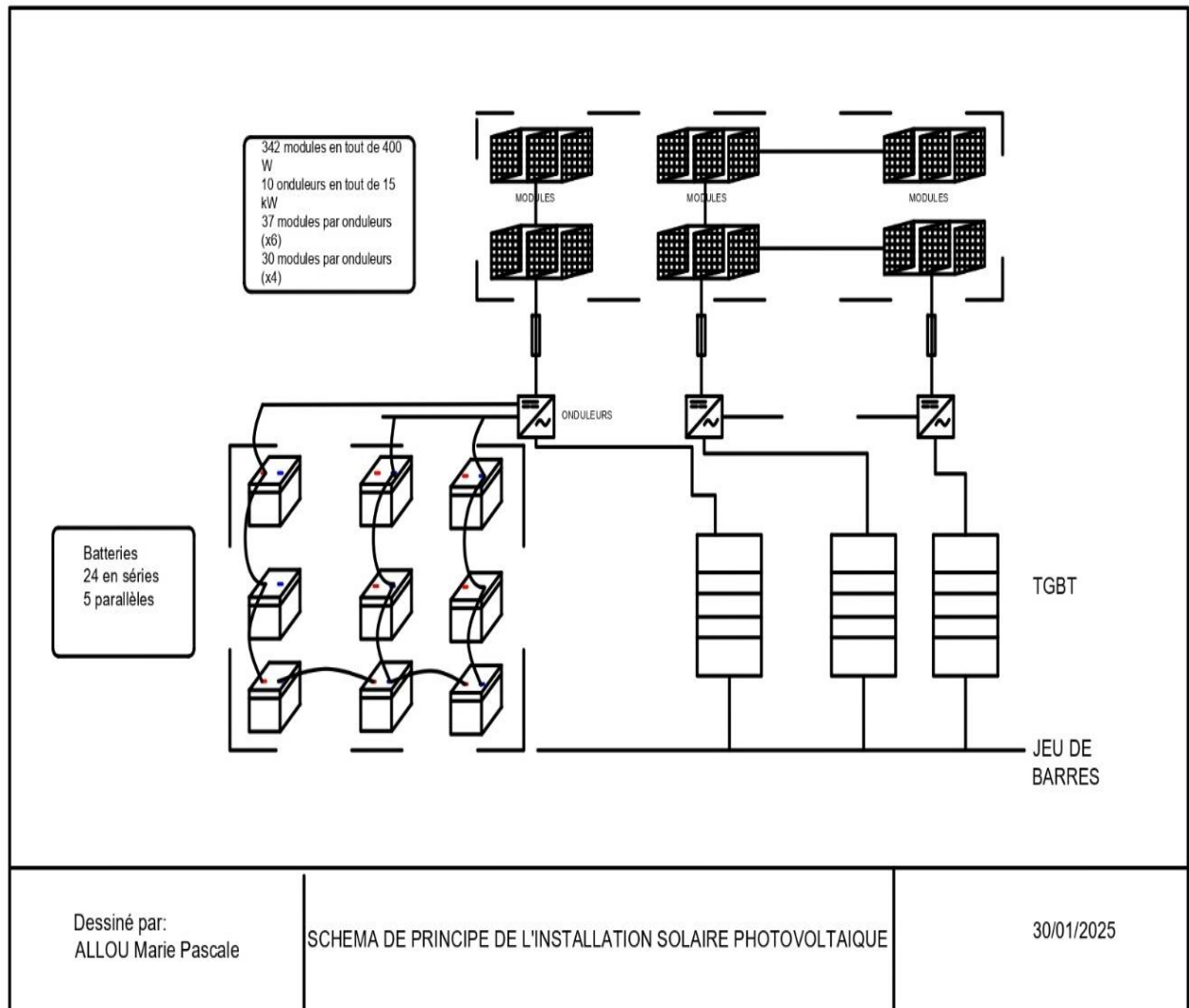


Figure 8 : Schéma électrique du système solaire photovoltaïque

#### 2. Schéma du réseau normal secours du site (réseau national et système PV)

La figure 8 présente le réseau normal secours du stade. Il est composé de deux (02) sources d'énergie que sont le système solaire et le réseau national. Dans la configuration du réseau, chaque arrivée comporte une GTC qui permet de sélectionner la source et d'augmenter la puissance au fur et à mesure en mettant en marche un transformateur l'un après l'autre.

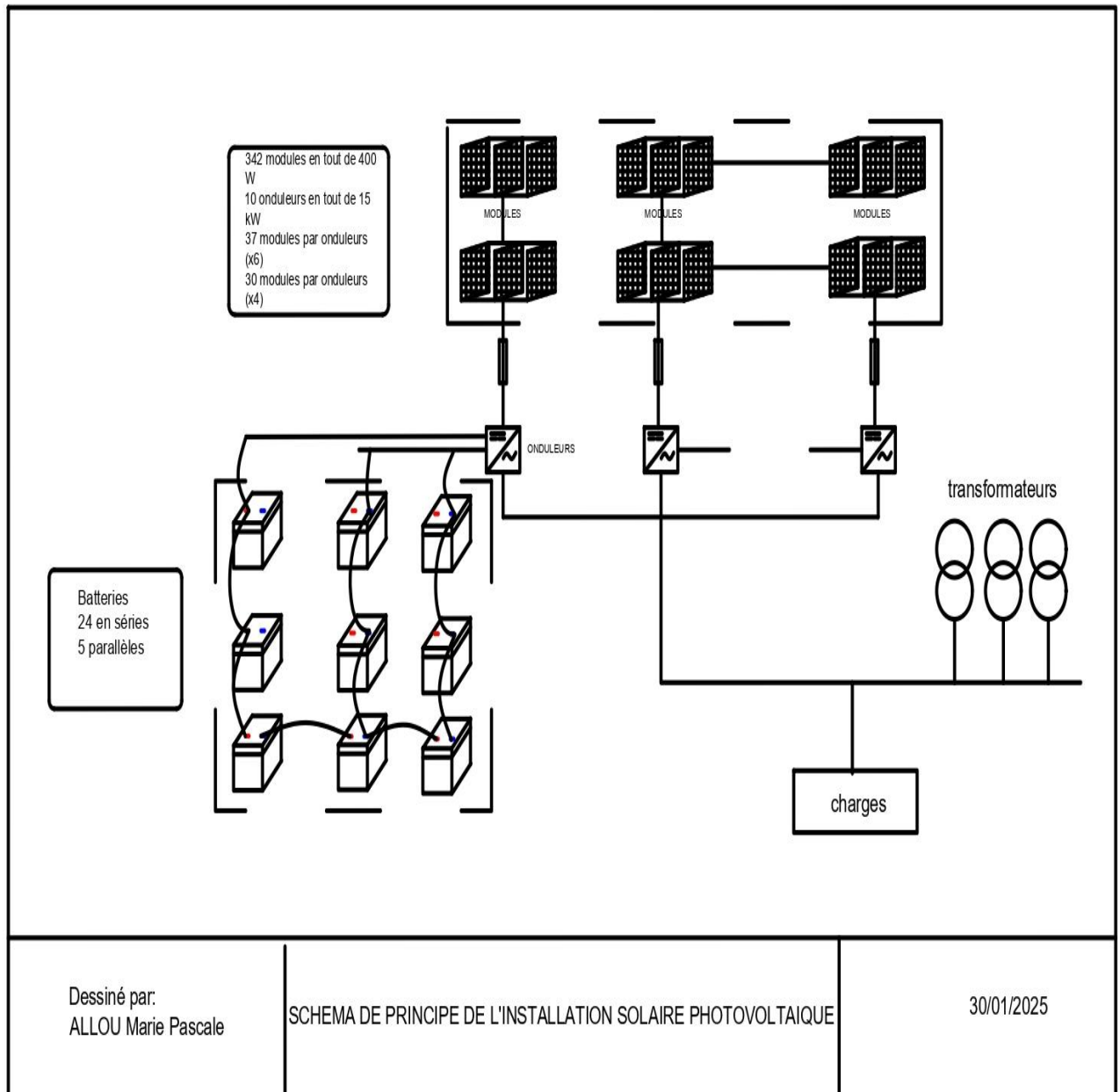


Figure 9: schéma du réseau normal/secours du stade

### Conclusion partielle :

L'étude technique a permis de définir les différentes caractéristiques correspondant au projet en prenant en compte les normes et réglementations en vigueur. Les choix technologiques effectués sont à la fois adaptés et durable.

Les prochaines parties consisteront à affiner les estimations financières et à analyser les risques potentiels de l'investissement afin de garantir la faisabilité.



## VI. ETUDE ECONOMIQUE

Pour mieux apprécier ce projet, il nous faut également faire l'étude économique pour connaître tous les actifs et passifs. Pour ce faire, nous devons prendre en compte plusieurs critères d'évaluation financière (CAPEX, OPEX, taux de rentabilité interne (TRI), valeur nette actualisée (VAN), etc.).

### A. Calcul du CAPEX

Le CAPEX (Capital Expenditure) représente l'estimation des coûts d'investissement. Il constitue un élément-clé de l'évaluation du projet. Il permet de faire la mise en service du projet. Il englobe **le coût du matériel, le coût des travaux** et les **autres charges** etc.

#### 1. Le coût du matériel

Le Coût du matériel prend en compte le Coût des modules PV, des onduleurs, des batteries et des accessoires et câbles. Les différents prix sont issus des sites internet des différents constructeurs. Le prix final prendra en compte le coût du transport, les taxes annexes et la TVA.

#### 2. Le coût des travaux

Ce coût comprend :

- **Les travaux de gros œuvres** (installation de la base vie, des locaux de stockage du matériel et la structure de support des panneaux).
- **Les travaux d'installation et d'essai des équipements photovoltaïques.** En ce qui concerne ce Coût, il sera estimé à **20%** du Coût du matériel.

#### 3. Le coût des autres charges

- **Les études techniques** : Il prend en compte les frais de déplacement et le taux horaire de chaque agent impliqué dans l'étude du projet (ingénieur, technicien, chauffeur etc.).
- **Les coûts supplémentaires** : ils seront estimés à **3%** du Coût du matériel.

Tableau 13: le tableau récapitulatif du CAPEX

COÛTS	SCENARIO 1 (FCFA)	SCENARIO 2 (FCFA)
Matériels & Installations	<b>153 377 032</b>	<b>299 841 538</b>
Autres charges	<b>4 601 311</b>	<b>8 995 246</b>
Total investissement initial (I)	<b>157 978 343</b>	<b>362 808 261</b>

## B. Calcul du OPEX

L'OPEX (Operational Expenditure) correspond au Coût de maintenance et d'exploitation de la centrale solaire. Il va prendre en compte **le coût de remplacement des batteries**, et d'autres équipements défectueux pendant la durée de vie du projet. Également, il prendra en compte le **coût de maintenance et d'exploitation des équipements**.

### 1. Le coût d'exploitation et de maintenance.

Il englobe les frais de nettoyage et maintenance des panneaux, la maintenance des autres équipements etc. ce Coût est estimé à **2%** du Coût d'investissement initial.[5]

A l'aide de l'équation (10), nous allons calculer le coût de maintenance et d'exploitation.

$$C_{M\&E} = 0,02 \times I \quad (15)$$

### 2. Le coût de remplacement des équipements

Il faut noter que la durée de vie du projet est de **20 ans**. Nous aurons à remplacer les batteries une seule fois car elles ont une durée de vie de **10 ans**. Aussi, les onduleurs ont une durée de vie de **10 ans** donc ils seront remplacés une seule fois.

Nous allons calculer le Coût de remplacement grâce à l'équation (11).

$$C_R = \sum_{i=0}^{n_{\text{équipement}}} C_{\text{initial équip.}} \times N_r \quad (16)$$

Avec  $C_{\text{initial équip.}}$  Le Coût initial du projet et  $N_r$  la durée de vie de l'équipement.

Le tableau 14 présente le résumé des calculs des différents coûts de l'installation. Les détails de calcul des différents coûts sont consignés dans les annexes 9 et 10.

