



**Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diesel : Cas de la localité de TONDI GAMEYE**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE  
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE ET INDUSTRIEL  
OPTION : ENERGIE RENOUEVELABLE**

-----  
Présenté et soutenu publiquement le 02 juillet 2019 par

**Mahamadou Salissou AMADOU ABDOU 20130845**

Travaux dirigés par :

**Dr. Daniel YAMEGUEU**

Enseignant chercheur (Fondation 2ie)

Et

**Mr. MOUSSA Abdoulaye**

Chef d'unité projet NELACEP (Nigelec)

Jury d'évaluation de stage :

Président : Mr Justin BASSOLE

Membres et correcteurs : Mr Madieumbe GAYE

Dr Daniel YAMEGUEU

Promotion [2018-2019]

## Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

- ✚ Mes chers parents ELH OUBA Amadou et HAJ ALOU ARZIKA Zouéra pour le soutien inconditionnel qu'ils m'ont apporté tout au long de mes études,
- ✚ Mes frères et sœurs pour leur soutien moral,
- ✚ Mon regretté oncle ALOU ARZIKA Aboubacar dit Nakta,
- ✚ Tous ceux qui m'ont apporté leurs aides de loin et de près.

## Remerciements

- ✚ En premier lieu je tiens à remercier l'ensemble de corps professoral et personnel de l'institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement 2ie pour leurs enseignements.
- ✚ Mes sincères remerciements vont à notre encadreur académique Dr Daniel YAMEGUEU enseignant chercheur 2ie pour ses conseils et enseignements.
- ✚ Mes sincères remerciements vont à mon maitre de stage Mr Abdoulaye MOUSSA chef unité projet NELACEP pour sa disponibilité et ses enseignements pendant toute la période de notre stage.
- ✚ Mes remerciements vont à Mr Maisharou BALLA coordinateur de la cellule grand projet (CGP) Nigelec de nous avoir donné la chance de passer notre stage dans son service,
- ✚ Nos remerciements vont à Daouda Mahamadou contrôleur mécanicien pour son aide et sa disponibilité,
- ✚ Nous remercions le staff du projet PEPERN pour leur accueil et leur sympathie pendant toute la durée de notre stage,
- ✚ Enfin, nous remercions toute personne qui a contribué de loin et de près à la réussite de notre stage et l'élaboration de ce document.

## RESUME

Le travail suivant se porte sur l'étude de faisabilité d'une centrale hybride PV/diesel dans le village de Tondi Gameye. Le village est alimenté au moyen d'un groupe électrogène 8h/jour. Le village de Tondi gameye fait partie des sites isolés de la Nigelec c'est-à-dire les villages qui ne sont pas connectés au réseau national. Etant des sites isolés l'exploitation de ces centres cause certains problèmes à l'exploitant comme le transport du carburant, le haussement permanent de prix de carburant, les maintenances, la protection de l'environnement etc. Il est prévu dans cette étude d'augmenter le temps d'alimentation en électricité du village à 24/24h au moyen d'un système hybride PV/diesel. Dans le but de trouver un système optimum adapté au village, l'étude s'est portée sur plusieurs scenarios. Les scenarios sont fonctions du taux d'hybridation, ainsi, on a le scenario 100, 80, 60, 40, 20% solaire et le scenario tout diesel. Le dimensionnement s'est effectué avec le pic de la demande sur 10 ans (18,44 kW) et à l'issue de ce dernier il a été déterminé les caractéristiques techniques avec le logiciel PVsyst pour chaque scenario. L'étude économique a été effectuée sur le logiciel Homer pro. A issue de cette étude les résultats suivants ont été obtenus :

Tableau 1: Coût d'investissement en fonction de LCOE et le taux d'hybridation

	<b>100% solaire</b>	<b>80% Solaire</b>	<b>60% Solaire</b>	<b>40% Solaire</b>	<b>20% Solaire</b>
<b>Investissement total (FCFA)</b>	256 488 050	246 301 900	242 641 100	232 900 200	224 027 050
<b>LCOE (FCFA/kWh)</b>	214,7	205,98	202,93	194,81	187,4
<b>Durée du projet</b>	10 ans				

### Mots-clés

#### 1-Hybridation

#### 2- Solaire photovoltaïque

#### 3-LCOE

#### 4-Taux d'hybridation

#### 5- Site isolé

## ABSTRACT

The following works are focused on the feasibility study of a PV/diesel hybrid power plant in the village of Tondi Gameye. The village is powered by a generator 8h/day. The village of Tondi gameye is part of the isolated sites of the Nigelec, i. e. villages that are not connected to the national grid. Being isolated sites, the operation of these centers causes certain problems for the operator such as fuel transport, permanent increases in fuel prices, maintenance, environmental protection, etc. This study plans to extend the village's electricity supply time to 24/24 hours using a PV/diesel hybrid system. In order to find an optimal system adapted to the village, the study focused on several scenarios. The scenarios are a function of the hybridization rate, so we have the 100, 80, 60, 40, 20% solar scenario and the all-diesel scenario. The sizing was carried out with the peak demand over 10 years (18.44 kW) and at the end of the latter it was determined the technical characteristics with the PVsyst software for each scenario. The economic study was carried out on the Homer pro software. At the end of this study the following results were obtained:

Tableau 2: Investment cost according to LCOE and hybridization rate

	<b>100% Solar</b>	<b>80% Solar</b>	<b>60% Solar</b>	<b>40% Solar</b>	<b>20% Solar</b>
<b>Total Investment (FCFA)</b>	256 488 050	246 301 900	242 641 100	232 900 200	224 027 050
<b>LCOE (FCFA/kWh)</b>	214,7	205,98	202,93	194,81	187,4
<b>Project lifetime</b>	10 years				

### Keywords

#### 1-Hybridization

#### 2- Solar photovoltaic

#### 3-LCOE

#### 4-Hybridization rates

#### 5- Isolated site

## **LISTE DES ABBREVIATIONS**

<b>GE</b>	Groupe électrogène
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>AC</b>	Courant alternatif
<b>DC</b>	Courant continu
<b>V</b>	Volt
<b>A</b>	Ampère
<b>VA</b>	Voltampère
<b>Ah</b>	Ampère-heure
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracking
<b>Ns</b>	Nombre de string
<b>Np</b>	Nombre de module en parallèle
<b>NELACEP</b>	Niger Electricity Access Expansion Project
<b>MC</b>	Multicluster
<b>Homer</b>	Hybrid optimization Model for Electric Renewables
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of energy
<b>Nigelec</b>	Société Nigérienne d'Electricité

## Sommaire

Dédicaces .....	I
Remerciements .....	II
RESUME .....	III
ABSTRACT .....	IV
LISTE DES ABREVIATIONS .....	V
Sommaire .....	VI
LISTE DES TABLEAUX.....	IX
LISTE DES FIGURES .....	IX
I. INTRODUCTION .....	1
1. Contexte de l'étude .....	3
2. Objectif de l'étude .....	3
3. Présentation de la structure d'accueil .....	4
3.1. Historique .....	4
3.2. Missions .....	4
3.3. Service d'accueil.....	5
II. Etude bibliographique.....	7
1. Généralités.....	7
2. Les composants d'un système hybride PV/diesel.....	7
2.2. Le groupe électrogène.....	8
2.3. Les batteries de stockage.....	9
2.4. L'onduleur .....	10
3. Les différentes configurations d'un système hybride PV/diesel .....	11
3.1. Les systèmes avec bus DC .....	11
3.1.1. Le système on-line .....	11
3.1.2. Système off-line .....	12

3.1.3.	Système avec bus DC avec un convertisseur multifonctionnel .....	13
3.2.	Système hybride avec bus AC.....	15
3.3.	Système hybride mixte DC et AC .....	16
III.	Présentation de zone d'étude : localité de Tondi Gameye .....	17
1.	Etat de lieu sur la centrale de Tondi Gameye.....	18
1.1.	Groupe électrogène .....	18
1.2.	Disjoncteur compact .....	19
1.3.	Compteur principal .....	20
1.4.	Transformateur de courant .....	20
IV.	Méthodologie de conception .....	21
1.	Matériels et méthodes .....	21
1.1.	Matériels .....	21
1.2.	Méthodes .....	21
V.	Etude de faisabilité technique.....	23
1.	Choix de la configuration de l'installation.....	23
2.	Profil de charge de Tondi Gameye .....	24
3.	Dimensionnement du système avec l'alimentation 100% solaire .....	25
3.1.	Dimensionnement du champ PV .....	25
3.2.	Choix des onduleurs.....	28
3.3.	Choix des batteries.....	29
3.4.	Choix des dispositifs de protection.....	31
3.4.1.	Fusible de Protection coté DC .....	31
3.4.2.	Protection contre les surtensions coté DC .....	31
3.4.3.	Disjoncteur de protection coté AC .....	32
3.4.4.	Protection contre les surtensions atmosphériques coté AC .....	32
3.3.	Calcul des sections de câbles.....	33
3.4.	Récapitulatif du dimensionnement .....	38

4.	Dimensionnement du système avec les taux d'hybridation de 80, 60, 40 et 20% .	39
4.1.	Dimensionnement du champ PV et parc des batteries.....	39
4.2.	Choix des onduleurs.....	41
5.3	Choix des dispositifs de protection.....	43
4.2.1.	Fusible de protection coté DC.....	43
4.2.2.	Disjoncteur de protection coté AC.....	44
4.3.	Calcul de section des câbles.....	45
VI.	Etude de faisabilité financière.....	47
1.	Etude économique pour les différentes configurations.....	48
1.1.	Résultats de la simulation.....	48
2.	Résultats des scenarios avec un taux d'hybridation de 60, 40, 20% et tout diesel.	49
VII.	Etude d'impact environnemental et social.....	51
3.	Cadre juridique et institutionnel.....	51
4.	Analyse de l'état initial du site.....	52
5.	Impacts environnementaux et sociaux du projet.....	52
5.1.	Les impacts positifs du projet.....	52
5.2.	Les impacts négatifs du projet et les mesures d'atténuation.....	54
VIII.	Conclusion et perspectives.....	57
IX.	Bibliographie.....	59
X.	ANNEXES.....	61

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Coût d'investissement en fonction de LCOE et le taux d'hybridation.....	III
Tableau 2: Investment cost according to LCOE and hybridization rate.....	IV
Tableau 3: comparaisons des caractéristiques de différentes technologies d'accumulateurs commerciaux [5] .....	10
Tableau 4: Données collectées .....	24
Tableau 5: Données de base pour le logiciel PVsyst.....	26
Tableau 6: Résumé du dimensionnement du champ PV .....	28
Tableau 7: Vérification de l'adéquation entre un sous champ PV et l'onduleur et configuration de générateur PV .....	29
Tableau 8: Valeur $\phi$ en fonction du résultat de l'annexe 5 [11] .....	32
Tableau 9: Valeur de $\Theta$ selon la situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ PV [11].....	33
Tableau 10: Choix de In en fonction de Fpv.....	33
Tableau 11: Section du câble en fonction du courant admissible [12].....	34
Tableau 12: Récapitulatif de calcul de section de câbles par tronçon.....	37
Tableau 13: récapitulatif du dimensionnement .....	38
Tableau 14: Puissance en fonction du taux d'hybridation .....	40
Tableau 15: Caractéristiques des champs PV à différents taux d'hybridation .....	40
Tableau 16: Caractéristiques des parcs de batteries à différents taux d'hybridation .....	41
Tableau 17: Configuration par Champ PV .....	42
Tableau 18: vérification de l'adéquation entre un sous champ PV à 80%, l'onduleur et la configuration du sous champ PV .....	42
Tableau 19: vérification de l'adéquation entre un sous champ PV à 60,40 et 20%, l'onduleur et la configuration du sous champ PV .....	43
Tableau 20: Sections des câbles avec le taux d'hybridation de 80% .....	45
Tableau 21: Détails des couts des équipements composants nos installations .....	48
Tableau 22: Resultats des simulations pour les taux d'hybridation de 60,40 et 20% .....	50
Tableau 23: Impacts positifs du projet .....	53
Tableau 24: CO2 évitée et consommation du gasoil économisée en fonction du taux d'hybridation sur 10 ans .....	53
Tableau 25: les impacts négatifs du projet.....	55

## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Organigramme de la cellule grand projet .....	6
Figure 2: Schéma d'un système hybride on-line [6] .....	11
Figure 3: Schéma d'un système off-line .....	13
Figure 4: Schéma d'un système hybride avec un convertisseur multidirectionnel [6] .....	14
Figure 5: schéma d'un système hybride avec bus AC .....	15
Figure 6: Schéma de la configuration Mixte DC/AC .....	17
Figure 7: Vue satellitaire du village de Tondi Gameye .....	18
Figure 8: Groupe électrogène Perkins 30kVA modèle 2012 .....	19
Figure 9: Disjoncteur compact Merlin Gerin .....	19
Figure 10: Compteur d'énergie .....	20
Figure 11: Transformateur d'intensité basse tension .....	20
Figure 12: Principe général d'un système multicluster avec Multicluster-Box et générateur PV [9] .....	23
Figure 13: Profil de charge de Tondi Gameye 2018 .....	24
Figure 14: Interface PVSyst pour le dimensionnement du champ PV .....	26
Figure 15: caractéristiques des modules photovoltaïques .....	27
Figure 16: caractéristiques du parc des batteries .....	30
Figure 17: Caractéristiques des batteries .....	30
Figure 18: configuration optimale .....	49
Figure 19: Coût en fonction des composants sur toute la durée du projet .....	49
Figure 20: LCOE en fonction du taux d'hybridation .....	50
Figure 21: Quantité CO2 évitée en fonction du taux d'hybridation .....	54

## I. INTRODUCTION

L'énergie est au centre de toutes les activités menées par l'homme depuis des lustres. L'accès à l'énergie permet d'améliorer la vie de l'homme sur pleins de plans. La santé, l'éducation, l'eau, l'industrie et d'autres activités importantes dans la vie de l'homme. L'accès aux services énergétiques à un plus grand nombre de population est un élément fondamental de toute stratégie de développement et de lutte contre la pauvreté.

Le Niger, comme la plupart des pays sous-développés présente des difficultés dans la desserte en énergie pour sa population. Le taux d'électrification du Niger est de 12% dont a peu près 0,5% en milieu rural (Nigelec CGP1). Dans les pays de l'Afrique, la population rurale représente plus de 80% de la population totale. Les zones rurales sont le plus souvent éloignées du réseau électrique. Le non accès à l'énergie électrique constitue un véritable handicap pour le développement de ces régions.

Le Niger est un pays vaste d'une superficie de 1 267 000 km<sup>2</sup>. Il est difficile, voir impossible pour le moment au Niger de construire un réseau électrique pour desservir toute cette superficie. La Nigelec à opter de construire des centres secondaires c'est-à-dire des mini-réseaux électriques qui vont alimenter un ou plusieurs villages en fonction de leurs proximités. Ces réseaux sont alimentés au moyen des groupes électrogènes diesel. Cependant la production d'électricité avec les groupes électrogènes présente des nombreuses difficultés à la Nigelec tant sur le plan technique qu'économique. En effet, La hausse perpétuelle du prix de carburant, les maintenances régulières des groupes, l'accès difficile au carburant dans certaines régions très reculés du pays sans compter le cout d'exploitation de ces mini centrales et le dégagement des gaz à effet de serre rendent difficile l'exploitation de ces réseaux. Notons que ces groupes électrogènes ne fonctionnent pas 24/24h, ils fonctionnent uniquement pendant un certain temps pour éviter un amortissement rapides de ces derniers.

Pour parer à ces problèmes et trouver une solution durable, la Nigelec à travers le projet NELACEP opte à hybrider certains de ces centres secondaires au moyen d'un système PV/diesel. Le solaire représente aujourd'hui une alternative au réseau traditionnelle pour alimenter ces régions. Même s'il présente un grand potentiel aujourd'hui pour l'alimentation des zones rurales, le solaire photovoltaïque seul comme source d'énergie est toujours inaccessible par cette population du fait de la chereté de cette technologie. Il est donc avantageux de le combiner avec une autre source d'énergie dans le but de diminuer son investissement conséquent et assurer une alimentation durable en énergie dans ces régions.

## Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

---

Le Niger a en sa disposition un énorme gisement solaire. En effet les températures peuvent atteindre des valeurs record pendant certaines périodes de l'année.

La présente étude sera axée sur l'hybridation du site de TONDI GAMEY. A travers cette étude, il est question de faire une étude bibliographique sur les différents types de système hybride PV/diésel, de trouver un système d'hybridation PV/diesel adapté au site de Tondi gamay , de dimensionner ce système et d'effectuer une étude financière pour évaluer la rentabilité du système.