Tableau 14: le tableau récapitulatif du OPEX

COÛTS	SCENARIO 1 (FCFA)	SCENARIO 2 (FCFA)
Remplacement des batteries et d'onduleurs	-	<b>106 453 402</b>
Remplacement des onduleurs	<b>26 140 200,03</b>	-
Maintenance des équipements	<b>3 159 567</b>	<b>7 722 544</b>
Total OPEX	<b>29 299 767,03</b>	<b>114 175 946</b>

### C. Calcul de la rentabilité du projet

La rentabilité du projet passe par le calcul de plusieurs indicateurs financiers. Pour y parvenir, il faut passer par l'analyse des flux de trésoreries (cashflows). Nous avons comme indicateurs :

- La Valeur Actualisée Nette (VAN)
- Le Temps de Retour sur Investissement (TRI)

Le calcul de la rentabilité sera pour nous un indicateur de performance et nous aidera dans le choix de la meilleure configuration.

#### 1. Le coût du cycle de vie ou Life Cycle Cost (LCC)

L'évaluation du coût du cycle de vie consiste à analyser puis à chiffrer de façon prévisionnelle l'ensemble des coûts d'un produit pendant toutes les phases de son cycle de vie, depuis les études préalables jusqu'à son retrait de service. Cette évaluation inclut les coûts du produit principal ainsi que ceux de ses éléments de soutien.[6]

$$LCC = I + [US_f(i_r, n) \times C_{M\&E}] + [US_f(i'_r, n) \times C_R] - [PWD_f(i_r, n) \times S] \quad (17)$$

Avec :

$US_f(i_r, n)$  : taux d'actualisation sur les coûts d'exploitation et de maintenance

$US_f(i'_r, n)$  : taux d'actualisation sur le coût de remplacement des équipements

$PWD_f(i_r, n)$  : facteur d'actualisation sur la valeur résiduelle.

$I$  (FCFA) : investissement initial

$C_{M\&E}$  (FCFA) : Coût de maintenance et d'exploitation

$C_R$  (FCFA) : Coût de remplacement des onduleurs et des batteries

$S$  : La valeur résiduelle/coût d'amortissement en fin de projet

Il y a des paramètres à calculer pour ajuster les flux. Nous allons utiliser les équations suivantes :

#### ✚ Taux d'actualisation réel

$$i_r = \frac{1 + e}{1 + i} \quad (18)$$

#### ✚ Taux d'actualisation ajusté

$$i'_r = \frac{(1 + e)^n}{(1 + i)^n} \quad (19)$$

✚ **Taux d'actualisation sur le coût de remplacement des équipements**

$$US_f(i'_r, n) = \frac{(1 + i)^n - 1}{i'_r \times (1 + i'_r)^n} \quad (20)$$

✚ **Taux d'actualisation sur les coûts d'exploitation et de maintenance**

$$US_f(i_r, n) = \frac{(1 + i_r)^n - 1}{i_r \times (1 + i_r)^n} \quad (21)$$

✚ **Taux d'actualisation sur la valeur résiduelle**

$$PWD_f(i'_r, n) = \left( \frac{1 + e}{1 + i} \right)^n \quad (22)$$

Avec :

e : taux d'actualisation estimé à **10%** dans notre projet

i : taux d'inflation estimé à **2%**

$i_r$  : taux d'actualisation réel

$i'_r$  : taux d'actualisation ajusté

n : la durée du projet donné en année

## 2. Calcul du Levelized Cost of Energy (LCOE)

Le LCOE correspond à une mesure du coût d'un système de production d'électricité. Il intègre l'investissement initial, les Coûts de fonctionnement et de maintenance. Afin de prendre en compte la répartition temporelle de l'investissement initial et des coûts, on y applique également la technique de l'actualisation. Il s'agit, en somme, d'une quantification économique du coût d'un projet de production d'électricité.[7]

$$LCOE = \frac{\text{total investissement initial (FCFA)}}{\text{électricité totale produite (kWh)}} \quad (23)$$

$$LCOE = \frac{LCC}{E_A \times US_f} \quad (24)$$

## 3. Calcul de la production totale d'énergie

Pour obtenir la production totale d'énergie par an, nous allons utiliser l'équation (19).

$$E_A = 365 \times H \times P_C \times PR \quad (25)$$

H (kWh/m<sup>2</sup>/j) : irradiation solaire en moyenne par jour

$P_C$  (kW<sub>c</sub>) : puissance crête installée

PR (%) : coefficient de performance

#### 4. Calcul de la Valeur Nette Actualisée (VAN)

Le calcul de la VAN permet de connaître la valeur des Coûts du projet à une période de la durée du projet. Cette valeur s'obtient par l'équation (20) suivante :

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{cout annuel}}{(1+i)^t} [8] \quad (26)$$

#### 5. Calcul du temps de retour sur investissement (TRI)

Le TRI est un indicateur financier et qui permet la prise de décision sur la réalisation ou non du projet. Il permet de savoir la période exacte sur laquelle le porteur du projet pourra observer les bénéfices de son investissement.

A l'aide de l'équation (21), nous avons le Coût global d'investissement divisé par la production totale sur la durée de vie du projet par le LCOE :

$$TRI = \frac{\text{Cost global d'investissement}}{E_A \times LCOE} \quad (27)$$

### D. Résultat et Analyse de la rentabilité du projet

#### 1. Résultats et analyse

Le tableau 15 présente les résultats de calculs des paramètres financiers (voir l'annexe 11).

Tableau 15 : tableau récapitulatif des paramètres financiers

Puissance installée (kW)	136
Irradiation solaire globale (kWh/m <sup>2</sup> /j)	5,15
Rendement global de la chaine	0,758
Nombre de jour/an	365
Taux de dégradation des panneaux	0,0005
Energie Perdue/an (kWh)	96,89
Investissement initial (FCFA)	362 808 261
Taux d'actualisation	0,1
Taux d'inflation	0,02
Taux d'actualisation réel	1,08
Taux d'actualisation ajusté	2,13
Durée de vie de l'équipement batterie (an)	18

Durée de vie de l'équipement onduleur (an)	10
Durée de vie du projet (an)	20
Taux d'actualisation sur le coût de remplacement	0,47
Taux d'actualisation sur le coût de maintenance	0,93
Taux d'actualisation sur la valeur résiduelle	0,93
Coût des batteries (FCFA)	240 480 000
Coût des onduleurs (FCFA)	21 476 600
Coût de remplacement batterie (FCFA)	238 200 000
Coût de remplacement onduleur (FCFA)	21 476 600
Coût de maintenance (FCFA)	7 256 165
Valeur résiduelle actualisée (FCFA)	196 912 000

Tableau 16: Récapitulatif des calculs de paramètres économiques

<b>Investissement initial (FCFA)</b>	362 808 261
<b>Energie produite sur 20 ans (kWh)</b>	3 857 170
<b>Coût de remplacement équipement (FCFA)</b>	123 119 602
<b>Coût de maintenance (FCFA)</b>	6 748 233
<b>LCC (FCFA)</b>	295 764 096
<b>LCOE (FCFA/kWh)</b>	<b>82,45</b>
<b>VAN (FCFA)</b>	77 489 528
<b>TRI (an)</b>	4,68

Le coût de l'investissement est estimé à **trois cent soixante-deux million huit cent huit mille deux cent soixante-un francs CFA (362 808 261 FCFA)**. Sur la durée de vie du projet on a une production d'énergie totale de **3 857 170 kWh** ; ce qui nous permet d'obtenir un **LCOE de 82,45 FCFA/kWh**.

## 2. Discussions des résultats

Dans le contexte des énergies renouvelables, le projet solaire photovoltaïque que nous avons étudié présente des indicateurs économiques significatifs. En effet, avec un Coût Levelized de l'Énergie (LCOE) de **82,45 FCFA/kWh**, un Taux de Rentabilité Interne (TRI) de **4 ans et 8 mois** et une Valeur Nette Actualisée (VAN) positive, il est essentiel d'évaluer sa compétitivité et son opportunité d'investissement sur le marché énergétique ivoirien. De plus, en le comparant au coût moyen de l'énergie en Côte d'Ivoire, fixé à **87 FCFA/kWh**, il apparaît comme une alternative économiquement avantageuse.

Le LCOE de 82,45 FCFA/kWh constitue un élément clé de l'évaluation économique de notre projet. Comparé au coût moyen du marché de 87 FCFA/kWh, il est inférieur, ce qui le rend

particulièrement attrayant sur le plan économique. Cette différence de 4,55 FCFA/kWh pourrait permettre de réaliser des économies substantielles à long terme.

Par ailleurs, étant donné que le coût moyen de l'énergie en Côte d'Ivoire est de 87 FCFA/kWh, notre projet ne se contente pas de respecter cette norme, il la dépasse, en offrant une option plus économique et plus durable. Cette dynamique pourrait ainsi favoriser une transition vers les énergies renouvelables en rendant l'énergie solaire plus accessible aux consommateurs.

Le TRI de 4 ans et 8 mois représente la période nécessaire pour que l'investissement initial soit entièrement remboursé par les flux de trésorerie générés. En comparaison avec d'autres projets solaires similaires, dont le TRI varie généralement entre 5 et 7 ans selon l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA), notre projet se distingue par une récupération plus rapide de l'investissement.

Ce TRI inférieur à la moyenne du marché constitue un atout majeur pour les investisseurs potentiels, car il indique un retour sur investissement plus rapide, réduisant ainsi les risques financiers. Il garantit également une meilleure rentabilité à court terme, rendant le projet plus attractif, tout en assurant une solidité économique accrue, renforçant la confiance des parties prenantes.

Grâce à une VAN positive, notre projet solaire photovoltaïque confirme sa viabilité économique à long terme. Son LCOE compétitif et son TRI avantageux lui permettent de se positionner comme une opportunité d'investissement stratégique. De plus, en contribuant à la diversification du mix énergétique ivoirien, il favorise le développement des énergies renouvelables, répondant ainsi aux enjeux environnementaux et économiques du pays.

Enfin, notre projet solaire photovoltaïque se démarque par un coût de production de l'énergie inférieur à la moyenne du marché, une récupération rapide de l'investissement et une rentabilité prouvée. Ces éléments en font une option économiquement viable, capable de stimuler l'investissement dans le secteur des énergies renouvelables en Côte d'Ivoire et d'accélérer la transition vers une énergie plus durable et accessible.

### **Conclusion partielle**

En somme, les indicateurs économiques de notre projet solaire photovoltaïque un LCOE de 82,45 FCFA, un TRI de 4,68 ans et un coût compétitif par rapport à celui de l'énergie en Côte d'Ivoire démontrent sa viabilité et son attractivité sur le marché. Ces éléments renforcent l'idée que les projets solaires peuvent non seulement soutenir les enjeux de durabilité et de réduction

des émissions de gaz à effet de serre, mais aussi offrir des bénéfices économiques tangibles aux investisseurs et aux consommateurs. Des recommandations pour le développement futur de projets similaires pourraient inclure une analyse plus approfondie des financements et des politiques incitatives, en vue d'accroître l'attractivité des investissements dans le secteur des énergies renouvelables ; cependant il faudra prendre en compte l'étude environnemental et social. Elle fera l'objet dans la suite de ce rapport.



## **VII. ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL**

### **1. Introduction**

Le système solaire photovoltaïque du stade FHB s'inscrit dans une dynamique de valorisation des énergies renouvelables dans les bâtiments publics par l'Etat ivoirien. Comme tout projet, cette installation peut avoir des répercussions positives et négatives sur l'environnement qui l'entoure.

C'est dans cette optique que cette partie du mémoire fera l'objet d'une notice ou d'une étude d'impact environnemental et social. Elle portera sur l'ajout du parc de batteries de stockage.

Cette étude examinera dans un premier temps les aspects environnementaux et dans un second temps les aspects sociaux-économiques.