## 1. Contexte de l'étude

Le Niger comme la plus part des pays sous-développés présente un taux d'électrification faible. De plus, il existe une large disparité entre les zones urbaines et les zones rurales en matière de taux d'électrification. En effet, le pays est électrifié à seulement 12% et environ 0,5% en milieu rural (Nigelec CGP1). Le Niger est un pays vaste avec une superficie de 1 267 000 km<sup>2</sup>. L'électrification d'une telle superficie constitue un véritable défi pour un pays comme le Niger. La Nigelec est la société d'électricité au Niger. Elle s'occupe de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Cette énergie est importée à hauteur de 65 % du Nigeria, la Nigelec quant à elle produit à partir de ces centrales thermiques qui utilisent des groupes électrogènes les 35% restant. Cependant, cette production d'énergie présente des nombreuses difficultés à la Nigelec, dont entre autre la hausse du prix du carburant, les maintenances régulières des groupes électrogènes, dans certaines régions reculées et difficile d'accès du pays le transport du carburant, sans compter le cout d'exploitation des centrales. La cherté de la construction d'un réseau électrique fait souvent que certaines régions ne soient pas électrifiées. C'est dans le but d'accroître le taux d'électrification rurale et faire face au cout de production de l'énergie que la Nigelec à opter à hybrider certains de ces sites secondaires avec un système PV-Diesel. Ce genre de système présente des nombreux avantages et peut être facilement mis en œuvre dans les mini réseaux locaux. Le Niger est l'un des pays le plus ensoleillé de la planète. Le pays a en sa disposition un gisement énorme d'énergie solaire. Ce qui constitue un véritable avantage pour la réalisation du projet.

## 2. Objectif de l'étude

L'objectif global de l'étude est de fournir une étude technique pour la réalisation d'un système hybride PV/diesel adapté au site de la localité de TONDI GAMAY Il s'agit spécifiquement de :

- Faire une étude bibliographique des différents systèmes d'hybridation PV/diesel existants ;
- Effectuer le choix du système le mieux adapté au site à étudier,
- Dimensionner le système PV/diesel à installer,
- Effectuer une étude économique du système.

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

#### **3.1. Historique**

SAFELEC qui était en 1952 énergie d'AOF avait pour objectif la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique en Afrique occidentale française.

Le 07 Septembre 1968, la SAFELEC est transformée en une société anonyme sous la dénomination de « Société Nigérienne d' Electricité » (NIGELEC) dont les capitaux sont détenus majoritairement par l'ETAT. La distribution de l'énergie électrique dans les autres villes fut confiée progressivement à la NIGELEC à partir de 1971, d'abord en gérance, puis sous forme de concession à partir de 1973.

A partir de 1996, dans le cadre des réformes entreprises par l'ETAT, la NIGELEC a été inscrite sur la liste des entreprises à privatiser. Cependant, ce processus n'a pas abouti malgré les différents appels d'offres lancés.

Suite à la recommandation par les bailleurs de fonds sur la suppression de la subvention de l'Etat sur le combustible, NIGELEC a initié, à partir de 2001, un vaste programme d'investissement afin de raccorder toutes les régions du pays au réseau interconnecté permettant ainsi de réduire la consommation de gasoil tout en bénéficiant du tarif préférentiel du NIGERIA. Il s'agit du Projet de Développement du Réseau Electrique interconnecté du NIGER ( DREIN) et du Projet d'Extension et de Renforcement du Réseau Electrique du NIGER (PERREN) qui ont permis d'assurer un équilibre financier à l'Entreprise jusqu'à ce jour.

#### **3.2. Missions**

Placée sous la tutelle du ministère de l'énergie et du pétrole, la NIGELEC à une mission de service public qui consiste à mettre à la disposition de sa clientèle un produit de qualité et à moindre coût. Pour cela, elle a pour activités principales la production, l'achat, le transport et la distribution de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire national. Elle assurait aussi la gestion de la distribution d'eau jusqu'à la création de la société nigérienne des eaux (SNE) en 1988.

Aussi une des priorités de la NIGELEC est le développement des ventes à travers les extensions des réseaux et l'électrification rurale.

Face à cette situation, elle achète l'électricité auprès de la NEPA (au Nigéria) et la société Nigérienne de Charbon d' Anou Araren (SONICHAR) et dispose d'un parc de production et d'un important réseau de transport et de distribution de l'énergie.

La société est gérée par un directeur général nommé en conseil des ministres. Ainsi pour mieux organiser le travail de la société, la direction générale est divisée en directions centrales et directions régionales parmi lesquelles la Direction Régionale de Zinder, autrefois dénommée secteur de Zinder à sa création en 1968, puis exploitation de Zinder, ensuite exploitation Régionale de Zinder et enfin devenue Direction Régionale depuis Janvier 2009

### **3.3. Service d'accueil**

Notre service d'accueil est la Cellule Grands Projets de la Nigelec (CGP). La CGP est chargée de la mise en œuvre des grands projets avec l'appui des ingénieurs-conseils recrutés pour la circonstance. Elle est rattachée au secrétaire générale de la Nigelec et est gérée par un coordinateur (voir l'organigramme).

Les principales activités de la CGP sont :

- ✓ La supervision de toutes les fonctions de gestion des différents projets,
- ✓ La tenue d'un plan d'exécution détaillé de toutes les activités des projets avec les résultats attendus et les indicateurs objectivement véritables,
- ✓ L'approbation de tous les documents techniques et financiers des projets,
- ✓ La gestion fiduciaire des projets,
- ✓ La certification des services rendus et l'exécution des règlements,
- ✓ La mise en place et la coordination du cadre de suivi-évaluation,
- ✓ Le suivi, le contrôle et l'évaluation des activités des projets ainsi que les services et performances des prestataires intervenant dans l'exécution des projets
- ✓ La production des rapports d'achèvement des projets.

La CGP gèrent plusieurs projets. Parmi lesquels : le projet NELACEP qui le projet auquel découle notre travail. Le projet NELACEP est le projet de renforcement et extension des réseaux électriques des villes de Niamey, Dosso, Maradi, Zinder, Tahoua, Agadez et Tillabéry financé par la Banque Mondiale.

Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel dans le cadre du projet NELACEP : cas de la localité de TONDI GAMEYE

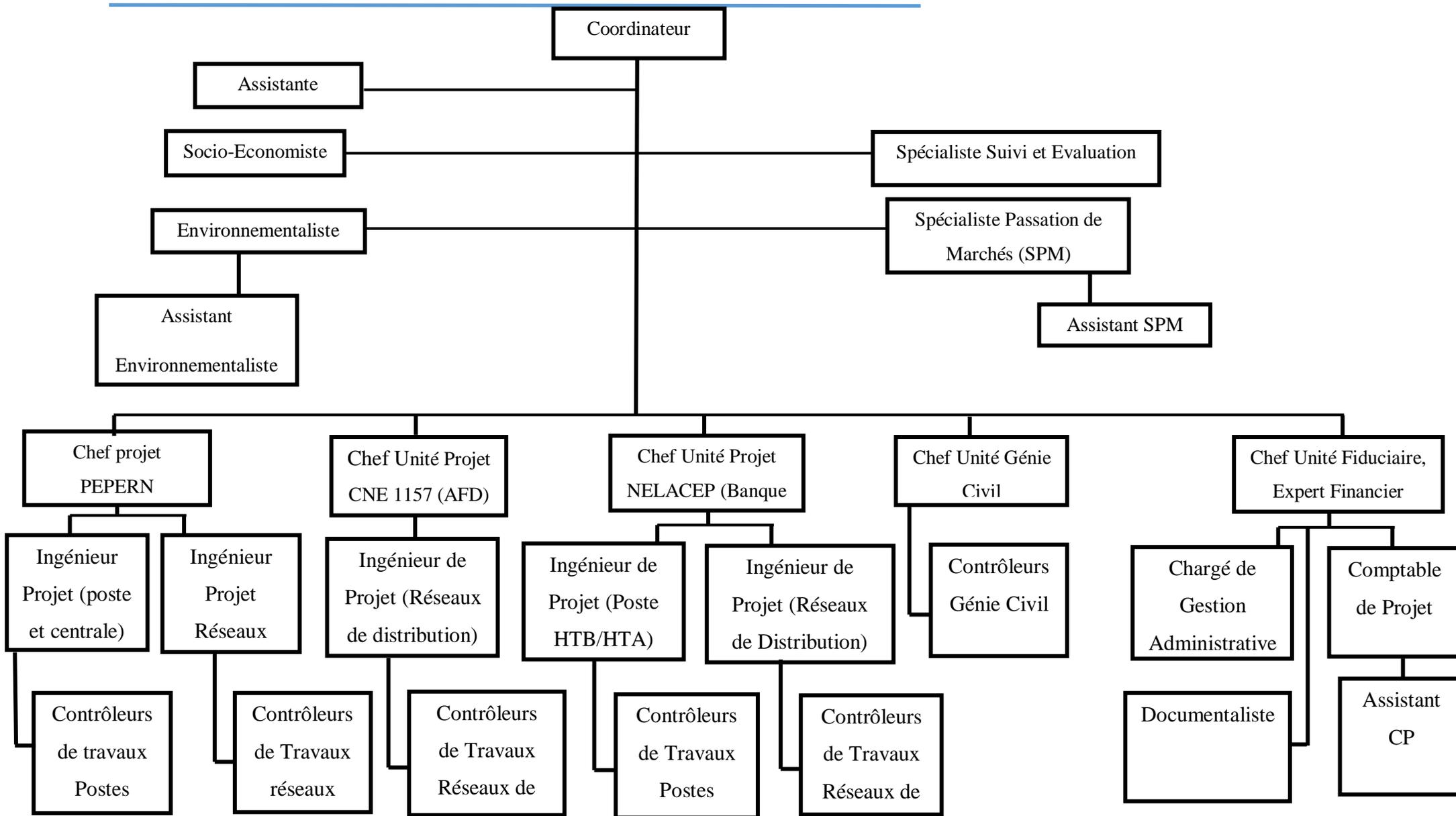


Figure 1: Organigramme de la cellule grand projet

## II. Etude bibliographique

### 1. Généralités

Un système hybride de production d'énergie électrique est un système qui combine et exploite plusieurs sources de production d'énergie, généralement composé d'une source de production d'énergie conventionnelle (Groupe électrogène) et une source d'énergie renouvelable. Plusieurs combinaisons sont possibles pour construire un système de production d'énergie hybride, on distingue le système PV/source conventionnelle, système éolien/source conventionnelle, système PV/éolien/source conventionnelle etc. Il existe aussi des systèmes hybrides sans aucune source conventionnelle comme par exemple le système hybride PV/éolien/stockage [1]. Les énergies renouvelables sont intermittentes par conséquent elles ne peuvent pas assurer à elles seules une alimentation continue en énergie. Elles sont alors combinées avec des sources de production d'énergie conventionnelles comme les groupes électrogènes pour faire face à leurs intermittences. Pendant l'exploitation d'un système hybride l'objectif est de produire le maximum d'énergie avec la source renouvelable pour permettre d'économiser en carburant et de préserver le groupe électrogène. Le système hybride le plus populaire est celui de système PV/diesel. Un tel système est composé généralement en fonction de la configuration d'un générateur photovoltaïque, d'un groupe électrogène, d'un régulateur de charge, d'un onduleur, d'un commutateur, des charges AC ou DC. En fonction du type de bus utilisé, on distingue 3 configurations en général pour le système hybride PV/diesel :

- ✓ Les systèmes avec bus DC,
- ✓ Les systèmes avec bus AC,
- ✓ Les systèmes mixtes avec bus DC et AC.

## 2. Les composants d'un système hybride PV/diesel

### 2.1. Le générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est un système qui produit de l'électricité photovoltaïque. Il est composé des modules photovoltaïques dont eux-mêmes composés des cellules photovoltaïques. Ce sont les cellules photovoltaïques qui assurent la fonction de transformation de rayonnement solaire en électricité. Il existe plusieurs technologies de cellules photovoltaïques. On distingue le silicium cristallin, le silicium amorphe, le tellure de cadmium etc. [2].

Les panneaux photovoltaïques délivrent du courant continu (DC) qui sera converti en courant alternatif (AC) à l'aide un onduleur. La principale caractéristique d'un panneau photovoltaïque est sa puissance. Ensuite interviennent d'autres caractéristiques qui sont :

- ✓  $V_{oc}$  (V) : Tension circuit ouvert (open circuit) indique la tension présente aux bornes du panneau quand il n'est pas branché,
- ✓  $I_{sc}$  (A) : courant de court-circuit (shorted circuit) indique le courant max que peut délivrer le panneau,
- ✓  $I_{mpp}$  (I) : le courant de puissance maximale,
- ✓  $V_{mpp}$  (V) : la tension de puissance maximale,
- ✓ Le point de fonctionnement,
- ✓ Le rendement du panneau,
- ✓ Le rendement des cellules photovoltaïques,
- ✓ Le facteur de forme,

Malgré les avancées technologiques, le rendement des panneaux photovoltaïques reste faible. Le rendement maximum obtenu en laboratoire est dans l'ordre de 25% [3].

## 2.2. Le groupe électrogène

Un groupe électrogène est une machine qui transforme l'énergie thermique produite à partir de la combustion d'un combustible (gasoil, DDO, Fuel etc.) en énergie mécanique qui à son tour sera transformée en énergie électrique par le biais d'un alternateur accouplé au moteur. L'injection du carburant peut se faire directement dans la chambre de combustion on parle alors de moteur à injection directe, ou indirectement c'est-à-dire dans une chambre à combustion subdivisée en plusieurs compartiment on parle dans ce cas de moteur à combustion indirecte.

Le fonctionnement d'un moteur diesel se résume à quatre (4) temps. Le premier temps c'est l'admission c'est-à-dire l'admission de l'air dans la chambre de combustion. Le deuxième temps est la compression, il s'agit de mettre sous pression l'air introduit lors du premier temps. Cette compression permet d'élever la température de l'air jusqu'à la température d'auto inflammation du combustible. Le troisième temps est l'injection. L'injection du carburant sous pression dans la chambre de combustion permet une auto inflammation de celui-ci. Il en résulte de ce troisième temps une explosion. Le quatrième et dernier temps est l'échappement, il s'agit ici de l'échappement du gaz résultant de l'explosion. Le moteur se remet à la position initiale en attente d'un nouveau cycle.

Les groupes électrogènes sont catégorisés en fonction de leurs utilisations. On distingue alors :

- ✓ Le groupe de base : ce type de groupe est utilisé pour une production continue de l'énergie et fonctionne à la puissance recommandée en service continu. Il est mis à arrêt que pendant la maintenance ou un incendie.
- ✓ Le groupe d'écrêtage : Il fonctionne uniquement pendant les périodes de pointe. En dehors de ces périodes il est à l'arrêt.
- ✓ Le groupe de secours : il est permanemment à l'arrêt et prêt à se mettre en service en cas d'absence de tension sur le réseau. Il est mis en fonctionnement pour secourir le groupe principal.

Un groupe électrogène est caractérisé par sa puissance, sa tension, son courant, son rendement et sa fréquence. L'environnement dans lequel est installé le groupe a des effets sur sa puissance. Il faut donc tenir compte de l'altitude du site de l'installation, de la température du site et de l'atmosphère du site. [4].

### **2.3. Les batteries de stockage**

En raison de l'intermittence de l'énergie solaire, on fait appel à des accumulateurs d'énergie (batteries de stockage) pour stocker de l'énergie afin de l'utiliser soit la nuit, soit lorsque les conditions météorologiques sont défavorables. Une batterie est un convertisseur électrochimique qui permet la transformation de l'énergie chimique en énergie électrique (production) ou inversement (stockage) [5]. Les batteries assurent la fourniture lorsque le champ photovoltaïque ne plus en état de le faire ou viennent en aide au groupe électrogène lorsque la demande est élevée pour assurer une continuité de la fourniture en énergie. Les accumulateurs permettent aussi de limiter les fluctuations sur le réseau électrique en raison de l'intermittence de l'énergie solaire.

Un accumulateur est caractérisé par :

- ✓ Sa capacité (en Ah),
- ✓ Rapport de chargement/déchargement,
- ✓ Sa durée de vie,
- ✓ Profondeur de décharge,
- ✓ Son rendement,
- ✓ Son taux d'auto décharge.

Il existe plusieurs types d'accumulateurs mais les plus utilisés dans le domaine du solaire sont : les accumulateurs à plomb acide et les accumulateurs au Nickel cadmium. Ces batteries présentent des perspectives intéressantes techniquement et surtout économiquement. L'accessibilité facile de ces technologies sur le marché constitue aussi un atout non négligeable. Le Tableau 3 fait état de comparaison entre différentes technologies des accumulateurs.

Tableau 3: comparaisons des caractéristiques de différentes technologies d'accumulateurs commerciaux [5]

<b>Technologies d'accumulateurs électrochimiques</b>	<b>Energie spécifique (Wh.kg<sup>-1</sup>)</b>	<b>Rendement énergétique (%)</b>	<b>Plage d'utilisation en température</b>	<b>Profondeur de décharge tolérée</b>	<b>Durée de vie (Nombre de cycles)</b>	<b>Coût (£.kWh<sup>-1</sup>)</b>
<b>Plomb (Pb)</b>	30-40	>80	-20°C à 50°C	50%	400-600	150-250
<b>Nickel-cadmium (Ni-Cd)</b>	45-80	75	-40°C à 60°C	75%	800	600
<b>Nickel-Métal-Hydrure (Ni-MH)</b>	60-90	75	-20°C à 60°C	75%	750-1000	500-1000
<b>Lithium ion (Li-ion)</b>	120-200	>90	-20°C à 50°C	80%	>1500	1000-2000

## 2.4. L'onduleur

L'onduleur est un dispositif qui permet la conversion du courant continu (DC) en courant (AC) alternatif. Les charges à alimenter fonctionnent le plus souvent avec le courant alternatif. Or les modules photovoltaïques et les batteries de stockage produisent du courant continu d'où la nécessité d'un onduleur dans un système de production d'énergie solaire. Dans un système hybride, l'onduleur assure la synchronisation entre les deux sources. Il permet aussi d'optimiser la production solaire grâce à son système de recherche de point de puissance maximale.

Il existe deux catégories d'onduleur, l'onduleur autonome et l'onduleur réseau. L'onduleur autonome comme son nom indique est utilisé dans un réseau autonome tandis que l'onduleur réseau fonctionne uniquement en présence du réseau. Il existe une troisième catégorie qui combine les fonctionnalités de l'onduleur autonome et de l'onduleur réseau.

### 3. Les différentes configurations d'un système hybride PV/diesel

#### 3.1. Les systèmes avec bus DC

Dans un système hybride PV/diesel, On appelle système à bus DC un système dans lequel toutes les composantes du système hybride sont interconnectées via un bus DC (groupe électrogène, générateur photovoltaïque, batterie de stockage etc.). Le bus est le réseau d'interconnexion des différents composants du système [6]. Toutes sources qui produisent un courant AC doivent être suivi d'un redresseur afin d'être connecté au bus. Pour assurer la charge des batteries on peut soit utilisé un chargeur et un onduleur soit utilisé un convertisseur multifonctionnel. Lorsqu'on utilise un chargeur et un onduleur séparément il en dérive de deux nouveaux systèmes, le système on-line et le système off-line.

##### 3.1.1. Le système on-line

Dans le système on-line, les charges sont en permanence alimentées par l'onduleur. Il y'a pas de microcoupure lorsque le groupe électrogène est mise en service d'où le nom du système on-line. L'inconvénient majeur de cette configuration est la baisse du rendement de l'énergie produite par le groupe électrogène en raison des redressements qu'elle subit avant d'arriver à destination. La figure 2 fait état de la configuration d'un système on-line.

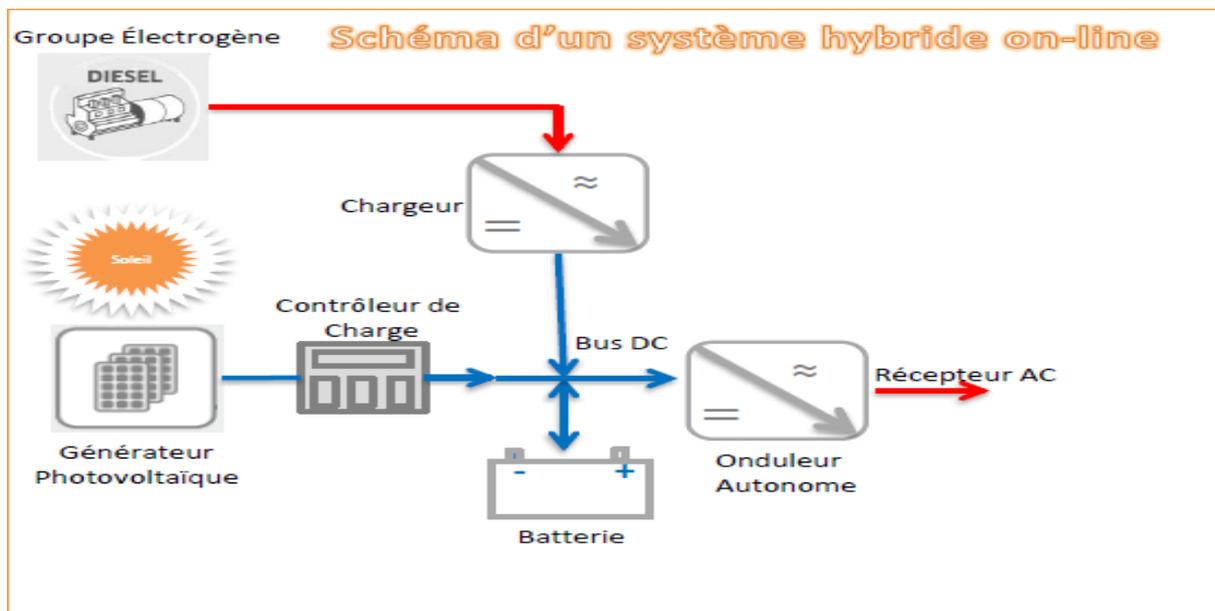


Figure 2: Schéma d'un système hybride on-line [6]

Le système on-line présente beaucoup d'avantages comme :

- ✓ la livraison d'un signal de qualité (tension et fréquence),
- ✓ la séparation de la fonction de chargeur et d'onduleur qui facilite la maintenance en cas de défaillance de système,
- ✓ Absence de microcoupure au niveau des utilisations,
- ✓ Groupe électrogène dimensionner en fonction de la puissance de chargeur donc fonctionne toujours en puissance nominale.
- ✓ Solution bien adaptée lorsque le signal du GE est mauvais

Inconvénients :

- ✓ La chaîne GE-chargeur-batterie-charges AC occasionne des pertes importantes d'énergie,
- ✓ Augmentation du coût d'investissement en raison de la séparation de l'onduleur et de chargeur,
- ✓ Black-out en cas de défaillance de l'onduleur.

### **3.1.2. Système off-line**

Pour limiter la perte de l'énergie dans le système on-line, on alimente les charges AC directement avec le GE tout en chargeant les batteries parallèlement. Les charges sont donc alimentées soit par l'onduleur soit par le GE. Un inverseur de source est ajouté sur le circuit pour permettre la commutation des sources. Lors de la commutation, une microcoupure de l'alimentation est inévitable d'où le nom du système off-line. La figure 3 représente la configuration d'un système off-line.

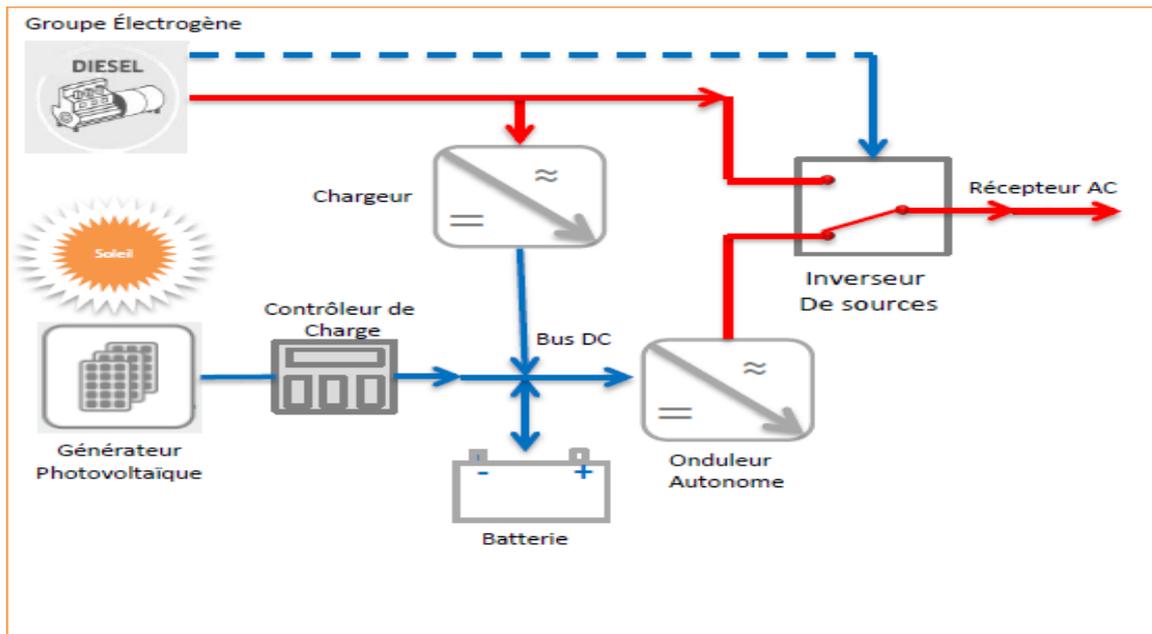


Figure 3: Schéma d'un système off-line

Avantages :

- ✓ Amélioration du rendement par rapport à la configuration on-line,
- ✓ Source de secours en cas de défaillance de l'onduleur

Inconvénients :

- ✓ Présente d'une microcoupure lors de la commutation. Elle peut être conséquente dans le temps,
- ✓ Pas de garanti d'un signal de qualité lorsque les charges sont alimentés directement par le GE,
- ✓ Possible surdimensionnement du GE,
- ✓ Nécessite des utilisations qui supportent des microcoupures.

### 3.1.3. Système avec bus DC avec un convertisseur multifonctionnel

Un convertisseur multifonctionnel est un appareil qui peut assurer la fonction d'un chargeur et d'un onduleur. On utilise des convertisseurs multifonctionnels pour pallier aux inconvénients d'un système off-line. Les convertisseurs multifonctionnels sont capables de se synchroniser avec des GE pour assurer la desserte énergétique des charges AC. Ainsi, lorsque le GE est à l'arrêt, le convertisseur joue le rôle d'onduleur en convertissant le courant DC en AC. Lorsque le GE est en service il assure la synchronisation entre les deux sources. La figure 4 présente le principe d'un système avec un convertisseur multifonctionnel.

L'utilisation d'un convertisseur multifonctionnel présente plusieurs avantages :

- ✓ La recharge des batteries est possible avec les modules photovoltaïques via un régulateur sur bus DC,
- ✓ Livraison d'un signal de sorti de qualité,
- ✓ Démarrage automatique du groupe électrogène en fonction de la demande en puissance et de l'état de charge des batteries,
- ✓ Absence d'une surcharge du groupe lorsque le convertisseur assure une assistance au GE,
- ✓ Des coupures brèves lors de la commutation onduleur/GE.

Inconvénients :

- ✓ Puissance de chargeur dépendante de la puissance de l'onduleur,
- ✓ Un GE de bonne qualité est nécessaire pour permettre la synchronisation avec l'onduleur.

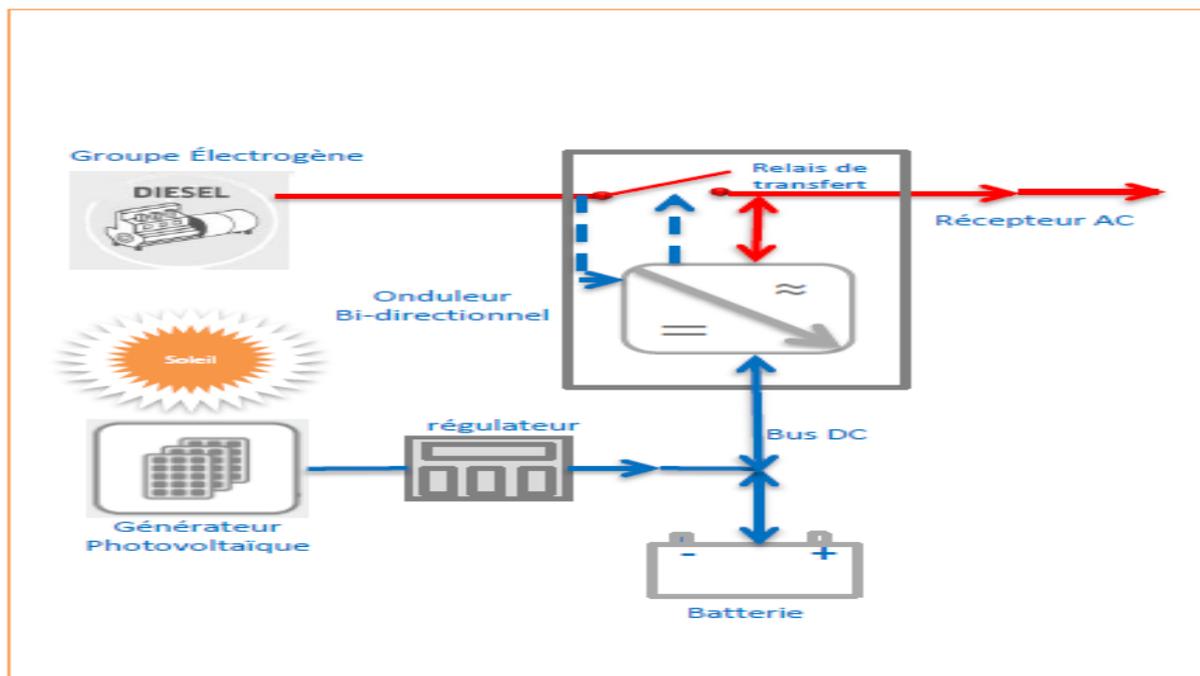


Figure 4: Schéma d'un système hybride avec un convertisseur multidirectionnel [6]

### 3.2. Système hybride avec bus AC

Un système hybride avec bus AC est un système dans lequel toutes les composantes sont interconnectées en un point commun sous une tension AC. La figure 5 représente un système hybride avec bus AC.

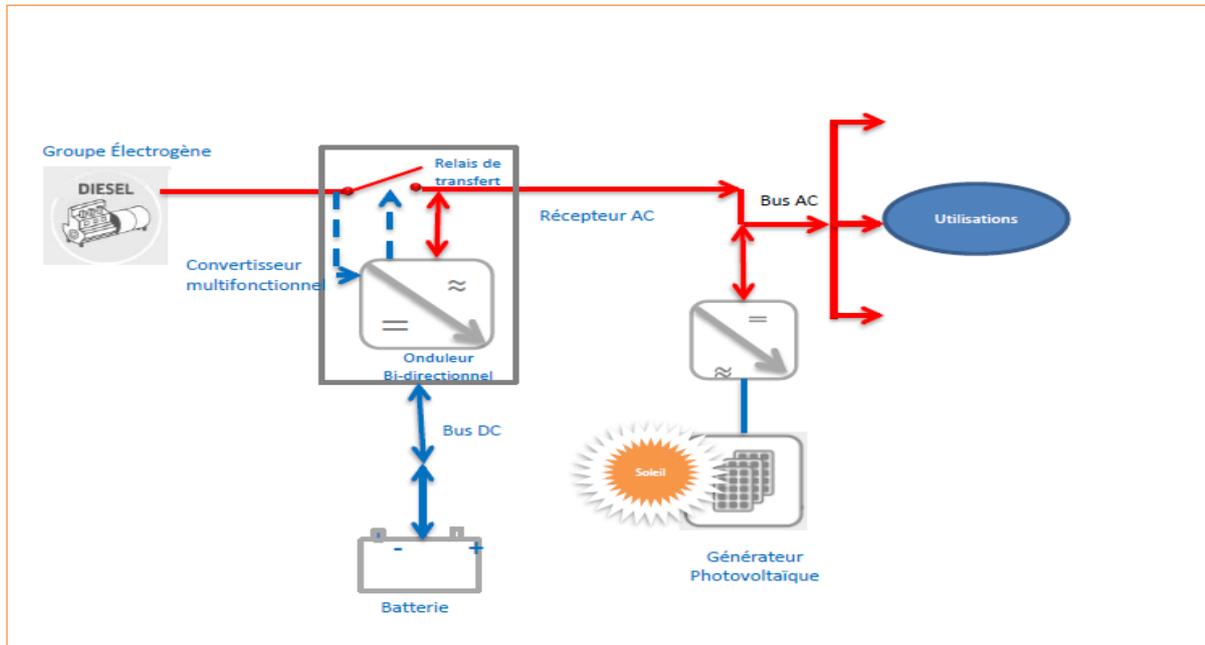


Figure 5: schéma d'un système hybride avec la configuration bus AC

Le GE assure l'alimentation des utilisations et des batteries en parallèle à l'aide d'un convertisseur multifonctionnel. Lorsque le groupe est à l'arrêt les batteries et les modules photovoltaïques assurent l'alimentation des utilisations. Le générateur photovoltaïque est relié à un onduleur pour rejoindre le bus AC. Pendant la journée, lorsque la puissance produite par le générateur photovoltaïque est inférieur à la demande, les batteries viennent en backup pour compléter le déficit. Le convertisseur multifonctionnel joue alors le rôle d'un onduleur autonome. Lorsque cette puissance est supérieur à la puissance demandée, l'excédent servira à charger les batteries. Le convertisseur multifonctionnel joue alors le rôle d'un chargeur.

Le GE est mis en service lorsque l'état des batteries est trop faible pour assurer l'alimentation ou lorsque la puissance appelée est trop importante.

La configuration avec le bus AC est meilleure que la configuration avec le bus DC. En effet, chaque source de production peut alimenter la charge indépendamment ou simultanément avec les autres sources de production du système [7]. Parmi les avantages d'un système hybride avec bus AC on peut citer :

- ✓ Meilleur rendement énergétique pour une utilisation directe des champs PV,
- ✓ Décentralisation de la fourniture en énergie, en cas de défaillance d'une source une autre prendra le relais,
- ✓ Faible section du câble entre le champ PV et l'onduleur,
- ✓ Système évolutif, possibilité de coupler d'autre GE sur le mini réseau.

Inconvénients :

- ✓ Diminution de rendement énergétique lorsque les champs PV chargent les batteries pour une utilisation ultérieure,
- ✓ En cas de défaillance du convertisseur multifonctionnel, impossible de recharger les batteries,
- ✓ Problème de synchronisation de l'onduleur sur le réseau si le signal n'est pas de bonne qualité,
- ✓ La puissance maximale de l'onduleur PV est limitée par la puissance du convertisseur multifonctionnel.