### **2. Rappel du cadre politique, législatif et réglementaire et institutionnel régissant le projet**

Dans le cadre de ce projet, plusieurs décrets et lois ont été mis en vigueur en vue du respect de l'environnement et des personnes locales (employés du site, riverains). Nous pouvons citer entre autres :

#### **➤ Cadre politique**

- Plan d'Action National des Energies Renouvelables (PANER)
- La politique nationale en matière d'énergies renouvelables
- La Politique Nationale en matière d'Environnement
- La Politique de développement durable
- La Politique de la Santé et de l'Hygiène Publique
- La Politique de lutte contre la pauvreté dans le domaine de l'accès à l'énergie

#### **➤ Cadre législatif et réglementaire**

- Le décret n° 2016-862 du 3 novembre 2016 fixant les modalités, conditions et obligations pour la mise en œuvre de la maîtrise de l'énergie ;
- Le décret n° 2016-1131 du 21 décembre 2016 portant création du Fonds national de maîtrise de l'énergie (FONAME) ;
- Le décret n° 2016-785 du 12 octobre 2016 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité nationale de régulation du secteur de l'électricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI) ;[10]
- La Loi n° 2014-390 du 20 juin 2014 d'orientation sur le Développement Durable
- La Loi n°2015-532 du 20 juillet 2015 portant Code du Travail
- Le Décret n° 98-38 du 28 janvier 1998 relatif aux mesures générales d'hygiène en milieu du travail
- Le Décret n° 2005-03 du 06 janvier 2005 portant Audit Environnemental
- La loi n° 96-766 du 03 octobre 1996 portant Code de l'Environnement
- Loi n° 2014-132 du 24 mars 2014 portant code de l'Electricité

### ➤ **Cadre institutionnel**

Les institutions et structures nationales impliquées dans la réalisation de ce projet sont :

- Le ministère des sports, avec l'Office National des Sports
- Le ministère de la Salubrité, de l'Environnement et du Développement Durable (MINSEDD), avec l'Agence Nationale De l'Environnement (ANDE) ;
- Le ministère des Eaux et Forêts (MINEF)
- Le ministère de l'Emploi et de la Protection Sociale (MEPS)
- Le ministère de la Santé et de l'Hygiène Publique (MSHP) ;
- Le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (BNETD)

### **3. Présentation de l'étude**

Le projet est situé au sud de la Côte d'Ivoire, dans la ville d'Abidjan, en plein cœur de la commune du Plateau.

Le système PV est constitué d'un champ de 342 modules, de 10 onduleurs et d'un parc de batterie de 134 batteries Lithium. L'énergie produite par cette installation sera injectée dans le réseau électrique du stade.

Nous rappelons que le projet de construction de la centrale solaire du stade a déjà fait l'objet d'une étude d'impact environnemental et social (EIES) réalisé par l'entreprise. De ce fait, la présente étude ne concernera que le sous-projet de fourniture, installation et mise en service du stockage par batterie d'accumulateurs au Lithium, dont porte notre thème d'étude.

### **4. Catégorisation du projet**

La réalisation de l'EIES dépend de la taille (envergure) du projet. Pour les projets à impacts mineurs sur l'environnement, ils ne nécessitent pas d'étude d'impact mais plutôt d'une Notice d'Impact Environnemental et Social (NIES).[11]

### **5. Identification des phases du projet**

Le tableau 17 présente les différentes activités du projet depuis la phase de conception jusqu'à la fin du projet. Les différentes phases sont :

- La planification
- La construction et l'installation
- L'entretien et exploitation
- Le démantèlement

Tableau 17 : Tableau des différentes phases du projet

N°	Phase	Travaux	Activités
1	<b>Planification</b>	Travaux préliminaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implantation de la base vie et le site de stockage des batteries</li> <li>• Identification des zones de passages de câbles</li> <li>• Installations des mesures de sécurité du site</li> </ul>
		Transport des équipements	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Achat et livraison des batteries de stockage</li> <li>• Achat et livraison des équipements annexes du projets (câbles, connecteurs, etc.)</li> </ul>
2	<b>Construction et installations</b>	Gros œuvres	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réalisation de la structure de pose des batteries</li> <li>• Réalisation du passage des câbles</li> </ul>
		Travaux électriques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pose de câbles</li> <li>• Etiquetages des circuits électriques</li> <li>• Câblage du système électriques</li> </ul>
		Repli du chantier	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Démolition de la base vie</li> <li>• Nettoyage total du site</li> </ul>
3	<b>Entretien et exploitation</b>	Entretien et maintenance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Charge et décharge des batteries</li> <li>• Remplacements des batteries usagées</li> </ul>
4	<b>Démantèlement</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Déconnexion de tous les équipements</li> <li>• Nettoyage du site</li> </ul>

## 6. Identification, analyse et évaluation des impacts issus du projet

Les impacts du projet sont évalués selon deux grandes étapes :

- **L'identification et l'analyse des impacts sociaux environnementaux** : cette étape consiste à faire ressortir les différents impacts (positifs et négatifs) à partir des phases du projet.
- **L'évaluation** : elle permet de faire ressortir le degré d'importance des impacts recensés sur l'environnement.[12]

### 6.1. Identification et analyse des impacts du projet

#### 6.1.1. Identification des impacts

L'identification des impacts est réalisée par la méthode de la matrice de Luna Léopard.

Elle se fait par analyse des interactions entre chaque activité et leurs effets potentiels sur l'environnement. Dans le cadre de l'identification, on a :

- **La source d'impact** est l'ensemble des équipements utilisé et des activités menées lors des différentes phases du projet.
- **Le récepteur d'impact** est l'ensemble des composantes physiques (air, sol, eau, etc.) et socioéconomiques (emploi, santé & sécurité, revenu, etc.) de l'environnement.[13]

Le tableau (18) présente les sources d'impact et les récepteurs d'impact à différent stade du projet.

Tableau 18: tableau d'identification des impacts

Phase du projet	Sources d'impact	Récepteurs d'impact
Planification	Transport du matériel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ambiance sonore</li> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> </ul>
	Nettoyage du site et Implantation de la base vie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> </ul>
	Recrutement du personnel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emploi</li> <li>• Amélioration des conditions de vie</li> </ul>
Construction et installation	Gros œuvres	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Faune et flore</li> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> </ul>
	Travaux électriques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> </ul>
	Repli du chantier	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> </ul>
Entretien et exploitation	Entretien et maintenance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emploi</li> <li>• Amélioration des conditions de vie</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> </ul>

Démantèlement		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ambiance sonore</li> <li>• Qualité de l'air</li> <li>• Santé et sécurité du personnel</li> <li>• Emploi</li> <li>• Amélioration des conditions de vie</li> </ul>
---------------	--	---

### 6.1.2. Analyse des impacts

#### ➤ Impacts positifs du projet

##### • Création d'emplois directs et indirects

L'installation de la centrale solaire va générer de l'emploi pour les jeunes et experts du domaine. Le recrutement de cette main d'œuvre contribuera à la valorisation de la main-d'œuvre locale et à l'amélioration des conditions de vie de ceux-ci. Aussi, nous aurons la promotion des petits commerces (restaurants, boutiques, services téléphoniques, etc.) aux alentours du stade.

##### • Amélioration de la fourniture d'électricité

L'ajout du système de stockage permettra de prolonger le temps d'utilisation de l'énergie produite par le champ PV. Cela va donc contribuer à la stabilité du réseau interne du stade en termes de fourniture d'énergie.

##### • Amélioration de l'économie nationale

L'achat du matériel nécessaire à la réalisation du projet avec les fournisseurs locaux augmentera leur chiffre d'affaires. Cela boostera l'économie et donc favorisera le développement du pays par le paiement de leur impôts et taxes.

##### • Réduction des émissions de gaz à effets de serre

L'installation du parc de batterie réduira le temps de fonctionnement des centrales à énergies fossiles. La conversion de ce temps d'inactivité impacte positivement le rejet des gaz à effets de serre dans la nature.

#### ➤ Impacts négatifs du projet

##### • Ambiance sonore

Les gros travaux de construction de la structure de pose des batteries et le déplacement de véhicules et engins lors des livraisons constitueront des sources de bruit pour les riverains. Cela peut être la source de maladies auditives pour les employés du site et des riverains.

##### • Pollution de l'air

La qualité de l'air sera impactée lors du transport du matériel vers le site, des travaux de gros œuvres, les travaux électriques et le démantèlement. Nous pouvons citer comme pollution la poussière et les gaz d'échappement.

##### • Risque d'accidents et de sécurité au travail

Lors de la réalisation de ce projet, les acteurs seront exposés à plusieurs dangers. Nous avons la chute de matériels, le risque d'électrisation et d'électrocution lors des travaux électriques.

### 6.1.3. Evaluation des impacts

A l'aide de la matrice de synthèse, nous allons réaliser l'évaluation du projet à chaque différente phase en prenant en compte l'intensité, l'étendue et la durée de l'impact.

Tableau 19 : tableau d'évaluation des impacts

Impacts	Importance		
	Intensité	Étendue	Durée
<b>Impacts positifs</b>			
Création d'emploi directs et indirects	Moyenne	Locale	Courte
Amélioration de la fourniture d'électricité	Forte	Locale	Longue
Amélioration de l'économie nationale	Moyenne	Locale	Courte
Reduction des émissions de gaz à effets de serre	Forte	Régionale	Longue
<b>Impacts négatifs</b>			
Nuisance sonore	Moyenne	Locale	Courte
Pollution de l'air	Moyenne	Locale	Courte
Accidents et sécurité au travail	Moyenne	Locale	Courte

## 7. Plan de Gestion Environnemental et Social

Le plan de gestion environnemental et social est un document structuré qui vise à identifier, évaluer et gérer les impacts environnementaux et sociaux d'un projet sur le milieu qui l'entoure (milieu naturel, biologique et socioéconomique, etc.).

Ce plan permet de prendre en compte toutes les mesures nécessaires pour respecter les enjeux environnementaux. Nous pouvons citer entre autres les engagements environnementaux, les mesures préventives, les actions à mener et le modèle de suivi-évaluation approprié ; tout ceci avec la participation de toutes les parties prenantes (maitre d'œuvre, maitre d'ouvrage, entreprise, la communauté, etc.).

Tableau 20 : Tableau du plan de gestion des impacts identifiés

Impacts	Mesure environnementale	Objectifs	Types de gestion	Fréquence
Qualité de l'air et nuisance sonore	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Porter des casques anti-bruit</li> <li>• Porter des masques (cache nez)</li> <li>• Réduire le temps de stockage des déchets et matières contenant de la poussière</li> </ul>	Atténuer la pollution sonore et améliorer la qualité de l'air prévenir la santé des acteurs concernés	Mesure d'atténuation	Pendant la construction et le démantèlement
Intrusion de personnel non autorisé	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réglementer l'accès au site des travaux</li> <li>• Construire une clôture au tour du site</li> <li>• Poster des agents de sécurité sur le site pour réguler l'accès</li> </ul>	Maitriser le flux de personnes sur le site	Exigence	Pendant toutes les phases du projet
La santé et sécurité au travail	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Préparer un plan de santé et de sécurité au travail</li> <li>• Sensibiliser sur la santé et la sécurité au travail</li> </ul>	Réduire au maximum les accidents de travail	Exigence	Pendant toutes les phases du projet
Economie nationale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privilégier les biens et services locaux</li> </ul>	Valoriser les Petites et Moyennes Entreprises (PME)	Recommandation	Pendant toutes les phases du projet
Emploi et gestion de la main d'œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privilégier la main d'œuvre locale afin de soutenir la formation et la prise en charge de la communauté</li> </ul>	Aider à l'insertion professionnelle des jeunes de la communauté	Recommandation	Pendant toutes les phases du projet
Service de déchets	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaborer un plan de gestion des déchets avec la structure publique adéquate</li> <li>• S'informer sur le recyclage des panneaux et des batteries ou sur les mesures à prendre pour s'en débarrasser</li> </ul>	Préserver l'environnement	Exigence	Pendant toutes les phases du projet



➤ **Calcul des émissions de gaz à effet de serre**

Selon les recommandations des Groupes d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat, le calcul simplifié des émissions de gaz à effets de serre est donné par l'équation (22)

$$\textbf{Emissions évitées} = \textbf{DA} \times \textbf{FA} \text{ [15]} \quad (28)$$

Avec :

FA (kg éq CO<sub>2</sub> /kWh ) : Facteur d'émission ( 0,43 kg éq CO<sub>2</sub> /kWh) [14]

DA (kWh/an) : Données d'activités

**Application numérique :**

$$\textit{Emissions évitées} = 318\,490 \times 0,62 \times 10^{-3}$$

$$\textit{Emissions évitées} = 136,95 \text{ t éq } CO_2/\textit{an}$$

Sur la durée du projet, on a :

$$\textit{Emissions évitées} = 136,95 \times 20$$

$$\textbf{Emissions évitées} = \textbf{2 739,014 t éq } CO_2$$

**Conclusion partielle :**

Il faut noter que l'installation du système photovoltaïque a un impact très considérable sur les émissions de gaz à effet de serre, car il permet d'éviter l'émission dans l'atmosphère sur la durée de vie du projet.