Le système hybride à bus AC est aussi appelé système hybride à configuration parallèle. Les systèmes hybrides à bus AC et les systèmes hybrides DC présentent certes des avantages mais aussi des nombreux inconvénients. Pour optimiser le rendement un système mixant les deux configurations a été développé.

### **3.3. Système hybride mixte DC et AC**

Il est possible de combiner les deux configurations vues précédemment pour en faire un système plus efficace. Le système hybride mixte permet :

- ✓ D'optimiser l'énergie en fonction de la courbe de charge des utilisations,
- ✓ Fiabilité de fonctionnement en cas de décharge profonde des batteries,
- ✓ Augmentation de puissance sans remise en cause de l'existant [6].

Dans un système hybride mixte les sources de courant DC sont regroupées sur un bus DC et les sources de courant AC sont regroupées sur un bus AC. Un convertisseur multifonctionnel (onduleur bidirectionnel) sert de pont pour relier les deux bus. Une synchronisation est nécessaire entre les sources. La figure 6 représente le principe d'un système hybride mixte AC/DC.

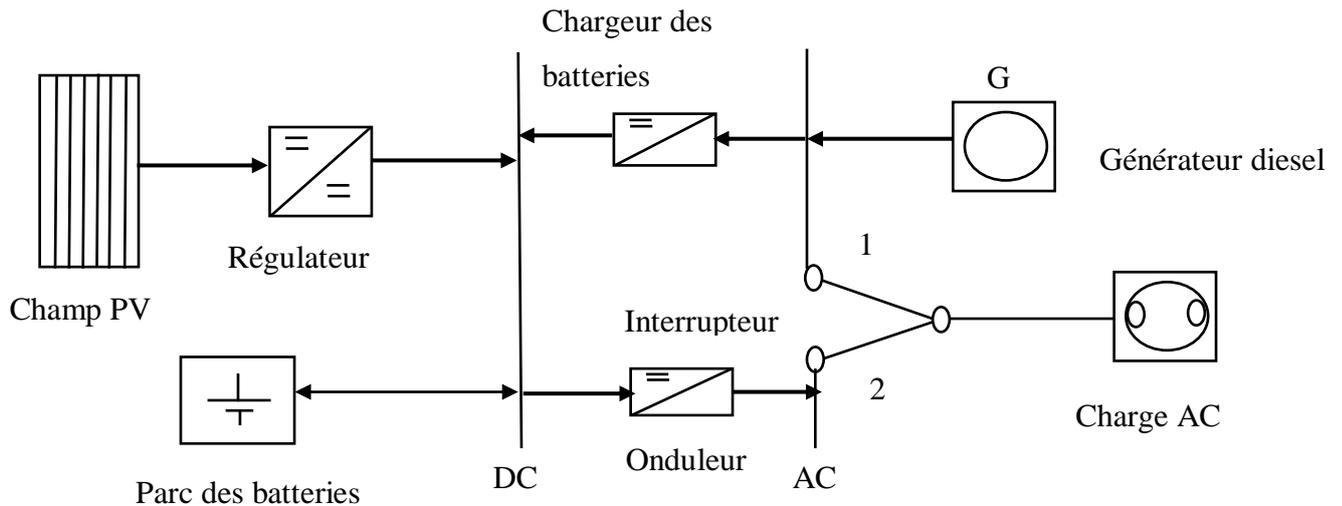


Figure 6: Schéma de la configuration Mixte DC/AC

Malgré ces avantages ce système aussi présente certains inconvénients parmi lesquels :

- ✓ Le GE et l'onduleur sont dimensionnés pour la charge maximale,
- ✓ La mise en place de l'installation est assez complexe comparé aux autres configurations vues précédemment,
- ✓ Arrêt de l'alimentation lors de la commutation des sources.

### III. Présentation de zone d'étude : localité de Tondi Gameye

Tondi Gameye est un village situé dans le département de Kollo dans la région de Tillabéry. Le village se situe à la longitude  $2^{\circ}15',910$  Est et la latitude  $13^{\circ}45',783$  Nord à peu près 50 km de Niamey (voir figure 7). Tondi Gameye à une population de 1535 habitants dont 765 hommes et 770 femmes [8]. Les activités principales de la population sont : l'agriculture, l'élevage, le commerce et l'extraction de l'huile.

Le village est doté d'un CSI, d'une école primaire, d'un collège d'enseignement secondaire, et d'une station de pompage. L'alimentation en continue en électricité du village permettrait d'améliorer les services fournis par le CSI, de mettre les élèves dans des meilleurs conditions d'apprentissage, une alimentation en continue en eau et surtout d'accélérer le développement du village.

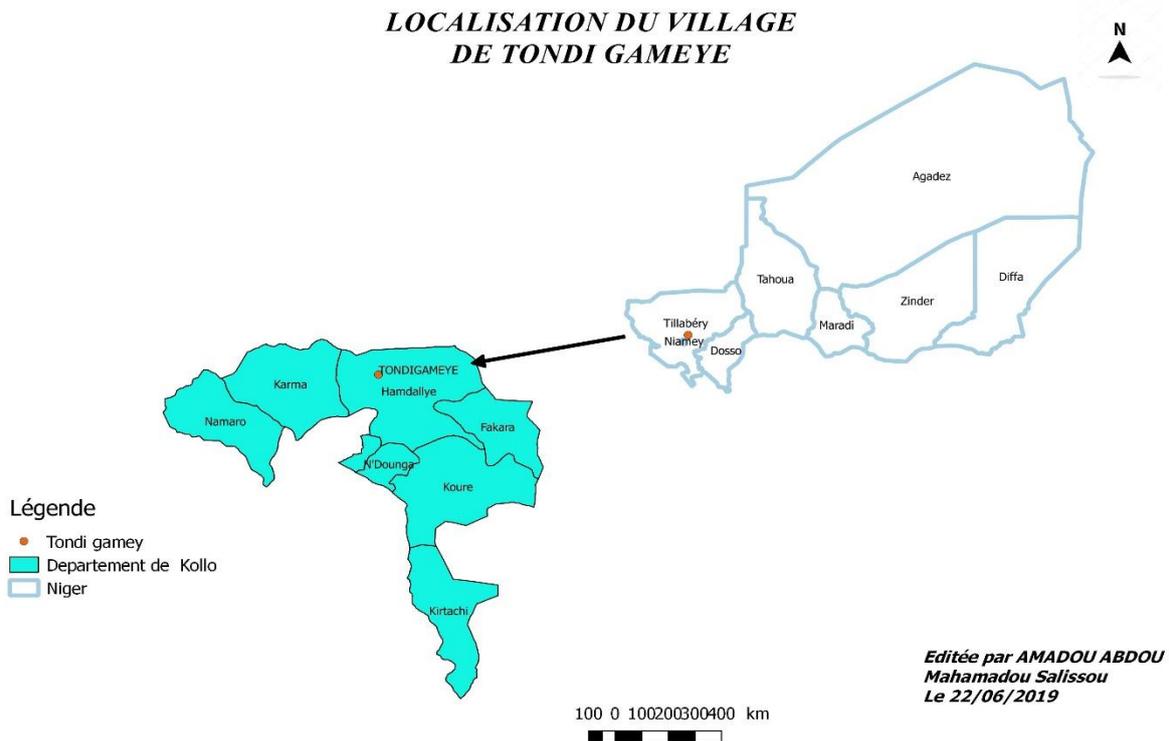


Figure 7: Localisation du village de Tondi Gameye

## 1. Etat de lieu sur la centrale de Tondi Gameye

La centrale de Tondi Gameye fait partie de 115 sites isolés de la Nigelec. Elle permet l'alimentation du village en électricité et fonctionne de 16H à 00h. Elle est gérée par un gestionnaire de centrale et est composée essentiellement :

- ✓ D'un groupe électrogène
- ✓ D'un disjoncteur compact
- ✓ D'un transformateur de courant
- ✓ D'un compteur
- ✓ Et disjoncteur différentiel

### 1.1. Groupe électrogène

La centrale de Tondi Gameye est équipée d'un groupe électrogène diesel de marque Perkins modèle 2012 d'une puissance apparente de 30 kVA (voir figure 8).



Figure 8: Groupe électrogène Perkins 30kVA modèle 2012

## 1.2. Disjoncteur compact

La centrale est dotée d'un disjoncteur compact de marque Merlin Gerin (voir figure 9). C'est un appareil de coupure ou de fermeture de circuit. Il sert à enclencher, déclencher ou sectionner un circuit. Il fait aussi office de protection dans les conditions anormales de fonctionnement.



Figure 9: Disjoncteur compact Merlin Gerin

### 1.3. Compteur principal

Le relèvement de l'énergie est assuré par un compteur triphasé de marque Itron de fréquence 50 Hz (voir figure 10). Il permet de mesurer la quantité d'énergie consommée pendant un temps donné.



Figure 10: Compteur d'énergie

### 1.4. Transformateur de courant

La centrale est équipée d'un transformateur de courant de marque ENERDIS modèle TRI 500 avec un rapport de transformation de 200A/5A. Il permet l'adaptation entre le courant élevé circulant dans le circuit et l'instrument de mesure.



Figure 11: Transformateur d'intensité basse tension

## IV. Méthodologie de conception

### 1. Matériels et méthodes

#### 1.1. Matériels

Pour mener à bien notre étude, plusieurs matériels ont été utilisés. Parmi lesquels : le logiciel PVSYST, HOMER ENERGY et Google Earth dont il en suivra une description de chacun.

**PVsys** : PVsyst est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude complète. Le logiciel comprend deux modes, un mode pour les néophytes et un autre pour les professionnels. Il permet de faire passer du pré-dimensionnement à une étude approfondie. Il existe d'autres logiciels de dimensionnement des champs photovoltaïques (comme solaruis, Tri-design, caneco etc.), mais notre choix s'est porté sur PVsyst tout d'abord parce que c'est un de plus performant et plus ancien logiciel de dimensionnement solaire, avec une accessibilité facile et dont nous possédons certaines connaissances.

**Google Earth** : ce logiciel nous a permis d'avoir une vue d'ensemble sur la zone d'étude.

**HOMER ENERGY** : le logiciel Homer est un puissant outil de conception et d'analyse des systèmes hybrides. Il permet de faire la simulation de différentes configurations, d'optimiser et d'effectuer une analyse économique pour chacun. Nous avons utilisé ce logiciel afin d'effectuer notre étude économique et aussi afin de trouver une configuration optimale du système. Homer Pro est l'outil le plus utilisé de nos jours dans les études des systèmes hybrides en raison de son efficacité et sa facilité d'utilisation. D'où notre choix pour cet outil.

#### 1.2. Méthodes

##### La visite du site (collecte des données) :

La première activité effectuée est la visite du site retenu pour recevoir le projet. A travers cette visite nous avons profité pour :

- ✓ Effectuer un état de lieu de la centrale de Tondi Gameye,
- ✓ Collecter les données (voir annexe 1 pour exemple de données collectées) disponibles (production d'énergie, consommation énergétique, consommation en Diesel et huile etc.),

- ✓ Visiter les structures nécessiteuses de l'énergie,

### **Etude de faisabilité technique :**

La centrale de Tondi Gameye fonctionne 8/24h de 16h à 00h. L'objectif visé ici est de passer de 8h de fonctionnement à 24h à l'aide d'un système hybride PV/diesel. La centrale est déjà équipée d'un groupe électrogène de 30kVA, par conséquent le dimensionnement ne concernera pas ce dernier. C'est donc l'installation solaire qui fera objet de dimensionnement dans ce système. Pour effectuer notre étude nous avons commencé par :

- ✓ Etablir la courbe de charge de Tondi Gameye dans le but d'avoir un visuel sur l'évolution de la production énergétique de la centrale au cours de l'année.
- ✓ Déterminer la puissance à compléter pour assurer la desserte en énergie sur 24h. Actuellement le système fonctionne 8/24h il y'a donc 16h de temps à compléter pour passer à une alimentation sur 24h. Pour trouver cette énergie, nous avons commencé par déterminer l'énergie horaire à partir de la courbe de charge et ensuite l'étendre sur une échelle de 24h.
- ✓ Ajuster la puissance en fonction de la durée du projet. La puissance considérée est le pic de la demande. Habituellement, pour ces genres de projet la durée considérée est de 10 ans. Cela signifie qu'au-delà de ces 10 ans le système technique proposé ne prévoit pas de produire plus d'électricité sans investissement supplémentaire. Cependant si la demande continue d'augmenter après ces 10 ans, le système pourra produire d'avantage d'électricité sans investissement supplémentaire en utilisant la source diesel au détriment de la source solaire.

Dans le but de trouver la meilleure configuration pour le système, le dimensionnement se fera en fonction du taux d'hybridation (taux de pénétration solaire dans le système). L'objectif étant de mettre en place un système techniquement stable avec un coût d'investissement raisonnable.

Les scénarios suivant seront donc considérés dans le dimensionnement :

- ✓ 100% solaire
- ✓ Taux d'hybridation de 80%
- ✓ Taux d'hybridation de 60%
- ✓ Taux d'hybridation de 40%
- ✓ Taux d'hybridation de 20%

## Etude économique et financière :

Dans cette partie il sera effectué une étude économique et financière. Cette étude se ferait avec le logiciel Homer décrit précédemment. Il sera question du coût d'investissement du projet, des coûts de production et d'exploitation de la centrale. Cette étude se fera pour tous les scénarios décrits précédemment.

## V. Etude de faisabilité technique

### 1. Choix de la configuration de l'installation

La configuration de notre système sera la configuration du couplage AC avec un multicluster box. Dans cette configuration les 3 sources d'énergie peuvent injecter l'énergie directement dans le multicluster box qui assure la gestion du flux à son tour. Pour faciliter l'utilisation et l'installation, le câblage du multicluster box est fait en entreprise. Le système multicluster forme un réseau électrique AC à l'aide des clusters. Dans chaque cluster, trois Sunny Island sont branchés en parallèle coté DC (voir figure 12). Le système multicluster est un système adapté au site isolé pour créer un réseau.

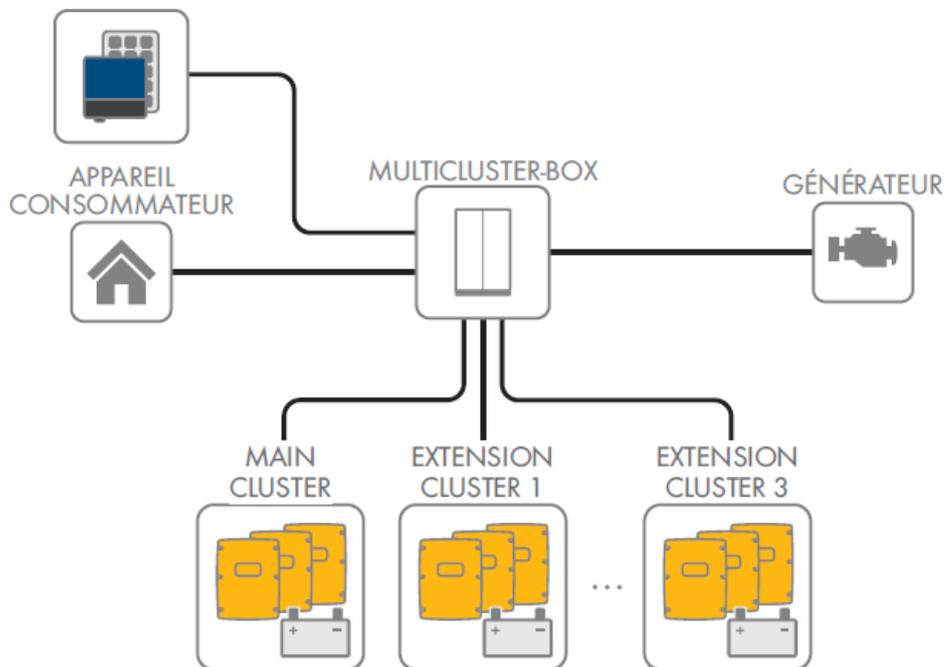


Figure 12: Principe général d'un système multicluster avec Multicluster-Box et générateur PV [9]

## 2. Profil de charge de Tondi Gameye

Le profil de charge de Tondi Gameye est obtenu à partir des données collectées lors de la collecte des données. Les données obtenues sont des données de l'année 2017 et l'année 2018. Cette courbe de charge nous renseignent sur l'évolution de la consommation énergétique du village de Tondi Gameye d'abord une évolution mensuelle et enfin une évolution annuelle.