## VIII. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

### 1. Conclusion

Au terme de ce travail, nous pouvons retenir que les tous objectifs sont atteints.

L'étude technique et financière de ce projet nous a permis de comprendre et de connaître les différents enjeux liés au projet intégrant l'installation de système solaire photovoltaïque avec stockage. Dans un premier temps, il a permis d'évaluer la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique actuel du stade à partir de l'état des lieux. Dans un second temps, nous avons réalisé l'étude technique, financière et environnemental du projet. Nous nous sommes rendu compte que le système solaire avec stockage était encore très coûteux du fait du prix des batteries ; qui restent encore inaccessible et chères sur le marché local. Ce qui nous donne un Coût d'investissement de **362 808 261 FCFA** ; plus élevé que le système solaire à injection directe existant.

L'étude financière nous a permis d'obtenir un LCOE de **82,45 FCFA**, qui est inférieur au coût de vente moyen du kWh de la société ivoirienne d'électricité. Cela démontre de la viabilité de ce projet.

En prenant en compte toutes les dépenses (Coût de maintenance, de remplacement) et les gains générés par la production d'énergie sur la durée du projet, on obtient un temps de retour sur investissement de **4 ans 8 mois** et un gain cumulé de **77 489 528 FCFA**.

Enfin, nous avons étudié l'impact de notre installation sur son environnement. Cette étude, nous a permis de faire une notice d'impact environnemental ; qui s'est soldée par l'établissement d'un plan de gestion environnemental et social. La présence de cette mini centrale permettra sur toute la durée du projet (20 ans), une réduction de **2 739,014 tonnes** de CO<sub>2</sub>.

Au vu des résultats ainsi obtenus, nous pouvons dire que la présence de cette installation solaire photovoltaïque (136,8 kW<sub>c</sub>) dans le système électrique du stade Felix Houphouët Boigny d'Abidjan Plateau, constitue un moyen efficace pour atteindre les objectifs, qui est de réduire le coût élevé des factures d'électricité mais plus encore un ouf de soulagement pour les organisateurs de la CAN qui vise à intégrer les énergies renouvelables d'une manière ou d'une autre dans toutes les infrastructures sportives.

## **2. Recommandations**

Au terme de cette étude, il en ressort que l'intégration des énergies renouvelables dans les établissements sportifs est très bénéfique pour la gestion énergétique de ceux-ci. Pour un meilleur rendement du système solaire, nous vous recommandons :

- Elaborer un planning pour le nettoyage des panneaux photovoltaïques et un planning de maintenance préventive des différents équipements.
- Intégrer les énergies renouvelables dès les études de faisabilité des différents projets afin de couvrir une grande partie des besoins énergétiques.
- Promouvoir les espaces de parking extérieur pour la production d'énergie.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] « CÔTE\_D'IVOIRE\_Plan\_d\_Actions\_National\_pour\_les\_Energies\_Renouvelables.pdf ». Consulté le : 24 octobre 2024.
- [2] Ministère de l'Environnement et du Développement Durable, « Contributions Déterminées au niveau National (CDN) de la Côte d'Ivoire », version 2022.
- [3] MOTA ENGIL AFRICA, « ÉTUDE D'EXECUTION COURANTS FORTS MÉMOIRE DESCRIPTIVE ».
- [4] ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie, « Arrête-Interministeriel-n°-0644-MMPE-MEF-MBPE-du-7-juin-2023-fixant-les-tarifs-de-lelectricite ».
- [5] A. GHEZAL, « ASPECTS ECONOMIQUES DES PROJETS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDES AU RESEAU ».
- [6] « COUT DU CYCLE DE VIE », *Wikipédia*. 9 septembre 2023.
- [7] Wilna Lesperance, Jules Sadefo Kamdem, Laurent Linguet, « Analyse économique d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau : une étude de cas en Guyane ».
- [8] C. SAYAMBAYE, « ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC », janv. 2022.
- [9] N. TIAMIOU, « CONCEPTION ET ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UNE MINI CENTRALE HYBRIDE PV/DIESEL AVEC STOCKAGE ».
- [10] Ministère des mines, du Pétrole et de l'Energie, « Arrêté relatif aux seuils d'activités d'autoproduction ». décembre 2022.
- [11] Bureau Guinéen d'Études et d'Évaluation Environnementale, « Guide général de réalisation des études d'impact environnemental et social ».
- [12] ENVIPUR SA, « Étude d'impact environnemental et social du projet de construction de la tour F Abidjan, cité administrative du Plateau ».
- [13] CÔTE D'IVOIRE ENERGIES, « Projet Régional d'Accès à l'Électricité et de Technologie de Stockage d'Énergie par Batteries (ECOREAB) (P167569) – Côte d'Ivoire », avr. 2021.
- [14] U4E, « CIV U4E country savings assessment ». juillet 2022.
- [15] Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et de la, et Transition Ecologique, « Rapport National Inventaire », 2023.

**LISTE DES ANNEXES**

Annexe 1: grille tarifaire de l'électricité en moyenne tension .....	II
Annexe 2 : fiche technique des groupes électrogènes .....	III
Annexe 3: fiche technique de l'onduleur réseau .....	IV
Annexe 4: catalogue de choix de la section de câble en courant continu .....	VI
Annexe 5: fiche technique de la batterie .....	VIII
Annexe 6: fiche technique des panneaux photovoltaïques.....	X
Annexe 7: fiche technique de l'onduleur hybride.....	XII
Annexe 8 : fiche technique de câble en courant alternatif .....	XV
Annexe 9 : les détails du calcul du Coût d'installation du scénario 1 .....	XVI
Annexe 10 : les détails de calcul du Coût de l'installation du scénario 2.....	XVIII
Annexe 11: bilan financier .....	XIX
Annexe 12 : dimensionnement du champ PV sur PVSYS .....	XX
Annexe 13 : dimensionnement du pack de batterie sur PVSYS .....	XX
Annexe 14 : configuration des charges électriques sur PVSYS.....	XXI
Annexe 15 : schéma électrique du stade .....	XXI

**Annexe 1: grille tarifaire de l'électricité en moyenne tension**

## Chapitre III : TARIFS EN MOYENNE ET HAUTE TENSION

### Section I : Tarifs en Moyenne Tension (MT)

**Article 15 :** Les tarifs en Moyenne Tension (MT) sont fixés comme suit :

<b>Tarif Courte Utilisation</b>	FCFA (HT)	TVA (18%)	FCFA (TTC)
Prime fixe annuelle par kW souscrit	22 229,51	4 001,31	26 230,82
Prix du kWh			
Heures pleines	76,87	13,84	90,71
Heures de pointe	118,93	21,41	140,34
Heures creuses	55,22	9,94	65,16
Redevance RTI par mois			1 000
Redevance électrification rurale annuelle par kW souscrit			1 870

<b>Tarif Général</b>	FCFA (HT)	TVA (18%)	FCFA (TTC)
Prime fixe annuelle par kW souscrit	30 585,15	5 505,33	36 090,48
Prix du kWh			
Heures pleines	67,33	12,12	79,45
Heures de pointe	91,82	16,53	108,35
Heures creuses	55,72	10,03	65,75
Redevance RTI par mois			1 000
Redevance électrification rurale annuelle par kW souscrit			1 870

<b>Tarif Longue Utilisation</b>	FCFA (HT)	TVA (18%)	FCFA(TTC)
Prime fixe annuelle par kW souscrit	44 441,20	7 999,42	52 440,62
Prix du kWh			
Heures pleines	64,62	11,63	76,25
Heures de pointe	82,09	14,78	96,87
Heures creuses	56,18	10,11	66,29
Redevance RTI par mois			1 000
Redevance électrification rurale annuelle par kW souscrit			1 870

**Article 16 :** Les tranches horaires de facturation en Moyenne Tension (MT) se présentent comme suit :

Heures pleines	:	7h30min à 19h30min et 23h00mn à 24h00min.
Heures de Pointe	:	19h30mn à 23h00min.
Heures creuses	:	00h00min à 7h30min.

**Courte Utilisation :** Nombre d'heures d'utilisation annuelle de la puissance souscrite, inférieur à 1000 heures.

**Général :** Nombre d'heures d'utilisation annuelle de la puissance souscrite, compris entre 1 000 heures et 5 000 heures.

**Longue Utilisation :** Nombre d'heures d'utilisation annuelle de la puissance souscrite, supérieur à 5000 heures.

10





## Annexe 2 : fiche technique des groupes électrogènes

# Cat® C18 DIESEL GENERATOR SETS



**Standby & Prime: 50Hz, 415V, 400V, 380V**



Image shown might not reflect actual configuration

Engine Model	Cat® C18 ATAAC™ In-line 6, 4-cycle diesel
Bore x Stroke	145mm x 183mm (5.7in x 7.2in)
Displacement	18.13 L (1106.3 in³)
Compression Ratio	14:1
Aspiration	Turbocharged Air-to-Air Aftercooled
Fuel Injection System	Electronic Unit Injection
Governor	Electronic ADEM™ A4

Model	Standby	Prime	Emission Strategy
DE850E0	850 kVA	770 kVA	Low BSFC

### PACKAGE PERFORMANCE

Performance	Standby	Prime
Frequency, Hz	50	50
Genset Power Rating, kVA	850	770
Gen set power rating with fan @ 0.8 power factor, ekW	680	616
Fuelling strategy	Low BSFC	Low BSFC
Performance Number	EM3830	EM3831
Fuel Consumption		
100% load with fan, L/hr, gal/hr	180 (47.6)	162 (42.8)
75% load with fan, L/hr, gal/hr	132 (34.9)	118 (31.2)
50% load with fan, L/hr, gal/hr	87 (23)	80 (21.1)
25% load with fan, L/hr, gal/hr	47 (12.4)	44 (11.6)
Cooling System¹		
Radiator air flow restriction (system), kPa, in. Water	0.12 (0.48)	0.12 (0.48)
Radiator air flow, m³/min, cfm	852 (30088)	852 (30088)
Engine coolant capacity, L, gal	21 (5.5)	21 (5.5)
Radiator coolant capacity, L, gal	89 (23.5)	89 (23.5)
Total coolant capacity, L, gal	110 (29.1)	110 (29.1)
Inlet Air		
Combustion air inlet flow rate, m³/min, cfm	62 (2190)	58 (2048)
Max. Allowable Combustion Air Inlet Temp, °C, °F	NA	NA
Exhaust System		
Exhaust stack gas temperature, °C, °F	410 (770)	400 (752)
Exhaust gas flow rate, m³/min, cfm	142 (5015)	132 (4662)
Exhaust system backpressure (maximum allowable) kPa, in. water	8.5 (2.5)	8.5 (2.5)
Heat Rejection		
Heat rejection to jacket water, kW, Btu/min	205 (11658)	186 (10578)
Heat rejection to exhaust (total) kW, Btu/min	659 (37477)	585 (33268)
Heat rejection to aftercooler, kW, Btu/min	230 (13080)	209 (11886)
Heat rejection to atmosphere from engine, kW, Btu/min	107 (6085)	98 (5573)

LEHE1817-02

1/2

### Annexe 3: fiche technique de l'onduleur réseau



## Smart String Inverter

SUN2000-60KTL-M0



#### Smart

- 12 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

#### Efficient

- Max. efficiency 98.9%, European efficiency 98.7% (@480 V)
- Max. efficiency 98.7%, European efficiency 98.5% (@380 V / 400 V)
- 6 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