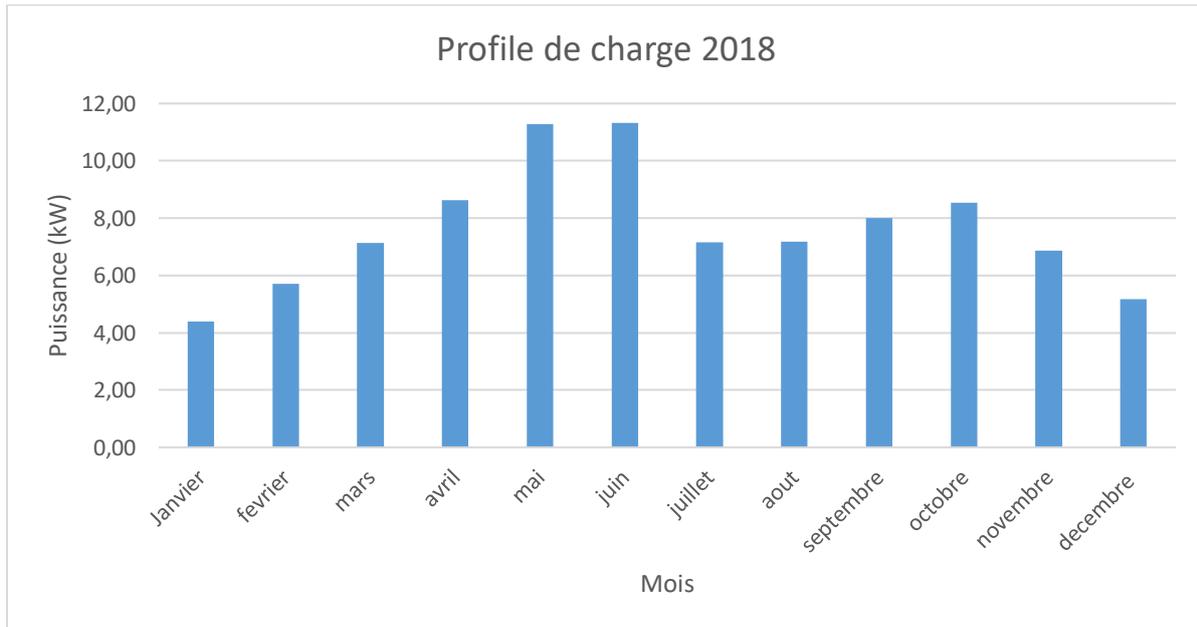


Figure 13: Profil de charge de Tondi Gameye 2018

Tableau 4: Données collectées

	Energie produite (kWh)	Consommation gasoil (kg)	Consommation spécifique gasoil (g/kWh)	Consommation huile (kg)	Consommation spécifique huile (g/kWh)
<b>Janvier</b>	1090	518,78	475,94	7,2	6,61
<b>Février</b>	1278	512,94	401,36	7,2	5,63
<b>Mars</b>	1772	613,88	346,43	6,3	4,06
<b>Avril</b>	2070	670,5	323,91	7,2	3,48
<b>Mai</b>	2795	864,2	309,19	7,2	2,58
<b>juin</b>	2717	811,67	298,74	7,2	2,65
<b>juillet</b>	1720	666,41	387,45	7,2	4,19
<b>Aout</b>	1778	634,34	364,08	7,2	4,05

<b>Septembre</b>	1920	636,04	331,27	7,2	3,75
<b>Octobre</b>	2120	691,85	326,34	7,2	3,40
<b>Novembre</b>	1648	595,01	361,05	7,2	4,37
<b>Décembre</b>	1281	581,88	454,24	7,2	5,62

### 3. Dimensionnement du système avec l'alimentation 100% solaire

#### 3.1. Dimensionnement du champ PV

Le logiciel PVsyst permet d'effectuer le dimensionnement des installations photovoltaïques. Des données de bases sont insérées dans le logiciel avant le début de la simulation. Il s'agit :

- ✓ Des coordonnées géographiques du site de l'installation : le logiciel détermine à partir des coordonnées les données métrologiques du site spécifiquement l'irradiation solaire et la température,
- ✓ Le fuseau horaire du site : A partir de cette information le logiciel détermine le temps de l'ensoleillement sur le site,
- ✓ L'inclinaison et l'orientation des panneaux photovoltaïques : Ils ont une influence sur la production des panneaux photovoltaïques,
- ✓ La puissance appelée,
- ✓ La durée de fonctionnement de l'installation,

#### Détermination de la puissance appelée :

Le pique de la demande sera utilisé pour le dimensionnement. De cette façon, on a une certaine certitude que toute la demande sera couverte. Le pique de la demande journalière s'observe pendant le mois de juin avec une puissance de 11,32 kW.

Comme la durée du projet est de 10 ans, nous allons donc déterminer la puissance correspondante sur cette période. Nous considérerons un taux de croissance annuel de 5%. Cette puissance se calculera par la formule suivante :

$$P_n = P * (1+X)^n \quad (1)$$

Avec :

$P_n$  (kW) : la puissance à l'année n,

X : le taux de croissance,

## Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

n : le nombre d'année

P (kW) : la puissance actuelle.

$$P_{10} = 11,32 \cdot (1 + 0,05)^{10} = \mathbf{18,44 \text{ kW}}$$

Le tableau 5 fait état de ces données énumérées ci-dessus.

Tableau 5: Données de base pour le logiciel PVsyst

Désignation	Valeur
Coordonnées géographiques	13°45',783 Nord et 2°15',910 Est
Fuseau horaire	UTC+1
L'inclinaison et orientation	15° plein sud
Puissance appelée	18,44 kW
Durée de fonctionnement	24h

Après avoir insérer ces données dans le logiciel les résultats suivant ont été obtenues (figure 14) :

The screenshot displays the PVsyst software interface for PV field dimensioning. Key sections include:

- Needs and Recommendations:** Shows a required energy of 443 kWh/day and a recommended PV power of 97.3 kWc (nom.).
- Storage and PV Field:** Configured for a fixed inclined plane (Plan incliné fixe) with a 15° inclination and 0° azimuth.
- PV Module Selection:** Selected Canadian Solar Inc. 250 Wp 24V Si-mono CS1V - 250MS modules.
- Regulation and Inverter:** Configured with a universal MPPT regulator (Régulateur universel) and a 360W MPPT inverter.
- PV Field Design:** Shows 390 modules (30 in series, 13 chains) on a 528 m² surface. Operating conditions include 1000 W/m² irradiance, 745V Vmpp (60°C), and 114A Impp (STC).

Figure 14: Interface PVsyst pour le dimensionnement du champ PV

## Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

L'interface représentée sur la figure 14 fait état de plusieurs renseignements sur les caractéristiques de champs photovoltaïques, à savoir :

- ✓ Nombre de modules PV à installés : 390
- ✓ Nombres de modules en séries et parallèles : 30 modules en série et 13 en parallèle,
- ✓ La puissance crête STC : 97,5 kWc
- ✓ Les caractéristiques du MPPT,
- ✓ La surface nécessaire pour l'installation : 528 m<sup>2</sup>

Le choix des modules PV s'est porté sur la marque Canadian Solar inc. La figure 15 représente l'interface des caractéristiques de ces modules.

Données de base		Dimensions et Technologie		Paramètres modèle		Données additionnelles		Commercial		Graphiques	
Modèle	CS1V - 250MS	Fabricant	Canadian Solar Inc.	Nom fichier	Canadian_CS1V_250MS.PAN	Source données	Manufacture 2017 TUV-SUD d	Base de données PV/syst originale			
Puissance n <sub>0</sub> (aux STC)		250.0	Wp	Tol. +/-	0.0	2.0	%	Technologie	Si-mono	Prod. depuis 2017	
<b>Specifications fabricant ou autres mesures</b>											
Cond. de référence:	GRef	1000	W/m <sup>2</sup>	TRef	25	°C					
Courant de court-circuit	Isc	9.290	A	Circuit ouvert Vco	35.10	V					
Point de Puissance max.:	Imp	8.680	A	Vmpp	28.80	V					
Coefficient de température	mulsc	4.6	mA/°C	Nbre cellules		54 x 5					
	ou mulsc	0.050	%/°C								
<b>Résultats du modèle interne</b>											
Conditions de fonctionnement		GOper	1000	W/m <sup>2</sup>	TOper	25	°C				
Point de Puissance max.:	Pmpp	250.0	W	peff. de température	-0.37	%/°C					
	Courant Imp	8.73	A	Tension Vmpp	28.7	V					
	Courant de court-circuit Isc	9.29	A	Circuit ouvert Vco	35.1	V					
Efficacité	/ Surf. cellules	18.86	%	/ Surf. module	18.48	%					
<b>Résumé du modèle</b>											
<b>Paramètres principaux</b>											
R parall.		350 ohm									
Rparall(G=0)		4000 ohm									
R série model		0.22 ohm									
R série max.		0.31 ohm									
R série apparent		0.39 ohm									
<b>Paramètres modèle</b>											
Gamma		1.108									
IoRef		1.10 nA									
µVco		-105 mV/°C									
muPMax fixé		-0.37 /°C									

Figure 15: caractéristiques des modules photovoltaïques

Après la simulation dans le logiciel (voir annexe 2), le logiciel génère un résultat de la simulation qui fait état de tous les choix effectués et un résumé de dimensionnement. Les caractéristiques du champ PV après dimensionnement se résume dans le tableau 6.

Tableau 6: Résumé du dimensionnement du champ PV

<b>Marque de PV</b>	<b>Canada Solar Inc</b>
<b>Technologie des modules PV</b>	Si-mono
<b>Puissance nominale de module PV</b>	250 W
<b>Nombre de modules</b>	390
<b>Nombre de modules en série</b>	30
<b>Nombre de module en parallèle</b>	13
<b>Puissance nominale du champ (STC)</b>	97,5 kWc
<b>Puissance max en fonctionnement (1000W/m<sup>2</sup> et 50°)</b>	87,5 kW

### 3.2. Choix des onduleurs

D'après la configuration choisie, nous avons plusieurs onduleurs à choisir. Les onduleurs chargeurs coté batterie et l'onduleur réseau coté champ photovoltaïque. Le choix de l'onduleur réseau est basé sur les conditions suivantes :

- ✓ La tension MPP du générateur PV ( $V_{mpp}$ ) > la tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur. L'effet de la température doit être tenu en compte en exploitation,
- ✓ La tension en circuit ouvert du générateur PV ( $V_{oc}$ ) < la tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation,
- ✓ Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement,
- ✓ Le ratio de puissance doit être compris entre 90% et 110%,
- ✓ Tous les strings (branche) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue [10].
- ✓ Il est recommandé d'appliquer une marge de 20 à 30% pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur dans des régions à température élevée. Et aussi cette marge permet d'ajouter des modules PV au champ en cas de besoin sans pour autant changer les onduleurs,

Pour plus de commodité dans la configuration, le champ PV sera scindé en plusieurs sous champ. Notre champ sera scindé en 4 sous champs.

Nous avons choisi l'onduleur Sunny Tripower 25 000TL de chez SMA (voir annexe 3). Le tableau 7 fait état de vérification de l'adéquation entre l'onduleur choisi et un sous champ PV.

Tableau 7: Vérification de l'adéquation entre un sous champ PV et l'onduleur et configuration de générateur PV

Vérification à faire	Sunny Tripower 25 000 TL	
	Calcul	Spécification
<b>Tension nominale</b>	$14 * V_{oc} = 14 * 35,1 = 491,4 \text{ V}$	<1000V Ok
<b>Plage de la tension MPP</b>	$\frac{(390 - 800V)}{14} = 27,85 - 57,14V$	(Module $V_{mpp} = 28,8V$ ) Ok
<b>Courant entrée onduleur</b>	7 branches $7 * I_{sc} = 7 * 9,29 = 65,03 \text{ A}$	<66 A Ok
<b>Ration de puissance</b>	$\frac{25550}{250 * 98} = 1,04$	0,9 – 1,10 Ok

Après vérification, nous concluons que l'onduleur Sunny Tripower 25000TL est en adéquation avec un sous champ PV et la configuration du champ PV.

Pour les onduleurs chargeurs, nous avons choisi des onduleurs Sunny Island 6.0H monophasé (voir annexe 7) regroupés en 3 dans un cluster (voir annexe 15 pour le schéma illustratif de la configuration). Chaque branche du parc des batteries est équipée d'un cluster. Nous avons donc 15 onduleurs chargeurs Sunny Island. Le multicluster box 12 est celui qui est le plus adapté à notre installation de point de vue puissance et nombre d'entrée (Voir annexe 8).

### 3.3. Choix des batteries

Le logiciel PVsyst permet aussi de choisir les batteries et d'en choisir une configuration optimale. Nous avons choisi les batteries à plomb en raison de leur disponibilité et leur coût qui est moins conséquent par rapport aux autres technologies.

La figure 16 fait état des caractéristiques du parc des batteries et la figure 17 ceux de la batterie choisi.

## Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

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 Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLOL, autonomie, tension batterie)
2. - Stockage Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)
3. - Conception champ PV Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel !
4. - Appoint Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

**Définissez le pack de batteries**

Trier les batteries selon  tension  capacité  fabricant

BAE Secura 2V 2010 Ah Pb Open Tub BAE Secura Solar 15 F Since 2016 Ouvrir

Pb-acide

<input type="text" value="24"/>	<input checked="" type="checkbox"/> batteries en série	Nombre de batteries	<b>120</b>	
<input type="text" value="5"/>	<input checked="" type="checkbox"/> batteries en parallèle	Nombre d'éléments	<b>120</b>	
				Tension du pack batteries <b>48 V</b>
				Capacité globale <b>10050 Ah</b>
				Energie stockée (80% DOD) <b>386 kWh</b>
				Poids total <b>17628 kg</b>
				Nbre de cycles à 80% DOD <b>800</b>
				Energie totale stockée durant la vie de la batterie <b>335.5 MWh</b>

**Température batterie en opération**

Mode tempér.

Température fixée  °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

Figure 16: caractéristiques du parc des batteries

Données de base | Paramètres détaillés du modèle | Graphiques | Dimensions et Technologie | Données commerciales

Modèle  Fabricant

Nom fichier  Source données

Base de données PVsyst originale Prod. depuis 2016

Technologie

Batterie complète  Par élément

**Paramètres de base**

Nbre d'éléments en série	<input type="text" value="1"/>	
Tension nominale	<input type="text" value="2.0"/>	V/ élém.
Capacité à C10	<input type="text" value="2010.0"/>	Ah
Résistance interne @ temp. réf.	<input type="text" value="0.14"/>	mOhm <input type="checkbox"/>
Température de référence	<input type="text" value="20.0"/>	°C <input type="checkbox"/>
Efficacité coulombienne	<input type="text" value="97.0"/>	% <input type="checkbox"/>

**Info : Renormalisation à C10**

Capacité nominale spécifiée  Ah

Définie pour un taux de décharge de  Heures

=> C10 correspondant, selon profil spécifié **2010.00**

**Indicateurs pour la batterie complète**

Energie stockée à DOD	<input type="text" value="80"/> %	<b>3.49 kWh</b>
Energie stockée totale (800 cycles)		<b>2796 kWh</b>
Energie spécifique		<b>24 Wh/kg</b>
Poids spécifique		<b>42 kg/kWh</b>

Figure 17: Caractéristiques des batteries

### 3.4. Choix des dispositifs de protection

#### 3.4.1. Fusible de Protection coté DC

Pour assurer une bonne protection des équipements, certaines règles doivent être respectées. Le choix des fusibles se fait en se basant sur les conditions suivantes :

- ✓ La tension du fusible doit être supérieure ou égal à 1,15 la tension à circuit ouvert par string.  $U(V) \geq 1,15 * V_{oc} \cdot N_s$  (1)
- ✓ Le calibre du fusible doit se situer dans l'intervalle suivant :  $1,5 * I_{sc} \leq I_{fus} (A) \leq 2 * I_{sc}$  (2).

Avec  $V_{co} = 35,1V$ ,  $N_s = 14$  et  $I_{sc} = 9,29A$

La tension du fusible doit être supérieur ou égale à :  $1,15 * 35,1 * 14 = 565,11 V$

Le calibre du fusible :  $1,5 * 9,29 \leq I_{fus} \leq 2 * 9,29 = 13,94 \leq I_{fus} \leq 18,58$

Le fusible qui est adapté pour la protection du système doit avoir une tension supérieure ou égale à 565,11V et son calibre doit être compris entre 13,94 et 18,58.

Le fusible de chez DFElectric modèle gPV 14\* 51 1100V VDC de calibre 15A répond aux exigences de l'installation. Voir annexe 4 pour les caractéristiques.

#### 3.4.2. Protection contre les surtensions coté DC

La cause principale des surtensions d'origines atmosphériques est la foudre. Les surtensions peuvent entraîner une brusque augmentation de la tension dans les installations électriques, la détérioration des matériels électriques, des risques d'incendie et d'électrification. Pour protéger les installations (l'onduleur spécifiquement dans notre cas) contre les surtensions on utilise le parafoudre. C'est un équipement qui permet de détecter une surtension dans un bref délai et de l'écouler vers la terre pour protéger l'installation, on les appelle aussi varistances. Les parafoudres sont structurés par la norme **NF EN 61643-11**. L'annexe 5 fait état des conditions de mise en œuvre des parafoudres.

Nous avons opté pour une installation souterraine entre le champ photovoltaïque et les onduleurs. D'après l'annexe 5 un parafoudre n'est pas nécessaire dans cette partie de l'installation.

De plus les onduleurs SMA sont dotés des parafoudres.

### 3.4.3. Disjoncteur de protection coté AC

Pour la protection contre les surintensités coté AC nous avons opté pour un disjoncteur différentiel. Le choix de ce disjoncteur se fera en respectant la règle suivante.

$K^* I_{ca\ ond} \leq Caldisj$  (3) Avec  $k = 1$  Caldisj : calibre du disjoncteur

$I_{ca\ ond}$  : courant maximal à la sortie de l'onduleur = 36,2A

On a donc :  $Caldisj \geq 36,2A$  nous choisissons le disjoncteur différentiel NSXm de calibre 40 de chez Schneider Electric (voir annexe 10 pour les caractéristiques).