#### Safe

- DC switch integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated
- Fuse free design

#### Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

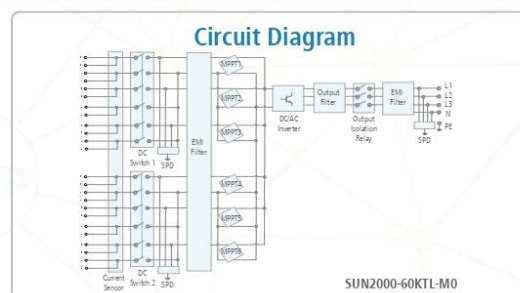
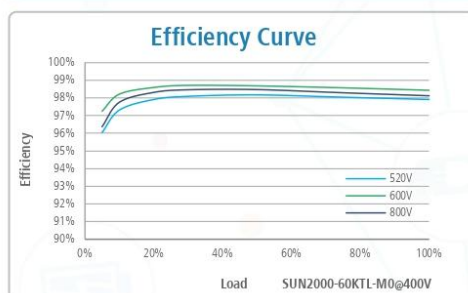
Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com/eu/](https://solar.huawei.com/eu/)

## Smart String Inverter (SUN2000-60KTL-M0)



Technical Specifications	SUN2000-60KTL-M0
	<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
	<b>Input</b>
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	<b>Output</b>
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	<b>Protection</b>
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	<b>Communication</b>
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11




The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit solar.huawei.com. Version No.01-(201807)


Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com/eu/](http://solar.huawei.com/eu/)



Annexe 4: catalogue de choix de la section de câble en courant continu





Eland Product Group: E6S

**APPLICATION**

Updated harmonised (H1Z2Z2-K) European standard solar cable intended for the interconnection within photovoltaic systems such as solar panel arrays. Suitable for fixed installations, internal and external, within conduit or systems. Impact tested - Suitable for direct burial. For installations where fire, smoke emissions and toxic fumes create a potential risk to life and equipment. Water resistant to AD8.

**CHARACTERISTICS**

**Voltage Rating**  $U_0/U$   
AC: 1000/1000V  
DC: 1500/1500V

**Maximum Voltage** ( $U_{max}$ )  
1800V

**Test Voltage**  
6.5kV AC

**Temperature Rating**  
Fixed: -40°C to +90°C

**Minimum Bending Radius**  
5 x overall diameter

**Maximum Conductor Temperature**  
+120°C (for 20000h)

**CONSTRUCTION**

**Conductor**  
Class 5 flexible tinned copper conductor

**Insulation**  
Halogen-free cross-linked compound

**Sheath**  
Halogen-free cross-linked, flame retardant compound

**Sheath Colour**  
● Black  
Other colours available on request

Click here for more information:  
[elandcables.com](http://elandcables.com) | Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable


**STANDARDS**


EN 50618, TÜV 2 PtG 1169/08.2007, EN 50288-3-7, EN 60068-2-78, EN 50395


Flame retardant to IEC/EN 60332-1-2  
Low Smoke Zero Halogen to IEC/EN 60754-1/2, IEC/EN 61034-1/2, EN 50267-2-2  
Ozone and UV Resistant to EN 60811-403, EN 50396, EN ISO 4892-1/3,  
Water Resistant to AD8

**THE CABLE LAB®**  
AN ISO/IEC 17025 AND IECCE CBTL ACCREDITED FACILITY

Our world-class testing facility assures the quality and compliance of this cable through a continuous and rigorous testing regime.









**SUSTAINABILITY COMMITMENT**


We are on a journey to Net Zero.


We've committed to near-term emissions reductions and a net-zero target with the Science Based Targets initiative and we're a signatory to the United Nations Global Compact Sustainable Development Goals.


Learn more about embodied carbon and our carbon emissions reduction actions, our comprehensive recycling services, and wider ESG activities for sustainable operations at: [www.elandcables.com/company/about-us/esg-sustainability](http://www.elandcables.com/company/about-us/esg-sustainability)




















**REGULATORY COMPLIANCE**


This cable is compliant with European Regulation EN 50575, the Construction Products Regulation.









This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU, the RoHS Directive 2015/85/EU and Reach Directive EC 1907/2006. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab®.







UK T 020 7241 8787 | F 020 7241 8700 | [sales@elandcables.com](mailto:sales@elandcables.com) | [www.elandcables.com](http://www.elandcables.com)  
International T +44 20 7241 8740 | F +44 20 7241 8700 | [international@elandcables.com](mailto:international@elandcables.com)

technicalspecification | 1 of 2

# OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS L'INSTALLATION ELECTRIQUE DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE



Click here for more information:  
[elandcables.com](http://elandcables.com) | Photovoltaic Solar H1 Z2Z2-K Cable

## DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm <sup>2</sup>	NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km	TENSILE STRENGTH IN OPERATION N
E6S10015BK000	1	1.5	4.6	36	22
E6S10025BK000	1	2.5	5.0	46	37
E6S10040BK000	1	4	5.6	62	60
E6S10060BK000	1	6	6.1	82	90
E6S10100BK000	1	10	7.1	125	150
E6S10160BK000	1	16	8.5	190	240
E6S10250BK000	1	25	10.4	285	375
E6S10350BK000	1	35	11.5	385	525
E6S10500BK000	1	50	13.7	540	750
E6S10700BK000	1	70	15.8	740	1050
E6S10950BK000	1	95	17.3	965	1350
E6S11200BK000	1	120	19.1	1210	1800
E6S11500BK000	1	150	21.4	1495	2250
E6S11850BK000	1	185	24.9	1885	2775
E6S12400BK000	1	240	27.3	2395	3600

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm <sup>2</sup>	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 20°C ohms/km	MAXIMUM DC RESISTANCE OF CONDUCTOR AT 90°C ohms/km	CURRENT CARRYING CAPACITY Amps		
			Single Cable In Air	Single Cable On Surface	Two Cables Adjacent On Surface
1.5	13.70	17.468	30	29	24
2.5	8.21	10.468	41	39	33
4	5.09	6.490	55	52	44
6	3.39	4.322	70	67	57
10	1.95	2.486	98	93	79
16	1.24	1.581	132	125	107
25	0.795	1.013	176	167	142
35	0.565	0.720	218	207	176
50	0.393	0.501	276	262	221
70	0.277	0.353	347	330	278
95	0.21	0.267	416	395	333
120	0.164	0.209	488	464	390
150	0.132	0.168	566	538	453
185	0.108	0.137	644	612	515
240	0.0817	0.104	775	736	620

## DE-RATING FACTORS

AIR TEMPERATURE	UP TO 60°C	70°C	80°C	90°C	100°C	110°C
DE-RATING FACTOR	1.00	0.91	0.82	0.71	0.58	0.41

The information contained within this datasheet is for guidance only and is subject to change without notice or liability. All the information is provided in good faith and is believed to be correct at the time of publication. When selecting cable accessories, please note that actual cable dimensions may vary due to manufacturing tolerances.

**Annexe 5: fiche technique de la batterie**





## Capacités, dimensions et poids

Type OPzV bloc	Tension nominale V	C <sub>100</sub> /1,85 V Ah	C <sub>20</sub> /1,85 V Ah	C <sub>10</sub> /1,83 V Ah	C <sub>5</sub> /1,80 V Ah	C <sub>1</sub> /1,77 V Ah	Poids max* kg	Longueur max* L mm	Largeur max* W mm	Hauteur max* H mm	Fig.
<b>sun</b>   power VR L 12-70	12	70	65	58	57	51	40,0	272	205	383	A
<b>sun</b>   power VR L 12-120	12	130	125	118	114	101	52,5	272	205	383	A
<b>sun</b>   power VR L 12-180	12	200	190	175	171	152	75,5	380	205	383	A
<b>sun</b>   power VR L 6-250	6	270	250	235	228	202	51,0	272	205	383	B
<b>sun</b>   power VR L 6-300	6	330	315	293	285	253	66,0	380	205	383	B
<b>sun</b>   power VR L 6-370	6	400	375	350	342	304	73,0	380	205	383	B
Type OPzV											
<b>sun</b>   power VR L 2-250	2	287	264	243	214	198	18,3	105	208	420	C
<b>sun</b>   power VR L 2-310	2	359	329	304	267	248	22,3	126	208	420	C
<b>sun</b>   power VR L 2-370	2	430	395	365	320	298	26,5	147	208	420	C
<b>sun</b>   power VR L 2-420	2	478	453	428	412	364	29,9	126	208	535	C
<b>sun</b>   power VR L 2-520	2	574	543	513	495	437	35,1	147	208	535	C
<b>sun</b>   power VR L 2-620	2	670	634	599	577	510	42,1	168	208	535	C
<b>sun</b>   power VR L 2-750	2	847	802	762	718	625	48,7	147	208	710	C
<b>sun</b>   power VR L 2-875	2	990	935	888	838	729	61,3	215	193	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1000	2	1 130	1 070	1 016	957	833	65,9	215	193	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1125	2	1 271	1 203	1 143	1 077	938	75,6	215	235	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1250	2	1 412	1 337	1 270	1 197	1 042	80,5	215	235	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1375	2	1 553	1 471	1 397	1 316	1 146	89,3	215	277	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1500	2	1 695	1 604	1 524	1 436	1 250	94,6	215	277	710	D
<b>sun</b>   power VR L 2-1700	2	1 955	1 870	1 785	1 570	1 315	110,0	215	277	855	D
<b>sun</b>   power VR L 2-2000	2	2 281	2 182	2 082	1 832	1 534	136,5	215	400	815	E
<b>sun</b>   power VR L 2-2300	2	2 607	2 493	2 380	2 093	1 753	152,9	215	400	815	E
<b>sun</b>   power VR L 2-2600	2	2 933	2 805	2 677	2 355	1 973	173,0	215	490	815	F
<b>sun</b>   power VR L 2-2900	2	3 258	3 117	2 975	2 617	2 192	186,5	215	490	815	F
<b>sun</b>   power VR L 2-3200	2	3 584	3 428	3 272	2 878	2 411	214,7	215	580	815	F
<b>sun</b>   power VR L 2-3500	2	3 910	3 740	3 570	3 140	2 630	222,3	215	580	815	F

C<sub>10</sub> et C<sub>100</sub> = Capacité pour une décharge en 10 et 100 heures

\* conformément à la norme DIN 40742, ces données sont à considérer comme valeurs maximales

Fig. A Type OPzV bloc

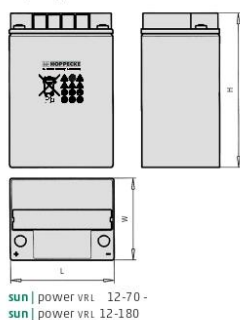


Fig. B Type OPzV bloc

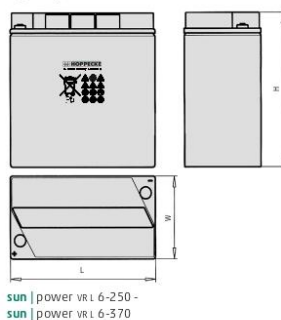


Fig. C Type OPzV

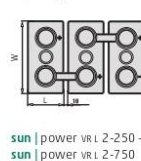


Fig. D Type OPzV

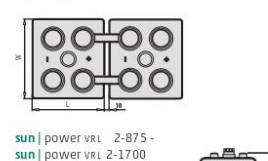


Fig. E Type OPzV

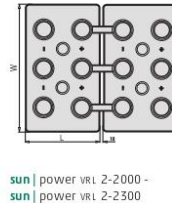
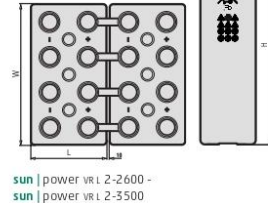



Fig. F Type OPzV



Éco-compatibilité optimale -  
système de recyclage certifié, en circuit fermé  
IEC 60896-21 - IEC 61427



## Annexe 6: fiche technique des panneaux photovoltaïques


SOLAR'S MOST TRUSTED 

# REC TWINPEAK 25 MONO 72 SERIES


**PREMIUM SOLAR PANELS  
100% MADE IN SINGAPORE**

REC TwinPeak 25 Mono 72 Series solar panels feature an innovative design with high efficiency and an industry-leading lightweight, yet robust construction, enabling customers to get the most out of the installation area.