### 3.4.4. Protection contre les surtensions atmosphériques coté AC

Le réseau est en charge de la distribution de l'énergie coté AC. Le réseau est aérien, d'après le tableau de l'annexe 5 de la norme NF EN 61643-11 on est dans un cas où la présence d'un parafoudre de type 2 est obligatoire avec le niveau céramique ( $N_k$ ) du Niger qui est égale à 100.

D'après la norme NF EN 61643-11 le dimensionnement du parafoudre type 2 peut être optimisé en estimant le niveau d'exposition aux surtensions  $F_{pv}$  comme suit :

$$F_{pv} = N_k \cdot (1 + \varphi + \mathbf{6}) \quad (4) \quad [11]$$

Avec  $N_k$  le niveau céramique local

$\Phi$  : est donné par le tableau 8 en prenant en compte le choix dicté par le choix de l'annexe 5.

$\mathbf{6}$  : est obtenu à l'aide du tableau 9 en analysant séparément la situation de la ligne aérienne, du bâtiment ou du champ des modules PV ; trois valeurs de  $\mathbf{6}$  sont alors déterminées. Seule la plus grande des valeurs est retenue pour  $\mathbf{6}$ .

Tableau 8: Valeur  $\varphi$  en fonction du résultat de l'annexe 5 [11]

Résultat du l'annexe 5	Obligatoire	Recommandé	Peu utile
$\varphi$	2	1	0

Dans la situation de notre installation on  $\varphi = 2$

Tableau 9: Valeur de  $\sigma$  selon la situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ PV [11]

Situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou des champs de modules PV	Complètement entouré de structures	Quelques structures à proximité ou inconnues	Terrain plat ou découvert	Sur une crête, présence de plan d'eau, site montagneux
$\sigma$	0	0,5	0,75	1

Le site se situe sur un terrain plat on a donc  $\sigma = 0,75$

$$F_{pv} = 100 * (1 + 2 + 0,75) = 375$$

Le tableau 10 ci-dessous permet d'optimiser le choix de  $I_n$  en fonction du paramètre  $F_{pv}$ .

Tableau 10: Choix de  $I_n$  en fonction de  $F_{pv}$

Estimation du risque $F_{pv}$	$I_n$ (kA)
$F_{pv} \leq 40$	5
$40 < F_{pv} \leq 80$	10
$F_{pv} \geq 80$	20

Le  $F_{pv}$  du site de Tondi Gameye est supérieur à 80 donc d'après le tableau 10 nous choisissons un parafoudre de calibre 20 kA.

Nous choisissons le parafoudre iPRF PRD1 25r de chez Schneider Electric de calibre 25 kA (voir annexe 9 pour les caractéristiques).

### 3.3. Calcul des sections de câbles

Pour assurer un bon fonctionnement de l'installation, le choix de section des câbles doit respecter certaines contraintes. A savoir le calibre de dispositif de protection doit être inférieur ou égale au courant admissible du câble choisi. La chute de tension doit aussi être respectée, la valeur de la chute de tension à respecter est 3%, idéalement 1% d'après la norme UTE C15-712 [11].

• **Tronçon entre le sous champ PV et l'onduleur**

Il s'agit ici de déterminer les sections de câbles des sous champs photovoltaïques. Comme les sous champs ont les mêmes caractéristiques, le calcul se fera pour un sous champ dont on appliquera aux autres. Le tableau 11 nous donne la section du câble en fonction courant admissible. La chute de tension admissible cotée DC est de 3%, il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1% [11].

Tableau 11: Section du câble en fonction du courant admissible [12]

Section des câbles (mm <sup>2</sup> )	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant maximum (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395

Le tableau 11 nous donne la section du câble en fonction du courant admissible. Le calibre du fusible choisi est un calibre de 15A donc :  $I_z \geq 1,25 \cdot I_n$

$$I_z \geq 20A$$

D'après le tableau 11 nous avons une section de 2,5 mm<sup>2</sup> mais comme les panneaux Canadian Solar viennent avec une section de 4mm<sup>2</sup>, nous allons donc retenir cette section.

**Vérification :** il s'agit de vérifier si la section de câble choisi respecte la condition de la chute de tension. La chute de tension dans le câble s'exprime par :

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (L \times I \times \rho)}{S} \quad (5)$$

Avec :

$$\rho = \text{Résistivité, } (\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}) = 0,017$$

$$L = \text{longueur du câble, (m)} = 10\text{m}$$

$$S = \text{Section du câble, (mm}^2) = 4 \text{ mm}^2$$

$$I = \text{Courant de service (A)} = 28\text{A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \times (10 \times 28 \times 0,017)}{4} = 2,38 \text{ V}$$

Nous avons des strings composés de 14 modules en série. La tension  $V_{mpp} = 28,8V$  par conséquent la chute de tension admissible est égale à  $(\Delta V_{admissible}) = 28,8*14*3\% = 12,1V$

$\Delta V_{admissible} > \Delta V_{cable}$  la section du câble choisi est adéquate.

- **Tronçon onduleur-boîte de jonction**

Notre installation est composée d'un onduleur Sunny Tripower 25000TL par sous champ, le courant maximal de sortie est de 36,2 A. on 'a donc  $I_z \geq 36,2$ , d'après le tableau 11 la section correspondante est 10 mm<sup>2</sup>.

**Vérification :**

Calcul de la chute de tension : on utilisera l'équation (5)

$\rho$  = Résistivité, ( $\Omega$  mm<sup>2</sup> /m) = 0,0017

L = longueur du câble, (m) = 10m

S = Section du câble, (mm<sup>2</sup>) = 10 mm<sup>2</sup>

I = Courant de service (A) = 46A

$$\Delta V_{cable} = \frac{2 \times (10 \times 46 \times 0,017)}{10} = 1,56 V$$

$$\Delta V_{admissible} = 230 * 3\% = 6,9V$$

$\Delta V_{admissible} > \Delta V_{cable}$  Par conséquent la section 10 mm<sup>2</sup> est adéquate.

- **Tronçon boîte de jonction-MC box**

Nous disposons de 4 onduleurs en parallèle, le courant maximal à la sortie de chaque onduleur de 36,2 A. le courant maximal à la sortie de la boîte de jonction 2 sera donc de 144A. Nous allons utiliser deux entrées de la mc-box, le courant maximal sera donc divisé en deux, soit 72A par entrée. La section correspondante dans le tableau 11 est 25mm<sup>2</sup>.

**Vérification :**

Calcul de la chute de tension : on utilisera l'équation (5)

$\rho$  = Résistivité, ( $\Omega$  mm<sup>2</sup> /m) = 0,0017

L = longueur du câble, (m) = 10m

S = Section du câble, (mm<sup>2</sup>) = 25 mm<sup>2</sup>

I = Courant de service (A) = 81A

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (10 \times 81 \times 0,017)}{25} = 1,1 \text{ V}$$

$$\Delta V_{\text{admissible}} = 230 \times 3\% = 6,9 \text{ V}$$

$\Delta V_{\text{admissible}} > \Delta V_{\text{cable}}$  Par conséquent la section 25 mm<sup>2</sup> est adéquate.

- **Tronçon batteries - onduleurs Sunny Island 6.0H**

Le courant admissible à l'entrée d'un Sunny Island est 110A. On a donc  $I_z \geq 110$ . D'après le Tableau 11 la section du câble correspondante est 50 mm<sup>2</sup>.

**Vérification :**

La vérification se fera de la même manière que précédemment avec l'équation (5) de la chute de tension.

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (10 \times 125 \times 0,017)}{50} = 0,85 \text{ V}$$

Un string de batterie est composé de 24 batteries en série.  $\Delta V_{\text{admissible}} = 24 \times 2 \times 2\% = 0,96 \text{ V}$

$\Delta V_{\text{admissible}} > \Delta V_{\text{cable}}$  la section de 50mm<sup>2</sup> est bien adaptée.

- **Tronçon onduleurs Sunny Island - MC box**

Le courant d'entrée AC maximum de l'onduleur Sunny Island 6.0H est de 50A. La section correspondante est 16 mm<sup>2</sup>.

**Vérification :**

La vérification se fera de la même manière que précédemment avec l'équation (5) de la chute de tension.

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (10 \times 61 \times 0,017)}{16} = 1,29 \text{ V}$$

$$\Delta V_{\text{admissible}} = 230 \times 1 \times 2\% = 4,6 \text{ V}$$

$\Delta V_{\text{admissible}} > \Delta V_{\text{cable}}$  la section de 16mm<sup>2</sup> est bien adaptée.

- **Tronçon GE - MC box**

$$I_z \geq 75 \text{ A}$$

La section correspondante est 25 mm<sup>2</sup> avec un courant admissible de 81A.

**Vérification :**

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (10 \times 81 \times 0,017)}{25} = 1,1 \text{ V}$$

$$\Delta V_{\text{admissible}} = 230 \times 1 \times 3\% = 6,9 \text{ V}$$

$\Delta V_{\text{admissible}} > \Delta V_{\text{cable}}$  la section de 25 mm<sup>2</sup> est bien adaptée.

Tableau 12: Récapitulatif de calcul de section de câbles par tronçon

<b>Tronçon</b>	<b>Courant assigné (A)</b>	<b>Courant maximale (A)</b>	<b>Section (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Longueur (m)</b>
<b>Tronçon sous champ PV- Onduleur</b>	15	28	4	10
<b>Tronçon Onduleur – boîte de jonction</b>	36,2	46	10	10
<b>Tronçon boîte de jonction –MC box</b>	72	81	25	10
<b>Tronçon Batterie-Sunny Island</b>	110	125	50	10
<b>Tronçon Sunny Island – MC box</b>	50	61	16	10
<b>Tronçon GE – MC box</b>	75	81	25	10

### 3.4. Récapitulatif du dimensionnement

Tableau 13: récapitulatif du dimensionnement

<b>Module photovoltaïque</b>	
Marque	<b>Canadian Solar</b>
Modèle	<b>CS1V - 250MS</b>
Puissance	<b>250 W</b>
Voc	<b>35,1 V</b>
Isc	<b>9,29 A</b>
Imp	<b>8,68 A</b>
Vmp	<b>28,8 V</b>
<b>Champ photovoltaïque</b>	
Surface	<b>528 m<sup>2</sup></b>
Nombre de modules	<b>390</b>
Modules en série	<b>30</b>
Module en parallèle	<b>13</b>
Puissance crête	<b>97,5 kWc</b>
<b>Onduleurs</b>	
Marque	<b>SMA</b>
1 Onduleur réseau	<b>Sunny Tripower 25000TL</b>
9 Onduleurs chargeurs	<b>Sunny Island 6H</b>
Multicluster box	
Multicluster box 12	<b>SMA</b>
<b>Parc de Batterie</b>	
Marque	<b>Bae segura</b>
Modèle	<b>BAE Secura Solar 15 PVS 2850</b>
Technologie	<b>Pb-acide</b>
Capacité	<b>210 Ah</b>
Nombre de batteries	<b>120</b>
Nombre de batterie en série	<b>24</b>
Nombre de batterie en parallèle	<b>5</b>
Tension par batterie	<b>2V</b>

<b>Protection coté DC</b>	
Protection contre les surintensités	<b>Fusible gPV 14* 51 1100V VDC de calibre 20A</b>
Protection contre les surtensions atmosphériques	-
<b>Protection coté AC</b>	
Protection contre les surintensités	<b>Disjoncteur différentiel ELCB de calibre 100 de chez Schneider Electric</b>
Protection contre les surtensions atmosphériques	<b>Parafoudre iPRF PRD1 25r de chez Schneider Electric de calibre 25 kA</b>
<b>Section de câbles</b>	
<b>Tronçon sous champ PV- Onduleur</b>	4 mm <sup>2</sup>
<b>Tronçon Onduleur – boîte de jonction</b>	10 mm <sup>2</sup>
<b>Tronçon boîte de jonction –MC box</b>	25 mm <sup>2</sup>
<b>Tronçon Batterie-Sunny Island</b>	50 mm <sup>2</sup>
<b>Tronçon Sunny Island – MC box</b>	16 mm <sup>2</sup>
<b>Tronçon GE – MC box</b>	25 mm <sup>2</sup>

#### **4. Dimensionnement du système avec les taux d'hybridation de 80, 60, 40 et 20%**

##### **4.1. Dimensionnement du champ PV et parc des batteries**

Tableau 14: Puissance en fonction du taux d'hybridation

<b>Taux de pénétration solaire</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>
<b>Puissance (kW)</b>	18,44	14,75	11,06	7,38	3,69

Le dimensionnement sera effectué sur le logiciel Pvsyst. Le tableau 15 résume les résultats obtenus. (Voir annexe 11, 12, 13 et 14 pour plus de détail du dimensionnement).

Tableau 15: Caractéristiques des champs PV à différents taux d'hybridation

<b>Taux de pénétration solaire</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>
<b>Puissance (kW)</b>	18,44	14,75	11,06	7,38	3,69
<b>Puissance crête (kWc)</b>	97,5	80	58	39	19,5
<b>Nombre de module PV</b>	390	320	232	156	78
<b>Ns</b>	30	20	29	26	13
<b>Np</b>	13	16	8	6	6
<b>Surface (m<sup>2</sup>)</b>	528	433	314	211	106
<b>Marque des PV</b>	Canadian solar				
<b>Modèle PV</b>	CS1V - 250MS	CS1V- 250MS	CS1V- 250MS	CS1V- 250MS	CS1V- 250MS

Tableau 16: Caractéristiques des parcs de batteries à différents taux d'hybridation

<b>Taux de pénétration solaire</b>	<b>100%</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>
<b>Nombre de batterie</b>	120	96	72	48	24
<b>Nbs</b>	24	24	24	24	24
<b>Nbp</b>	5	4	3	2	1
<b>Capacité d'une batterie (Ah)</b>	2010	2010	2010	2010	2010
<b>Capacité du parc des batteries (Ah)</b>	10 950	8676	6506	4341	2171
<b>Marque des batteries</b>	Bae Secura				
<b>Modèle</b>	BAE Secura Solar 15 PVV 2850				

## 4.2. Choix des onduleurs

Les conditions à respecter pour le choix de l'onduleur sont les mêmes que ceux cités précédemment. Pour mieux adapter le champ PV aux onduleurs, nous avons utilisés des nouvelles configurations de champ PV par rapport à celles proposées par le logiciel (voir les annexes 16, 17,18 et 19 pour les schémas synoptiques). Le tableau 17 nous donne un aperçu de configuration de chaque champ PV (voir schéma pour plus de détail).

Tableau 17: Configuration par Champ PV

Taux de pénétration solaire	80%	60%	40%	20%
Puissance crête (kWc)	80	58	39	19,5
Nombre de module total	320	232	156	78
Nombre de sous champ PV	4	3	2	1
Nombre de module par sous champ	80	78	78	78
Ns par sous champ	16	13	13	13
Np par sous champ	5	6	6	6

Nous avons choisi l'onduleur Sunny Tripower 20000TL (voir annexe 3 pour les caractéristiques) de chez SMA pour chaque sous champs. Les sous champs à 60%, 40%, et 20% ont la même configuration par conséquent une seul vérification de l'adéquation sera faite pour tous.

Tableau 18: vérification de l'adéquation entre un sous champ PV à 80%, l'onduleur et la configuration du sous champ PV

Vérification à faire	Sunny Tripower 20 000 TL	
	Calcul	Spécification
Tension nominale	$16 * V_{oc} = 16 * 35,1 = 561,6 \text{ V}$	<1000V Ok
Plage de la tension MPP	$\frac{(390 - 800V)}{16} = 24,38 - 50V$	(Module $V_{mpp} = 28,8V$ ) Ok
Courant entrée onduleur	5 branches $5 * I_{sc} = 5 * 9,29 = 46,45 \text{ A}$	<66 A Ok
Ration de puissance	$\frac{20440}{250 \times 80} = 1,02$	0,9 – 1,10 Ok

Tableau 19: vérification de l'adéquation entre un sous champ PV à 60,40 et 20%, l'onduleur et la configuration du sous champ PV

Vérification à faire	Sunny Tripower 20 000 TL	
	Calcul	Spécification
<b>Tension nominale</b>	$13 * V_{oc} = 13 * 35,1 = 456,3 \text{ V}$	<1000V Ok
<b>Plage de la tension MPP</b>	$\frac{(390 - 800V)}{13} = 24,38 - 50V$	(Module $V_{mpp} = 28,8V$ ) Ok
<b>Courant entrée onduleur</b>	6 branches $6 * I_{sc} = 6 * 9,29 = 55,74 \text{ A}$	<66 A Ok
<b>Ration de puissance</b>	$\frac{20440}{250 \times 78} = 1,04$	0,9 – 1,10 Ok

Après vérification, nous concluons que l'onduleur Sunny Tripower 20000TL est en adéquation avec un sous champ PV et la configuration du champ PV. Le nombre de sous champ est équivalent au nombre d'onduleur par champ PV.

Pour les onduleurs chargeurs, nous avons choisi les onduleurs Sunny Island 6.0H monophasé pour les parcs de batteries de toutes les installations. Ainsi, les onduleurs réseau sont regroupés en 3 dans un cluster de sorte à créer un réseau triphasé. Chaque branche du parc de batteries est équipée d'un cluster (voir les annexes 16, 17, 18, et 19 pour les schémas de configuration en fonction du taux d'hybridation). Le multicluster Box 12.3 (Voir annexe8) est celle qui est la plus adapté aux installations avec les taux 80 et 60% et le multicluster Box 6.3 (voir annexe 6) ceux avec les taux 40 et 20% de point de vue puissance et nombre d'entrée.