Combined with the product quality and reliability of a strong and established European brand, REC TwinPeak 25 Mono 72 Series panels are ideal for all types of commercial rooftop and utility installations worldwide.




**REDUCES BALANCE OF  
SYSTEM COSTS**



**IMPROVED PERFORMANCE  
IN SHADED CONDITIONS**

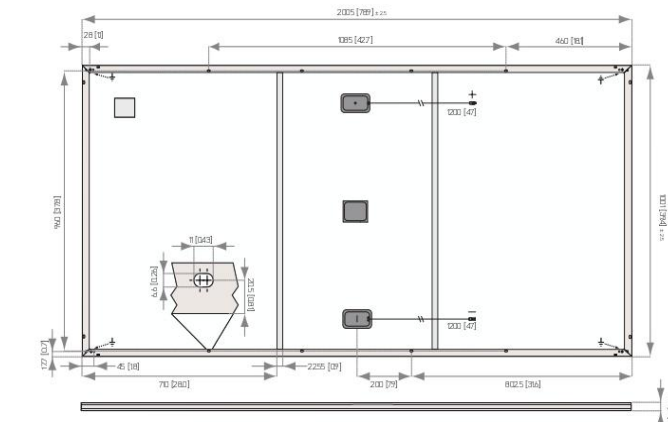


**INDUSTRY-LEADING  
LIGHTWEIGHT 72-CELL PANEL**



**100%  
PID FREE**

# REC TWINPEAK 25 MONO 72 SERIES



All measurements in mm [in]

ELECTRICAL DATA @ STC		Product code*: RECxxxTP2SM72						
Nominal Power - $P_{MPP}$ (Wp)	370	375	380	385	390	395	400	
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	
Nominal Power Voltage - $V_{MPP}$ (V)	39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9	41.1	
Nominal Power Current - $I_{MPP}$ (A)	9.30	9.36	9.43	9.51	9.58	9.66	9.73	
Open Circuit Voltage - $V_{OC}$ (V)	47.0	47.4	48.0	48.6	49.2	49.8	50.4	
Short Circuit Current - $I_{SC}$ (A)	10.02	10.04	10.05	10.07	10.08	10.09	10.10	
Panel Efficiency (%)	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	20.0	

Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 77°F (25°C)).  
At low irradiance of 200 W/m<sup>2</sup> (AM1.5 and cell temperature 77°F (25°C)) at least 95% of the STC module efficiency will be achieved.  
\*xxx indicates the nominal power class ( $P_{MPP}$ ) at STC, and can be followed by the suffix XV for modules with a 1500 V maximum system rating.

ELECTRICAL DATA @ NMOT		Product code*: RECxxxTP2SM72						
Nominal Power - $P_{MPP}$ (Wp)	276	280	283	287	290	295	298	
Nominal Power Voltage - $V_{MPP}$ (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	
Nominal Power Current - $I_{MPP}$ (A)	7.44	7.49	7.54	7.60	7.66	7.73	7.78	
Open Circuit Voltage - $V_{OC}$ (V)	43.7	44.1	44.7	45.3	45.8	46.4	46.9	
Short Circuit Current - $I_{SC}$ (A)	8.02	8.03	8.04	8.06	8.06	8.07	8.08	

Nominal cell operating temperature NMOT (800 W/m<sup>2</sup>, AM1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 68°F (20°C)).  
\*xxx indicates the nominal power class ( $P_{MPP}$ ) at STC, and can be followed by the suffix XV for modules with a 1500 V maximum system rating.

## CERTIFICATION



UL 1703, Fire classification: Type 1 (1500 V XV); Type 2 (1000 V);  
IEC 61215, IEC 61730, IEC 62604 (PID), IEC 62716 (Ammonia),  
IEC 61701 (Salt Mist level 6),  
ISO 9001:2015, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007

## WARRANTY

20 year product warranty  
25 year linear power output warranty  
Max. performance degradation of 0.5% p.a. from 97.5% in year 1  
See warranty conditions for further details.

20.0% EFFICIENCY  
20 YEAR PRODUCT WARRANTY  
25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

## GENERAL DATA

Cell type: 144 half-cut monocrystalline PERC cells  
6 strings of 24 cells in series  
Glass: 0.13" (3.2mm) solar glass with anti-reflection surface treatment  
Backsheet: Highly resistant polymeric construction  
Frame: Anodized aluminum  
Support bars: Anodized aluminum  
Junction box: 3-part, 3 bypass diodes, IP67 rated in accordance with IEC 62790  
Cable: 4 mm<sup>2</sup> solar cable, 1.2 m + 1.2 m in accordance with EN 50618  
Connectors: Tonglin TL-Cable 01S-F (4 mm<sup>2</sup>) in accordance with IEC 62852; IP68 only when connected  
Origin: Made in Singapore

## MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 ... +185°F (-40 ... +85°C)  
Maximum system voltage: 1000 V / 1500 V  
Design load (+) snow: 75.2 lbs/ft<sup>2</sup> (3600 Pa)  
Maximum test load (+): 112.8 lbs/ft<sup>2</sup> (5400 Pa)  
Design load (-) wind: 33.4 lbs/ft<sup>2</sup> (1600 Pa)  
Maximum test load (-): 50.1 lbs/ft<sup>2</sup> (2400 Pa)  
Max series fusing rating: 25 A  
Max reverse current: 25 A

+ Calculated using a safety factor of 1.5  
\* See installation manual for mounting instructions

## TEMPERATURE RATINGS

Nominal Module Operating Temperature: 44.6°C (±2°C)  
Temperature coefficient of  $P_{MPP}$ : -0.37 %/°C  
Temperature coefficient of  $V_{OC}$ : -0.28 %/°C  
Temperature coefficient of  $I_{SC}$ : 0.04 %/°C  
\* The temperature coefficients stated are linear values

## MECHANICAL DATA

Dimensions: 78.9" x 39.4" x 1.2" (2005 x 1001 x 30 mm)  
Area: 21.6 ft<sup>2</sup> (2.01 m<sup>2</sup>)  
Weight: 48.5 lbs (22 kg)

Specifications subject to change without notice

Ref: PWD05-07-25 Rev-B: 07.19

Founded in Norway in 1996, REC is a leading vertically integrated solar energy company. Through integrated manufacturing from silicon to wafers, cells, high-quality panels and extending to solar solutions, REC provides the world with a reliable source of clean energy. REC's renowned product quality is supported by the lowest warranty claims rate in the industry. REC is a Bluestar Elkem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC employs around 2,000 people worldwide, producing 1.5 GW of solar panels annually.



## Annexe 7: fiche technique de l'onduleur hybride

### SUNNY TRIPOWER 5.0 / 6.0 / 8.0 / 10.0 SMART ENERGY



STP5.0-3SE-40 / STP6.0-3SE-40 / STP8.0-3SE-40 / STP10.0-3SE-40

**5Y+5Y\***  
OF FACTORY WARRANTY  
\*Terms & conditions apply

SUNNY TRIPOWER  
SMART ENERGY

 **SMA ShadeFix**  
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Premium monitoring service  
**SMA SMART CONNECTED** 

Store energy	Smart and effective	Connect to the grid easily	Convenient all round
<ul style="list-style-type: none"><li>• Three-phase / DC-coupled</li><li>• Integrated battery-backup function</li><li>• Fast charging</li><li>• Compatible with high-voltage batteries from leading manufacturers</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Smart energy management with the Sunny Home Manager</li><li>• Maximum energy yield thanks to SMA ShadeFix</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Intuitive commissioning via app</li><li>• Quick and easy to install thanks to external terminals</li><li>• Compact design means minimum space requirements</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Full-scale professional support for solar power professionals</li><li>• Automated service thanks to SMA Smart Connected</li><li>• Warranty extension from 5 to 10 years - free of charge</li></ul>

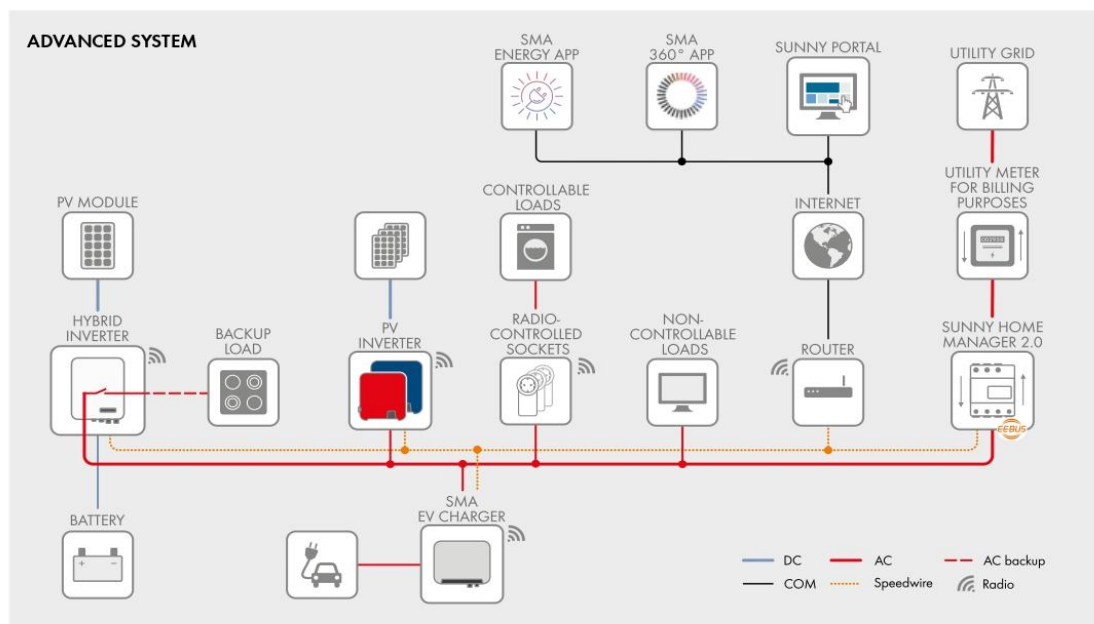
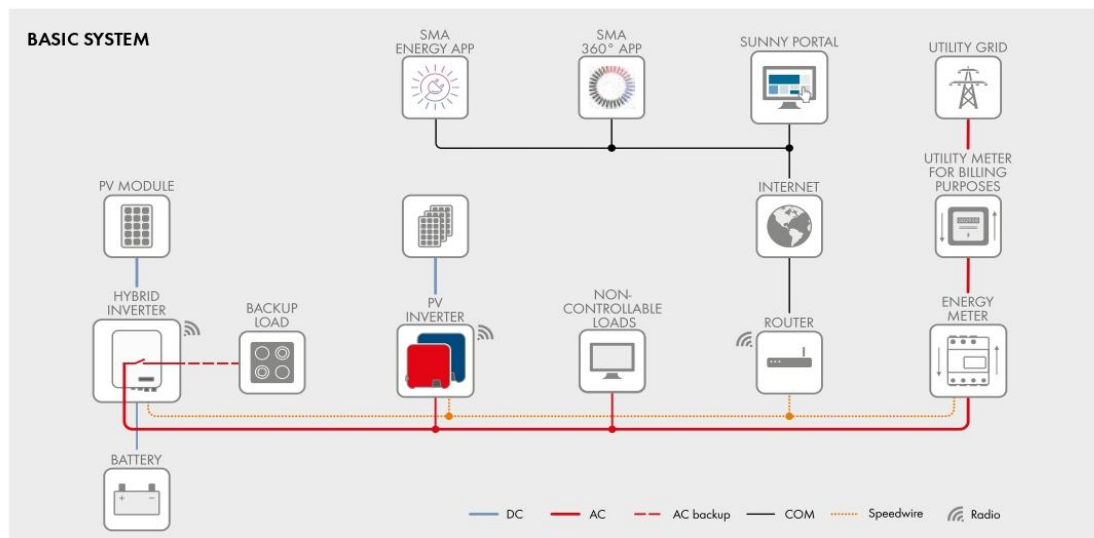
### SUNNY TRIPOWER 5.0 / 6.0 / 8.0 / 10.0 SMART ENERGY

The beating heart of any home

The Sunny Tripower Smart Energy hybrid inverter is the two-in-one system for supplying solar power at home. With this, SMA has combined smart technology and integrated services to create a space-saving compact system, drawing on more than 30 years of experience in storage. With Sunny Tripower Smart Energy, users can easily and conveniently generate, use and store solar power. It is possible to make additions to the system at any time, incorporating e-mobility or heat pumps. The integrated battery-backup function safeguards the household electricity supply even in the event of a grid failure. That makes domestic PV systems comprehensive, smart energy systems with solar energy self-sufficiency of up to 100 percent.



# OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS L'INSTALLATION ELECTRIQUE DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE



## Functions of the basic system with SMA Energy Meter

- Maximum system yield and reduced electricity procurement costs thanks to dynamic limits on grid feed-in of between 0% and 100%\*
- Reliable supply for selected loads even in the event of grid failure thanks to integrated automatic backup power supply
- Flexible battery use via PV inverter installed in parallel thanks to DC and AC charging
- Easy commissioning via 360° APP and intuitive installation wizard

\* Does not apply to multiple inverters in one system

## Functions of the advanced system with Sunny Home Manager 2.0

- Basic system functions
- Increased energy self-sufficiency, ideally matched to your specific installation site and usage by means of artificial intelligence
- Smart combination with heat pumps
- Smart combination with electric vehicles
- Maximum energy use thanks to forecast-based charging
- Visualization of energy consumption
- Dynamic limits on grid feed-in of between 0% and 100% with multiple SMA inverters



# OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS L'INSTALLATION ELECTRIQUE DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE

Technical data	Sunny Tripower 5.0 Smart Energy	Sunny Tripower 6.0 Smart Energy	Sunny Tripower 8.0 Smart Energy	Sunny Tripower 10.0 Smart Energy
Input (PV DC)				
Max. PV array power	7500 Wp	9000 Wp	12000 Wp	15000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range	210 V to 800 V	250 V to 800 V	330 V to 800 V	280 V to 800 V
Rated input voltage	600 V			
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 180 V			
Max. input current input A / input B	12.5 A / 12.5 A			12.5 A / 25 A
Max. DC short-circuit current input A / input B	20 A / 20 A			20 A / 40 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2/A: 1; B: 1			2/A: 1; B: 2
Battery connection				
Battery type	Lithium-ion <sup>1)</sup>			
Voltage range	150 V to 600 V			
Max. charging current / max. discharging current	30 A <sup>2)</sup> / 30 A <sup>2)</sup>			
Number of connectable batteries	1			
Max. charging power / max. discharging power <sup>3)</sup>	7500 W / 6000 W	9000 W / 7200 W	10600 W / 10600 W	
AC connection				
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W	8000 W	10000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V 156 V to 277 V			
AC voltage range	50 Hz / 45 Hz to 55 Hz			
AC power frequency/range	50 Hz/230 V			
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz/230 V			
Rated output current	3 x 7.3 A	3 x 8.7 A	3 x 11.6 A	3 x 14.5 A
Max. output current	3 x 7.6 A	3 x 9.1 A	3 x 12.1 A	3 x 15.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement power factor	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited			
Feed-in phases/connection phases	3/3			
Efficiency				
Max. efficiency / European Efficiency	98.2% / 97.3%	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.8%	98.1% / 97.5%
Output (AC backup) during on-grid mode				
Max. connectable power for backup load	13800 W			
Max. output current for backup load	3 x 20 A			
Output (AC backup) during off-grid mode				
Rated power 1~/3~ (at 230 V, 50 Hz)	1660 W / 5000 W	2000 W / 6000 W	2660 W / 8000 W	3330 W / 10000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA	8000 VA	10000 VA
Output power / output apparent power < 5 min	6000 W / 6000 VA	7200 W / 7200 VA	12000 W / 12000 VA	12000 W / 12000 VA
Output power / output apparent power < 10 s	10000 W / 10000 VA		12000 W / 12000 VA	
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 230 V / 400 V			
AC grid frequency	50 Hz			
Tariff switching to backup mode	30 ms to 10 s (adjustable)			
Protective devices				
Input-side disconnection point (PV DC)	●			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –			
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	I			
Protection class (according to IEC 61140)	III / II / II			
Overvoltage category (according to IEC 60664-1) grid/battery/PV	DC type II / AC type II			
SPD				
General data				
Dimensions (W/H/D)	500 mm / 598 mm / 173 mm (19.7 inch / 23.5 inch / 6.8 inch)			
Weight	30 kg (66 lbs)			
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (–13 °F to +140 °F)			
Noise emission, typical	30 dB(A)			
Self-consumption (at night)	44 W			
Topology / cooling method	Transformerless/convection			
Degree of protection (according to IEC 60529) / climate category (according to IEC 60721-3-4)	IP65/4K26			
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%			
Equipment				
PV connection / BAT connection	SUNCLIX / MC4, incl. MC4 battery cable, 3 m			
AC terminals	AC CONNECTOR (5 x 1.5 to 10 mm <sup>2</sup> )			
Display via smartphone, tablet, laptop	●			
Number of interfaces: Wi-Fi/Ethernet/BAT-CAN	1/2/1			
Number of digital inputs / outputs	5/1			
Communication protocols	Modbus (SMA, Sunspec), Speedwire/Webconnect			
Shade management: SMA ShadeFix (integrated)	●			
Warranty: 5/10 years	● / ● <sup>4)</sup>			
Certificates and permits (more available upon request)	CE, IEC 62109-1/-2, TOR Generator type A, VDE 0126-1-1, VDE A-RE-2510-2, C10/11, VDE-ARN4105			
Country availability of SMA Smart Connected	AT, BE, CH, DE, NL			
Model type number	STP5.0-3SE-40	STP6.0-3SE-40	STP8.0-3SE-40	STP10.0-3SE-40

● Standard features ○ Optional features – Not available Information refers to nominal conditions Provisional data as of Dec. 2021 1) BYD Premium HVS 5.1-10.2, BYD Premium HVM 8.3-22.1; others being planned 2) U<sub>in</sub> < 700 V and U<sub>bat</sub> > 220 V 3) Depending on battery connected 4) When device is registered via the SMA product registration page (sma-service.com). The conditions of the SMA limited factory warranty apply. You can find additional information at SMA-Solar.com

Annexe 8 : fiche technique de câble en courant alternatif



Câbles BT industriels rigides non armés

Câbles BT industriels rigides non armés

U1000 R2V DISTINGO  
0,6/1 kV isolé  
XP C32-321

U1000 R2V DISTINGO  
0,6/1 kV isolé  
XP C32-321

Les câbles U1000 R2V DISTINGO sont destinés à un usage courant dans l'industrie et sont particulièrement recommandés pour les installations fixes de distribution d'énergie basse tension.  
L'usage des câbles multiconducteurs est adapté aux installations de télécommande et de télécontrôle.

Constitution

Amc :  
Cuivre nu massif section  $\leq 4\text{ mm}^2$  Classe 1  
Cuivre nu câblé section  $\geq 6\text{ mm}^2$  Classe 2

Isolant : PRC

Gaine extérieure : PVC

Liseré couleur repérage section

Caractéristiques générales

Norme : XPC 21-321

Température sur âme : 90°C

Non propagateur de la flamme : (C2)

Tension de service : 0,6/1kV

Les câbles U1000 R2V DISTINGO peuvent être installés en extérieur sans protection (résistance aux UV).  
DISTINGO est le câble U1000 R2V pour les sections comprises entre 1,5 et 16 mm<sup>2</sup>, de 1 à 5 conducteurs, avec :

1 liseré couleur par section :

- 1,5 mm<sup>2</sup> : rose
- 2,5 mm<sup>2</sup> : jaune pâle
- 4 mm<sup>2</sup> : violet
- 6 mm<sup>2</sup> : turquoise
- 10 mm<sup>2</sup> : marron
- 16 mm<sup>2</sup> : gris

Marquage métrique METRIUM™ disponible pour tous les conditionnements : tourets et couronnes.

Repérage des conducteurs :

Norme : HD 308 S2 :

- 1 conducteur : Noir (préférentiel)
- 2 conducteurs : Bleu/Brun
- 3 conducteurs : avec Vert/Jaune : Vert/Jaune/Bleu/Brun.  
sans Vert/Jaune : sections 1,5 et 2,5 mm<sup>2</sup> Bleu/Brun/Noir  
sans Vert/Jaune : sections  $\geq 4\text{ mm}^2$  Brun/Noir/Gris
- 4 conducteurs : avec Vert/Jaune : Vert/Jaune/Brun/Noir/Gris. Sans Vert/Jaune : Bleu/Brun/Noir/Gris
- 5 conducteurs : avec Vert/Jaune : Vert/Jaune/Bleu/Brun/Noir/Gris. Sans Vert/Jaune : Bleu/Brun/Noir/Gris/Noir.

Caractéristiques techniques

Nombre de conducteurs - section (mm²)	Intensité admissible (A)		Diamètre extérieur approx. (mm)	Masse approx. (kg/km)	Chute de tension cos $\phi = 0,8$ (V/A x km)	Longueur (m)	Touret
	Enterré	Air libre					
1x1,5	68	24	6,4	44	22	1 000	CP 2
1x2,5	93	33	6,8	56,4	12,6	1 000	CP 2
1x4	117	45	7,2	73,5	8	1 000	CP 2
1x6	74	58	8,2	96	5,3	1 000	CP 2
1x10	101	80	9,2	137,7	3,3	1 000	CP 1
1x16	128	107	11,5	44	22	1 000	AL
2x1,5	34	24	10,5	139,4	24,8	1 000	CP 1
2x2,5	46	33	11,5	181,2	14,8	1 000	CP 1
2x4	59	45	13	232,6	9,2	1 000	BL
2x6	74	58	14	289,2	6,2	1 000	BL
2x10	101	80	16	421,5	3,7	1 000	CL
2x16	128	107	18,5	590,4	2,4	1 000	EL
3x1,5	29	22	11	143,5	21,5	1 000	CP 1
3x2,5	40	30	12	191	13	1 000	CP 1
3x4	51	40	13	251,3	8,1	1 000	BL
3x6	64	52	15	357,1	5,5	1 000	CL
3x10	88	71	17	474	3,3	1 000	DL
3x16	111	96	19,5	731,2	2,1	1 000	EL
4x1,5	29	22	11,5	175	21,5	1 000	AL
4x2,5	40	30	12,5	231	13	1 000	BL
4x4	51	40	14	307	8,1	1 000	CL
4x6	64	52	16	429	5,5	1 000	DL
4x10	88	71	18,7	624	3,3	1 000	EL
4x16	111	96	21	882	2,1	1 000	FL
5x1,5	29	22	12,5	215	21,5	1 000	BL
5x2,5	40	30	13,5	282	13	1 000	BL
5x4	51	40	15	366	8,1	1 000	CL
5x6	64	52	17,5	505	5,5	1 000	DL
5x10	88	71	20	735	3,3	1 000	EL
5x16	111	96	23	1 098	2,1	1 000	GL