## 5.3 Choix des dispositifs de protection

### 4.2.1. Fusible de protection coté DC

- Pour le taux d'hybridation de 80%

Pour assurer une bonne protection des équipements, certaines règles doivent être respectées. Le choix des fusibles se fait en se basant sur les conditions suivantes :

- ✓ La tension du fusible doit être supérieure ou égale à 1,15 la tension à circuit ouvert par string.  $U(V) \geq 1,15 * V_{oc} \cdot N_s$  (1)

- ✓ Le calibre du fusible doit se situer dans l'intervalle suivant :  $1,5 * I_{sc} \leq \text{Calfus (A)} \leq 2 * I_{sc}$  (2).

Avec  $V_{co} = 35,1V$ ,  $N_s = 16$  et  $I_{sc} = 9,29A$

La tension du fusible doit être supérieur ou égale à :  $1,15 * 35,1 * 16 = 645,84 V$

Le calibre du fusible :  $1,5 * 9,29 \leq \text{Calfus} \leq 2 * 9,29 = 13,94 \leq \text{Calfus} \leq 18,58$

Le fusible qui est adapté pour la protection du système doit avoir une tension supérieure ou égale à 645,84V et son calibre doit être compris entre 13,94 et 18,58.

Le fusible de chez DFElectric modèle gPV 14\* 51 1100V VDC de calibre 15A répond aux exigences de l'installation. Voir annexe 4 pour les caractéristiques.

- **Pour les taux d'hybridation de 60, 40 et 20%**

Avec  $V_{co} = 35,1V$   $N_s = 13$  et  $I_{sc} = 9,29A$

La tension du fusible doit être supérieur ou égale à :  $1,15 * 35,1 * 13 = 524,75 V$

Le calibre du fusible :  $1,5 * 9,29 \leq \text{Calfus} \leq 2 * 9,29 = 13,94 \leq \text{Calfus} \leq 18,58$

Le fusible qui est adapté pour la protection du système doit avoir une tension supérieure ou égale à 524,75V et son calibre doit être compris entre 13,94 et 18,58.

Le fusible de chez DFElectric modèle gPV 14\* 51 1100V VDC de calibre 15A répond aux exigences de l'installation. Voir annexe 4 pour les caractéristiques.

Pour la protection côté, les onduleurs choisis sont dotés des parafoudres.

## 4.2.2. Disjoncteur de protection coté AC

Pour la protection contre les surintensités coté AC nous avons opté pour un disjoncteur différentiel. Le choix de ce disjoncteur se fera en respectant la règle suivante.

$K * I_{ca\ ond} \leq \text{Caldisj (3)}$  Avec  $k = 1$  Caldisj : calibre du disjoncteur

$I_{ca\ ond}$  : courant maximal à la sortie de l'onduleur = 29A

On a donc :  $\text{Caldisj} \geq 29A$  nous choisissons le disjoncteur différentiel NSXm de calibre 32 de chez Schneider Electric (voir annexe 10 pour les caractéristiques).

Pour la protection contre les surtensions atmosphériques coté AC, nous considérons les choix effectués dans la partie 100% solaire, les conditions et les caractéristiques de l'installation étant identique.

### 4.3. Calcul de section des câbles

Le transit de l'énergie entre un équipement et un autre dans l'installation est assuré par les câbles. A cet effet ils devraient être bien dimensionnés pour qu'ils remplissent à bien leurs tâches. La chute de tension admissible cotée DC est de 3%, il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1%.

La section du câble est choisie en fonction du courant admissible et son adéquation est vérifiée par la comparaison entre la chute de tension admissible et la chute de tension dans le câble. La chute de tension dans le câble se calcule par la formule suivante :

$$\Delta V_{\text{cable}} = \frac{2 \times (L \times I \times \rho)}{S} \quad (5)$$

- **Les sections des câbles avec le taux d'hybridation de 80%**

Tableau 20: Sections des câbles avec le taux d'hybridation de 80%

	I(A)	I <sub>max</sub> (A)	L(m)	$\rho$ ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ )	Section choisi ( $\text{mm}^2$ )	$\Delta V_{\text{cable}}$	$\Delta V_{\text{admissible}}$
<b>Tronçon sous champ PV – Onduleur</b>	20	28	10	0,017	4	2,38	13,82
<b>Tronçon onduleur – Boite de jonction</b>	36,2	46	10	0,017	10	1,56	6,9
<b>Tronçon boite de jonction – MC box</b>	116	125	10	0,017	50	0,85	6,9
<b>Tronçon batterie – Sunny Island</b>	110	125	10	0,017	50	0,85	0,96

Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

<b>Tronçon Sunny Island – MC box</b>	50	61	10	0,017	16	0,77	6,9
<b>Tronçon GE – MC box</b>	75	81	10	0,017	25	1,10	12

• **Les sections des câbles avec le taux d'hybridation de 60, 40 et 20%**

		<b>I(A)</b>	<b>I<sub>max</sub>(A)</b>	<b>L(m)</b>	<b>ρ (Ωmm<sup>2</sup>/m)</b>	<b>Section choisi (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>ΔV<sub>cable</sub></b>	<b>ΔV<sub>admissible</sub></b>
<b>Tronçon sous champ PV – Onduleur</b>		20	28	10	0,017	4	2,38	11,23
<b>Tronçon onduleur – Boite de jonction</b>		36,2	46	10	0,017	10	1,29	6,9
<b>Tronçon boite de jonction – MC box</b>	60%	87	99	10	0,017	35	0,96	6,6
	40%	58	61	10	0,017	16	1,29	6,6
	20%	29	36	10	0,017	6	2,04	6,6
<b>Tronçon batterie – Sunny Island</b>		110	125	10	0,017	50	0,85	0,96
<b>Tronçon Sunny Island – MC box</b>		50	61	10	0,017	16	0,77	6,9
<b>Tronçon GE – MC box</b>		75	81	10	0,017	25	1,10	12

## VI. Etude de faisabilité financière

Nous avons utilisé le logiciel HOMER PRO pour effectuer notre étude économique et financière. HOMER PRO (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) est un logiciel pour la conception et l'analyse des systèmes de production d'électricité hybrides, composés de groupes électrogènes, de systèmes de cogénération, d'éoliennes, de systèmes photovoltaïques, de systèmes hydrauliques, de batteries, de piles à combustible, de la biomasse et bien d'autres. Que l'installation soit reliée au réseau électrique ou non, HOMER permet de déterminer comment les sources d'énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire peuvent être intégrées de manière optimale au sein des systèmes hybrides [13].

Pour effectuer la simulation HOMER PRO a besoin de certaines informations liées au système. Il s'agit :

- Des coordonnées géographiques du site qui habitera l'installation,
- Des éléments composant le système (dans notre cas un groupe électrogène, des modules photovoltaïques, des batteries, des onduleurs, les informations sur les charges, et autres),
- Des caractéristiques techniques de tous les éléments composant le système,
- Des détails économiques.

Après l'insertion de toute ces informations, le logiciel effectue des simulations et nous propose la meilleure configuration pour le site étudié tant sur le plan technique que sur le plan économique.

Les valeurs suivantes ont été fixées pour les études :

Taux d'inflation : 2%

Taux d'intérêt : 8%

Durée du projet : 10 ans

Notre étude a été effectuée sur plusieurs scénarios, à travers l'étude économique, nous allons déterminer le capital nécessaire pour la mise en place de chaque scénarios, les coûts d'exploitation de chaque scénarios sur la durée de vie du projet, l'investissement total qu'il faut pour chaque scénarios et enfin le LCOE que propose chaque scénarios. Le LCOE est le coût actualisé de l'énergie. Notons que le prix moyen du kWh au Niger est 90FCFA/kWh.

## 1. Etude économique pour les différentes configurations

Le village de Tondi Gameye est situé à la longitude 2°15',910 Est et la latitude 13°45',783 Nord. Le litre de gasoil est à 450 FCFA au Niger.

Le tableau 21 fait état des détails des coûts des équipements entrant la configuration du système.

Tableau 21: Détails des coûts des équipements composants nos installations

Désignation	Prix unitaire (FCFA)
<b>Module PV Canadian Solar 250</b>	163 648
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	394 064
<b>Onduleur Tripower 25000TL</b>	8 500 000
<b>Onduleur Tripower 20000TL</b>	7 800 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.0H</b>	2 427 750
<b>MC-box 12.3</b>	5 845 125
<b>MC-box 6.3</b>	3 684 525
<b>Autres</b>	10% du coût total

Pour effectuer la simulation nous avons besoin d'un devis estimatif de chaque installation. Les devis estimatifs de chaque configuration ont été effectués dans l'annexe 20 (Annexe : 20.1, Annexe : 20.2, Annexe : 20.3, Annexe : 20.4, Annexe : 20.5).

### 1.1. Résultats de la simulation

Pour le scénario 100% solaire, il ne sera pas effectué de simulation parce que il y'a une seule source d'énergie par conséquent une seule variable de la configuration. Par contre il sera déterminé à partir du logiciel le LCOE, le coût d'exploitation et le coût d'investissement total de cette configuration.

Les simulations commenceront alors à partir de la configuration avec un taux d'hybridation de 80%. Seuls les résultats de cette dernière seront présentés ici, les résultats pour les autres scénarios seront présentés en annexe.

Le logiciel nous propose plusieurs scénarios du fonctionnement du système classés de la configuration optimum à celle qui l'est le moins. La figure 18 représente ces scénarios et autres informations.

Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

Architecture										
					Shar250 (kW)	PERK24 (kW)	BAE	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)
					80,0	25,0	96	100	LF	0,317 €

Figure 18: configuration optimale

La meilleure configuration est celle qui y figure en premier. Elle combine toutes les sources d'énergie disponible en mettant en avant l'utilisation des sources renouvelables.

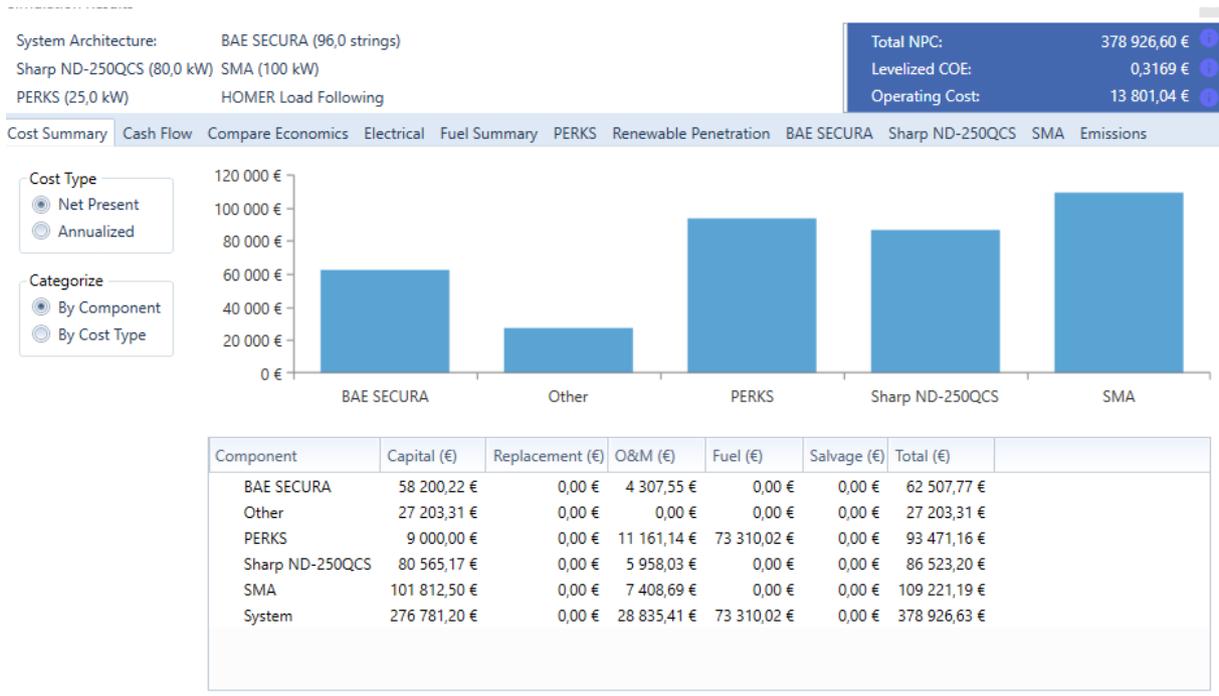


Figure 19: Coût en fonction des composants sur toute la durée du projet

La figure 19 nous donne le résumé des couts en fonction de composants sur la période total d'exploitation de la centrale hybride.

Le capital nécessaire pour que l'installation voie le jour est 179 907 650 FCFA, le cout total du projet sur toute la période d'exploitation (10 ans) est 246 301 900 FCFA avec 205,98 FCFA/kWh.

## 2. Résultats des scénarios avec un taux d'hybridation de 60, 40, 20% et tout diesel

Tableau 22: Resultats des simulations pour les taux d'hybridation de 60,40 et 20%

	<b>Taux d'hybridation de 60%</b>	<b>Taux d'hybridation de 40%</b>	<b>Taux d'hybridation de 20%</b>
<b>Capital (FCFA)</b>	136 722 950	92 493 011	51 116 650
<b>Cout total d'investissement(FCFA)</b>	242 641 100	232 900 200	224 027 050
<b>LCOE (FCFA/kWh)</b>	202,93	194,81	187,40
<b>Durée totale du projet</b>	10 ans	10 ans	10 ans

Nous avons effectué les simulations lorsque l'installation fonctionne uniquement sur un régime 100% solaire et lorsqu'elle est sur un régime 100% diesel. Pour la 1<sup>ère</sup> approche nous avons un LCOE de 214,7 FCFA/kWh pour un investissement total de 256 488 050 FCFA et un LCOE de 179,47 FCFA/kWh pour le fonctionnement 100% diesel. La figure 20 représente l'évolution du LCOE en fonction du taux d'hybridation.

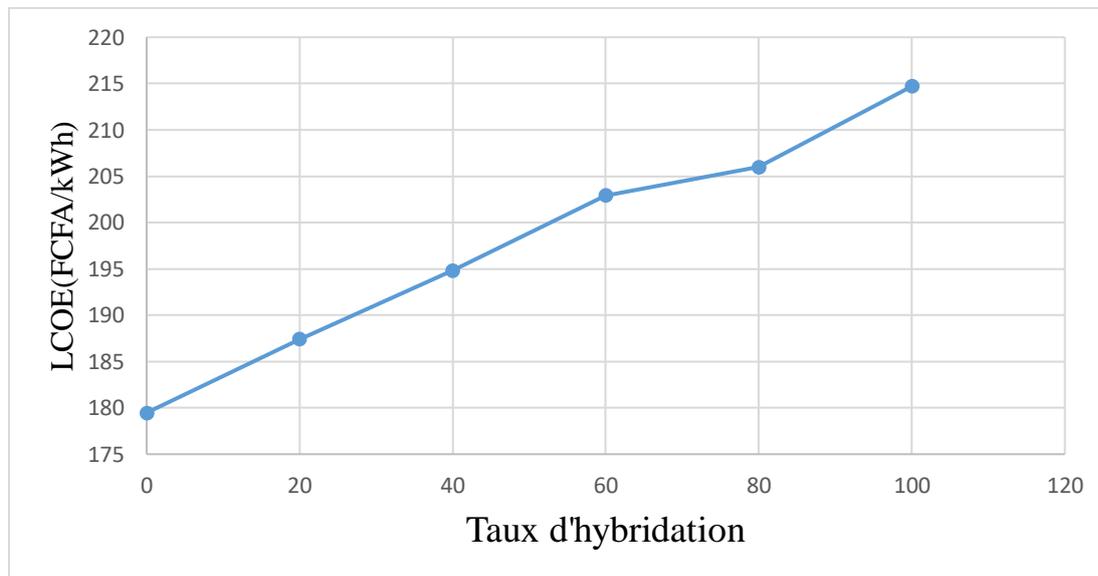


Figure 20: LCOE en fonction du taux d'hybridation

D'après la figure 20, nous constatons que le scénario 100% solaire est celui qui présente le plus grand LCOE alors que le LCOE le plus faible est observé avec le scénario tout diesel. Pour le scénario 100% solaire, le lourd coût d'investissement est à l'origine de la grandeur de son LCOE. Quant au scénario tout diesel, le faible coût d'investissement initial pour la mise en place du système est à l'origine de la réduction du LCOE.

Pour les autres scénarios, même si le coût total d'investissement pour les équipements solaires à diminuer (en raison de la diminution du taux d'hybridation), l'augmentation du taux de pénétration du groupe électrogène est à la base de la cherté de leurs LCOE. Plus spécifiquement les coûts liés à l'achat du diesel (voir annexe 21 pour les détails financier de chaque scénario).

Vue la problématique initiale de notre étude, le scénario à 80% solaire est le plus adapté au site de Tondi gameye. Dans ce scénario l'utilisation du GE est limitée dans le temps ce qui permet de ralentir l'amortissement du groupe électrogène. Dans cette configuration la production d'énergie avec les panneaux est mise en avant ce qui a un impact positif sur l'environnement.