**Annexe 9 : les détails du calcul du Coût d'installation du scénario 1**

N° PRIX	DESIGNATION DES TRAVAUX	Unité	Quantité	Prix Unitaire CFA	Montant en CFA
6	PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES				129 980 536
6.1	Fourniture de Système de panneaux photovoltaïques, complète, y compris les panneaux et la structure, les tableaux, les onduleurs et le câblage				
6.1.1	Fourniture et installation de modules PV (400Wp - Cellules de silicium monocristallin). Module PV de technologie cellules silicium monocristallin avec les principales caractéristiques : - Puissance de sortie (STC): 340Wp. - Tension de fonctionnement maximale 35.85 Vdc. - Degré de protection IP 67 ou similaire. - Dimensions approximatives du module PV: 1705 mm x 1028 mm x 35 mm - Poids approximatif: 20,6 kg - Efficacité: 19,4%	un	342	159 872	54 676 224
6.1.2	Structure de fixation de module solaire pour une surface en pente	vg	1	21 794 913	21 794 913
6.1.3	Onduleur Core 1 - 50KW Avec DST 1 + 2	un	3	5 927 483	17 782 449
6.1.4	Tableaux DC	un	3	1 775 872	5 327 616
6.1.5	Tableaux AC Pour Trois onduleurs	un	2	4 629 698	9 259 396
6.2	Fourniture et installation de câbles				-
6.2.1	Cable solaire OLFLEX XLS-R 1X6 WH / BK	m	2 466	2 145	5 289 570
6.2.2	RZ1-K(AS)-1xR35	m	60	4 935	296 100
6.2.3	RZ1-K(AS)-R5G35	m	160	19 069	3 051 040
6.3	Fourniture et installation de plateaux de câbles dans une plaque d'acier perforée, galvanisé à chaud, y compris tous les accessoires d'installation et de raccordement.				
6.3.1	200X60mm	m	320	28 240	9 036 800
6.4	Fourniture et installation de système d'équipotentialisation pour structures métalliques de panneaux photovoltaïques				
6.4.1	Fourniture et installation de câbles				-
6.4.1.1	H07V-U 1G6	m	402	1 308	525 816
6.4.1.2	H07V-U 1G35	m	420	4 457	1 871 940
6.4.2	Fourniture et installation boîte avec connecteurs de terre amovibles, complets.				
6.4.2.1	Boîte avec connecteurs de terre amovibles, complets.	un	12	89 056	1 068 672

**OPTIMISATION D'UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE DANS L'INSTALLATION ELECTRIQUE  
DU STADE FELIX HOUPHOUET BOIGNY D'ABIDJAN COTE D'IVOIRE**

<b>TOTAL NET</b>	129 980 536
<b>TVA 18%</b>	23 396 496
TOTAL TTC	153 377 032
AUTRES CHARGES	4 601 311
<b>TOTAL</b>	<b>157 978 343</b>

**Annexe 10 : les détails de calcul du Coût de l'installation du scénario 2**

	DESIGNATION DES TRAVAUX	Unité	Quantité	Prix CFA	Unitaire	Montant en CFA
<b>6</b>	<b>PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES</b>					<b>299 841 538</b>
6.1.3	Onduleur de 15 KW	un	10	2 147 660		21 476 600
6.1.4	Tableaux DC	un	3	1 775 872		5 327 616
6.1.5	Tableaux AC Pour Trois onduleurs	un	3	4 629 698		13 889 094
<b>6.2</b>	<b>Fourniture et installation de câbles</b>					
6.2.1	Cable solaire H1Z2Z2-K 1x4mm <sup>2</sup>	m	2 466	2 500		6 165 000
<b>6.3</b>	<b>Fourniture et installation de plateaux de câbles dans une plaque d'acier perforée, galvanisé à chaud, y compris tous les accessoires d'installation et de raccordement.</b>					
6.3.1	200X60mm	m	320	28 240		9 036 800
<b>6.4</b>	<b>Fourniture et installation de système d'équipotentialisation pour structures métalliques de panneaux photovoltaïques</b>					
<b>6.4.1</b>	<b>Fourniture et installation de câbles</b>					
6.4.1.1	H07V-U 1G6	m	402	1 308		525 816
6.4.1.2	H07V-U 1G35	m	420	4 457		1 871 940
<b>6.4.2</b>	<b>Fourniture et installation boîte avec connecteurs de terre amovibles, complets.</b>					
6.4.2.1	Boîte avec connecteurs de terre amovibles, complets.	Un	12	89 056		1 068 672
<b>6.5</b>	<b>Fourniture et installation du parc de batterie</b>					
6.5.1	Fourniture et installation de batterie	Un	120	1 985 000		238 200 000
6.5.2	Fourniture et installation de câbles	m	170	12000		2 040 000
6.5.3	Fourniture et installation de structure de pose	Un	20	12000		240 000
	COUT batterie					240 480 000
	<b>TOTAL COUT MATERIEL ET TRAVAUX</b>					<b>299 841 538</b>
	<b>TVA (18%)</b>					<b>53 971 477</b>
	<b>TOTAL COUT MATERIEL ET TRAVAUX TTC</b>					<b>353 813 015</b>
	<b>AUTRES CHARGES</b>					<b>8 995 246</b>
	<b>TOTAL CAPEX</b>					<b>362 808 261</b>

**Annexe 11: bilan financier**

Année	Production d'énergie (kWh)	Coût de remplacement des équipements (FCFA)	Coût de maintenance et de fonctionnement (FCFA)	Coût d'énergie (kWh)	Gain cumulé (FCFA)
0	808 261				362
1	193 780		6 748 233	16 858 860	10 110 627
2	193 683			16 850 421	20 212 815
3	193 586			16 841 982	30 306 564
4	193 489			16 833 543	40 391 874
5	193 392			16 825 104	50 468 745
6	193 295			16 816 665	60 537 177
7	193 198			16 808 226	70 597 170
8	193 101			16 799 787	80 648 724
9	193 004			16 791 348	90 691 839
10	192 907	10 094 002		16 782 909	90 632 513
11	192 810			16 774 470	100 658 750
12	192 713			16 766 031	110 676 548
13	192 616			16 757 592	120 685 907
14	192 519			16 749 153	130 686 827
15	192 422			16 740 714	140 679 308
16	192 325			16 732 275	150 663 350
17	192 228			16 723 836	160 638 953
18	192 131	113 025 600,00		16 715 397	57 580 517
19	192 034			16 706 958	67 539 242
20	191 937			16 698 519	77 489 528
<b>total</b>	<b>3 857 170</b>	<b>123 119 602</b>	<b>6 748 233</b>	<b>366 431 150</b>	
LCC (fcfa)	<b>295 764 096</b>				
LCOE (fcfa)	<b>82,45</b>				
TRI (an)	<b>4,68</b>				

Annexe 12 : dimensionnement du champ PV sur PVSYS

Besoins jour, moyens

527 kWh/jour

Def. la P.L.O.L acceptable

5.0 %

Def. l'autonomie requise

1.0 jour(s)

Tension batterie (et utilis.)

51 V

Capacité conseillée

12106 Ah

Puissance PV conseillée

189655 Wc (nom.)

Pré-dimens. détaillé

Stockage

Champ PV

Appoint

Schéma simplifié

Nom et orientation du sous-champ

NomChamp PV

Orient. Plan incliné fixe

Inclinaison23°

Azimuth0°

Aide au dimensionnement

Pas de prédim.

Entrez Pnom désirée0.0 kWc

Redimens.

... ou surface disponible684 m²

Sélection du module PV

Tous les modules

Tri modules parPuissance

Technologie

REC

400 Wp 35V

Si-mono

REC 400TP3SM 72

Depuis 2021

Manufacturer 202

Ouvrir

Modules nécessaires approx. 340

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 35.7 V

Voc (-10°C) 52.9 V

Choisissez le mode de régulation et le régulateur

Régulateur universel

Tous les fabricants

Convertisseur de puissance MPPT

Mode d'opération

Couplage direct

Convertisseur MPPT

Convertisseur DC-DC

MPPT 1000 W

51 V

2924 A

935 A

Universal controller with MPPT conv

G

Ouvrir

Les paramètres de fonctionnement du régulateur universel seront automatiquement ajustés selon les propriétés du système.

Conception champ PV

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série17

Nb. chaînes20

entre 16 et 20

Cond. de fonctionnement:

Vmpp (60°C) 607 V

Vmpp (20°C) 702 V

Voc (-10°C) 899 V

Irradiance plan1000 W/m²

Impo (STC) 198 A

Isc (STC) 210 A

Isc (aux STC) 208 A

Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C) 137 kW

Puiss. nom. champ (STC) 136 kWc

Besoins utilis.

Utilis. domestique

Puissance moy. 22.0 kW

Fraction nuit 50.3 %

Énergie jour 527 kWh

Pack de batteries

67 en parallèle, 51 V

Capacité 12060 Ah

Autonomie 1.1 jr

Énergie stockée 556 kWh

Champ PV

20 chaînes de 17 modules

Puissance nom. 136 kWc

PV/PLoad 6.2

Énergie moy. jour 445 kWh

Régulateur

MPPT universel

Puissance nom. 118 kW

PV/PCnv 1.15

Seuls selon SOC

Annuler

OK

Annexe 13 : dimensionnement du pack de batterie sur PVSYS

Besoins jour, moyens

527 kWh/jour

Def. la P.L.O.L acceptable

5.0 %

Def. l'autonomie requise

1.0 jour(s)

Tension batterie (et utilis.)

51 V

Capacité conseillée

12106 Ah

Puissance PV conseillée

189655 Wc (nom.)

Pré-dimens. détaillé

Stockage

Champ PV

Appoint

Schéma simplifié

Procédure

Les suggestions de pré-dimensionnement sont basées sur la météo mensuelle, et les besoins de l'utilisateur

1. - Pré-dimensionnement

2. - Stockage

3. - Conception champ PV

4. - Appoint

1. Définissez les conditions de pré-dimensionnement (P.L.O.L, autonomie, tension batterie)

2. Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)

3. Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil : commencez avec un régulateur universel !

4. Définissez un éventuel groupe électrogène

Définissez le pack de batteries

Trier les batteries selon

tension

capacité

fabricant

Victron Energy

25.6 V

180 Ah

Li LFP

LFP-CB 25.6V / 180Ah

Depuis 2017

Ouvrir

Lithium-ion

La batterie sélectionnée est une module

2 modules en série

67 modules en parallèle

100.0 % Etat d'usure initial (nb. de cycles)

100.0 % Etat d'usure initial (statique)

Nombre de modules 134

Nombre d'éléments 62176

Énergie totale stockée durant la vie de la batterie 977 MWh

Tension du pack batteries 51 V

Capacité globale 12060 Ah

Énergie stockée (80 % DOD) 556 kWh

Poids total 7370 kg

Nbre de cycles à 80 % DOD 2000

Température batterie en opération

Mode tempér. Fixée (local tempéré)

Température fixée 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie.

Besoins utilis.

Utilis. domestique

Puissance moy. 22.0 kW

Fraction nuit 50.3 %

Énergie jour 527 kWh

Pack de batteries

67 en parallèle, 51 V

Capacité 12060 Ah

Autonomie 1.1 jr

Énergie stockée 556 kWh

Champ PV

20 chaînes de 17 modules

Puissance nom. 136 kWc

PV/PLoad 6.2

Énergie moy. jour 445 kWh

Régulateur

MPPT universel

Puissance nom. 118 kW

PV/PCnv 1.15

Seuls selon SOC



## Annexe 14 : configuration des charges électriques sur PVSYS

Besoins d'énergie quotidiens, variante "Nouvelle variante de simulation"

**Définition des usages domestiques journaliers pour l'année.**

Consommation Distribution horaire

**Consommations journalières**

Nombre	Appareil	Puissance	Util. journ.	Distrib. horaire	Daily energy
1	Lampes (LED ou fluo)	47895 W/lampe	11.0 h/jour	OK	526845 Wh
0	TV / PC / Mobile	0 W/app	0.0 h/jour		0 Wh
0	Appareils domestiques	0 W/app	0.0 h/jour		0 Wh
0	Frigo / Congélateur	0.00 kWh/jour	0.0 h/jour		0 Wh
0	Machines à laver linge/vaisselle	0.0 W moy.	0.0 h/jour		0 Wh
0	Autres utilisations	0 W/app	0.0 h/jour		0 Wh
0	Autres utilisations	0 W/app	0.0 h/jour		0 Wh
	Consomm. de veille	0 W tot	24 h/jour	<input checked="" type="checkbox"/> 7 jours/7	0 Wh
<b>Energie journalière totale</b>					<b>526845 Wh/jour</b>
<b>Energie mensuelle</b>					<b>15805.4 kWh/mois</b>

Info appareils

**Définition consommation par**

☒ Années  
☐ Saisons  
☐ Mois

**Utilis. Week-end ou semaine**

☒ Utilisation seulement pendant  
 7 jours dans la semaine

**Modèle**

Charger Sauver

## Annexe 15 : schéma électrique du stade