## **VII. Etude d'impact environnemental et social**

De nos jours la question environnementale est de plus en plus sensible à l'échelle d'un pays et international et même de nouveaux instruments juridiques sont élaborés à cet effet, il est important d'intégrer cette dimension dans la réalisation de tous projet qui peut avoir des impacts sur l'environnement. Les évaluations environnementales apparaissent de nos jours comme des conditionnalités pour la réalisation des projets de développements.

L'étude d'impact environnementale et sociale permet l'identification des impacts positifs ou négatifs qu'un projet pourrait avoir sur l'environnement et permettrait de prévoir des mesures d'atténuation pour limiter les dégâts des impacts négatifs du projet.

### **3. Cadre juridique et institutionnel**

Il est essentiellement les lois et les règles relatives à l'exigence et à la conduite des évaluations environnementales dont les aspects législatifs et réglementaires se caractérisent par la préservation de l'environnement et la prise de textes d'application pouvant favoriser l'effectivité de cet outil. Parmi les lois, on distinguera d'une part celles d'ordre général et d'autre part celles spécifiques à des secteurs donnés. L'étude d'impact environnemental se conformera au cadre législatif et institutionnel du Niger à travers les lois guidant le gouvernement en matière d'environnement. En dehors de ces lois nationales, il faut aussi respecter les conventions internationales que le Niger a ratifiées, ainsi que les pratiques internationales qui guident les interventions des bailleurs de fond. Le cadre juridique général et les principes fondamentaux de la gestion de l'environnement au Niger sont fixés par les textes suivants :

- L'ordonnance 97-001 du 10 janvier 1997 portant l'institutionnalisation de l'étude impact environnemental,
- La loi N° 98-56 du 29 décembre 1998 portant loi-cadre relative à la Gestion de l'environnement [14].

Parmi les conventions ratifiées par le Niger sur la protection de l'environnement on peut citer :

- La convention africaine pour la conservation de la nature et des ressources naturelles du 15 septembre 1968,
- Le protocole de Montréal relatif à des substances qui appauvrissent la couche d'ozone (1987),
- La convention de Rio sur la diversité biologique du 05 juin 1992,
- La convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques du 09 mai 1992,
- La convention de Paris du 17 juin 1994 sur la lutte contre la désertification dans les pays gravement touchés par la sécheresse et/ ou la désertification,
- La charte des Nations Unies,
- Les conventions de l'organisation Internationale du Travail.

#### **4. Analyse de l'état initial du site**

Dans cette partie il s'agit d'effectuer un état de lieu sur le site qui recevra le projet. Le village de Tondi Gameye est situé à la longitude 2°15',910 Est et la latitude 13°45',783 au Nord avec une altitude 230m par rapport au niveau de la mer. Le périmètre rapprochés du site sont bordés par les champs des cultures. Le site abrite actuellement la centrale de Tondi gameye qui est composée essentiellement d'un groupe électrogène et un local technique.

#### **5. Impacts environnementaux et sociaux du projet**

Les impacts sur l'environnement sont différents selon la phase dans laquelle le projet se situe. Le projet se décompose en 3 trois étapes :

- Phase d'étude,
- Phase de construction,
- Phase d'exploitation.

##### **5.1. Les impacts positifs du projet**

Le tableau fait état des impacts positif du projet

Tableau 23: Impacts positifs du projet

<b>Phase du projet</b>	<b>Impacts du projet</b>
<b>Préparation et Construction</b>	Recrutement de main d'œuvre
	Création des emplois (direct ou indirect)
	Construction des pistes
<b>Exploitation</b>	Alimentation en continue en énergie électrique
	Booster l'économie locale (développement des PME)
	Amélioration des services (csi, école etc.)
	Création des emplois
	Meilleurs cadre de vie pour la population

L'un de plus grand avantage de l'hybridation est qu'elle permet de diminuer le dégagement du CO2 dans l'atmosphère et la consommation du gasoil qui provient de l'énergie fossile. Pour notre projet nous allons effectuer une évaluation de la quantité évitée en fonction du taux d'hybridation. Le groupe électrogène consomme 124 945 litre sur 10ans et rejette dans l'atmosphère 324,857 tonne de CO2. Le tableau fait état de quantité de CO2 évitée en fonction du taux d'hybridation.

Tableau 24: CO2 évitée et consommation du gasoil économisée en fonction du taux d'hybridation sur 10 ans

<b>Taux d'hybridation</b>	<b>80%</b>	<b>60%</b>	<b>40%</b>	<b>20%</b>
<b>Consommation du gasoil sur 10ans (litre)</b>	24 989	49 978	74 967	99 956
<b>Quantité de gasoil économisée sur 10ans (litre)</b>	99 956	74 967	49 978	24 989
<b>Quantité de CO<sub>2</sub> produite (Tonne)</b>	64,971	129,942	194,914	259,885
<b>Quantité de CO<sub>2</sub> évitée (Tonne)</b>	259,885	194,914	129,942	64,971

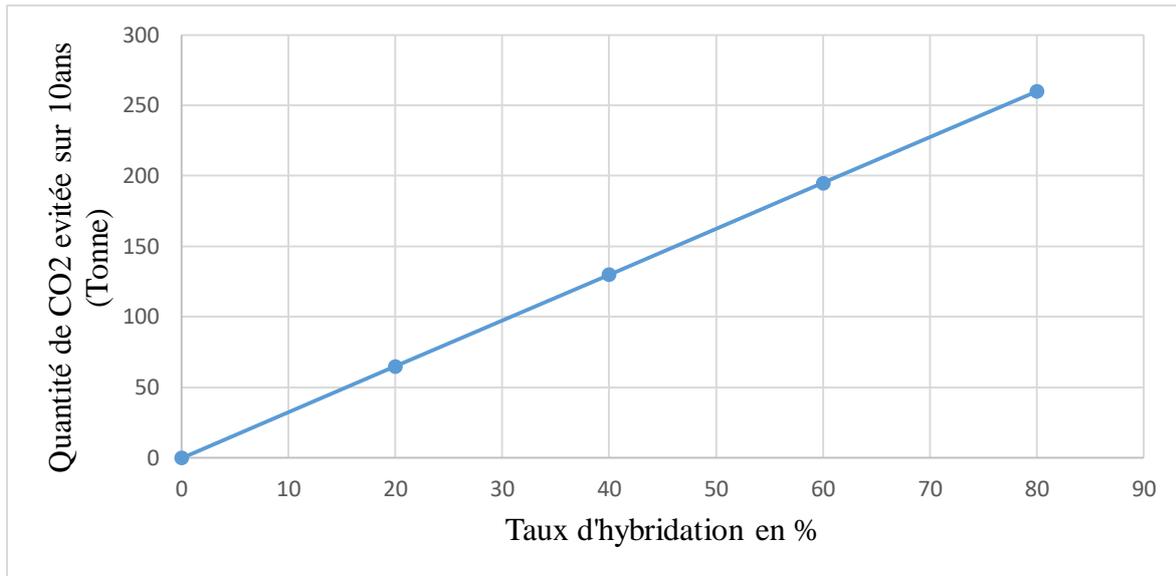


Figure 21: Quantité CO2 évitée en fonction du taux d'hybridation

La figure 21 nous montre l'évolution de la quantité du CO2 évitée en fonction du taux d'hybridation. Nous remarquons que plus le taux d'hybridation augmente plus la quantité du CO<sub>2</sub> évitée augmente. Lorsqu'on a un taux d'hybridation élevé on évite une grande quantité de CO<sub>2</sub>.

## 5.2. Les impacts négatifs du projet et les mesures d'atténuation

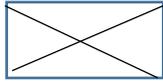
Le tableau 25 énumère certains impacts négatifs du projet sur l'environnement.

Tableau 25: les impacts négatifs du projet

		Elements potentiellement affecté								
		Environnement atmospherique				Environnement terrestre			Utilisation des ressources	
Sources des impacts		Poussiere	bruit	Degagement du CO2	Vibration	Géologie, Sol, Hydrogéologie	Végétation	Faune	Terrestre	Patrimoine
<b>Construction</b>	Amenagement du site (Nivellement et terrassement)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Deplacement des engins	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Installation des câbles électriques (Tranchées)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Installation des champs PV	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Construction des locaux techniques et bureaux	X	X	X	X	X	X	X	X	X
<b>Exploitation</b>	Fonctionnement de la centrale	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Maintenance et entretien	X	X	X	X	X	X	X	X	X



Positif



Nul

### Les mesures d'atténuation

Les impacts causés par l'hybridation ne sont pas irréversibles. Pour certains on peut proposer des mesures d'atténuation pour limiter ou diminuer les impacts dans le temps. Parmi ces mesures nous avons :

- Arroser les pistes avant le début du travail afin de limiter la poussière,
- Planifier les heures de travail afin de prévenir les heures de perturbation,
- Reboiser le site et les alentours pour compenser la flore détruite lors de l'installation de la centrale
- Construire une enceinte pour le groupe électrogène afin de limiter le bruit et les vibrations
- Les risques d'accidents sont permanents sur le chantier. Il faut impérativement sensibiliser les travailleurs sur ces risques et les équipés des équipements de protection individuelle (EPI)

## VIII. Conclusion et perspectives

L'objectif global de notre étude est d'assurer une alimentation 24/24h au moyen d'un système hybride PV/diesel. Pour se faire, nous avons d'abord commencé par effectuer un état de l'art sur les différentes configurations existantes PV/diesel. Dans la partie qui suit, nous avons effectué une enquête sur le terrain dans le but d'effectuer un état de lieu de l'existant, récolter les données et en même temps interroger les villageois pour avoir leurs avis sur le projet. A partir des données collectées au mini central de Tondi Gameye, nous avons déterminés la courbe de charge du village et la puissance horaire du site (le pic de la demande). Le dimensionnement se basé sur une période de 10 ans avec un taux d'accroissement de 5% par an. Après l'ajustement de la puissance sur la période du projet, nous avons effectué l'étude sur plusieurs scénarios avec un taux d'hybridation différent. L'objectif étant de déterminer la configuration la mieux adaptée au site de Tondi gameye techniquement et financièrement. Les scénarios suivant ont été considérés pour effectuer notre étude, scénarios 100% solaire, scénarios 80% solaire, scénarios 60% solaire, scénarios 40% solaire, scénarios 20% solaire. Les pourcentages représentent les taux d'hybridation. Après le dimensionnement sur le logiciel PVsyst, il a été déterminé les caractéristiques de chaque champ PV et autres composantes du système en fonction du taux d'hybridation.

Dans la dernière partie, il a été effectué une étude économique. Cette dernière a été effectuée sur le logiciel Homer Pro qui est un outil de simulation puissant dans le domaine de l'hybridation. Il a été effectué des simulations en fonction de taux d'hybridation. L'objectif étant de déterminer le scénario qui est le plus avantageux financièrement c'est-à-dire avec un capital raisonnable et un LCOE qui suit la même logique. Les LCOE de chaque scénario ont été déterminé, on a respectivement pour **100, 80, 60, 40, 20%** et tout diesel les **LCOE 214,7 ; 205,98 ; 202,93 ; 194,81 ; 187,4 et 179,47**. Après l'analyse des résultats de chaque simulation, nous remarquons que les dépenses liées à l'utilisation du diesel sont à la base de l'élévation du prix du LCOE pour les configurations hybrides avec un taux de pénétration du diesel important.

Le scénario avec un taux d'hybridation de **80%** est le plus adaptés au site de Tondi gameye. Avec un taux d'hybridation de 80% l'utilisation du groupe électrogène est limitée dans le temps ce qui a un impact positif sur l'environnement puisque le dégagement du CO<sub>2</sub> sera aussi limité par rapport aux autres scénarios qui utilisent le plus le groupe électrogène. L'amortissement du groupe électrogène sera aussi ralenti dans ce scénario. Cette configuration représente le meilleur compromis entre le coût et la protection de l'environnement.

L'installation 100% solaire est celle qui présente le plus grand LCOE et le plus grand coût d'investissement. L'hybridation permet de faire chuter le coût d'investissement et aussi le LCOE.

Afin d'assurer un bon fonctionnement de la centrale et assurer une désertion en énergie électrique sans interruption nous faisons les recommandations suivantes :

- Former les employés de la centrale sur le fonctionnement des centrales hybrides,
- Mettre en place un système de surveillance du site pour prévenir les futures défaillances du système et aussi pour collecter les données pour des futures études,
- Mettre en place un système de stockage de carburant,
- Sensibilisation de la population sur les économies d'énergie.

Et enfin, au vue des résultats de cette étude nous recommandons à la Nigelec d'hybrider tous ses sites isolés.

## IX. Bibliographie

- [1] L. Stoyanov, Etude de différentes structures de systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable, 2001.
- [2] T. Mambrini, «Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies,» 2014.
- [3] G. Porrometo, «Energie photovoltaïque: une entreprise japonaise atteint un nouveau record de rendement,» 23 Mars 2017. [En ligne]. Available: [www.mumerama.com/science](http://www.mumerama.com/science). [Accès le 27 Mars 2019].
- [4] C. Paul, *Centrale thermique : Moteur diesel*, Ouagadougou: 2ie, 2013-2014.
- [5] D. Y. Richardson, *Convertisseurs électrochimiques*, Ouagadougou, 2016.
- [6] L. Bachir, les systemes hybrides solaires photovoltaïques/ conventionnelle avec stockage.
- [7] D. B. TSUANYO, «Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés: cas des systèmes hybrides PV/Diesel,» Perpignan, 2015.
- [8] I. N. d. I. Statistique-Niger, «Repertoire National des Localités (RENALOC),» 2014.
- [9] S. S. T. AG, *Systèmes multicluster avec réseau en site isolé ou optimisation de l'autoconsommation et fonction de courant de secours*.
- [10] A. O. BAGRE, DIMENSIONNEMENT TECHNIQUE DES INSTALLATIONS PV CONNECTÉES AU RÉSEAU, 2ie.
- [11] UTE, «INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION,» UNION TECHNIQUE DE L'ELECTRICITE, 2008.
- [12] auxicom, «Regle de securité pour l'utilisation des cables».
- [13] V. DEMEUSY, «Dimensionnement d'un systeme hybride photovoltaïque/groupe électrogène,» 2011.

[14] A. National, «Loi-cadre relative à la gestion de l'environnement,» 1998.

## X. ANNEXES

### Liste des annexes

Annexe 1:Exemple de données collectées .....	62
Annexe 2: Résultats de la simulation sur PVsyst .....	63
Annexe 3:caractéristiques de l'onduleur sunny Tripower 25000TL et 20000TL.....	66
Annexe 4:Annexe 4:caractéristiques du fusible choisi .....	67
Annexe 5:Conditions de mises en œuvre des parafoudres.....	68
Annexe 6:Fiche technique du multicluster box 6.3.....	69
Annexe 7:Caractéristiques onduleur chargeur .....	70
Annexe 8:Fiche technique du multicluster box 12.3.....	71
Annexe 9:caractéristiques parafoudre .....	73
Annexe 10:caractéristiques disjoncteur choisi.....	74
Annexe 11:Résultats du dimensionnement à 80% (PV et parc de batteries) .....	75
Annexe 12:Résultats du dimensionnement à 60% (PV et parc de batteries) .....	76
Annexe 13:Résultats du dimensionnement à 40% (PV et parc de batteries) .....	77
Annexe 14:Résultats du dimensionnement à 20% (PV et parc de batteries) .....	78
Annexe 15: Schéma synoptique de l'installation PV 100% Solaire.....	79
Annexe 16:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 80% .....	80
Annexe 17:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 60% .....	81
Annexe 18:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 40% .....	82
Annexe 19:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 20% .....	83
Annexe 20:Devis estimatif en fonction du taux d'hybridation .....	84
Annexe 21: Détail financier pour chaque scenario sur le logiciel Homer Pro .....	87

**Annexe 1: Exemple de données collectées**

**NIGELEC**  
DIRECTION  
PRODUCTION ET TRANSPORT

DATE : 15/10/2018

UNITE : Tondi Gameye

### ETAT STATISTIQUE ENERGIE

LIBELLE	UNITE	MOIS DE <u>Decembre 2018</u>		CUMUL DEPUIS 1er JANVIER	
		<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>PRODUCTION LOCALE</b>					
a Energie produite	KWh	<u>1281</u>		<u>1582</u>	
b Consommation auxiliaire	KWh				
c Energie réactive fournie	KVarh				
d Energie réactive auxiliaire	KVarh				
cos Ø					
<b>TRANSPORT</b>					
e Energie active livrée (1)	KWh				
f Energie réactive livrée (2)	KWh				
g Energie active reçue (2)	KVarh				
h Energie réactive reçue (2)	KVarh				
<b>ENERGIE LIVREE AU RESEAU MT</b>					
i Active (a+g-b-e)	KWh	<u>1281</u>		<u>1582</u>	
j Réactive (c+h-d-f)	KVarh				
cos Ø					
<b>VALEUR MAXIMALES</b>					
k Puissance	KW				
l Jour et heure					
m Production journalière	KWh				
n Jour					
<b>COMBUSTIBLE</b>					
a Consommation gas-oil	Kg	<u>553,1518</u>		<u>682,00</u>	
p Consommation spécifique	g/KWh	<u>431,962</u>		<u>431,101</u>	
<b>LUBRIFIANT</b>					
Q Consommation huile	Kg	<u>03</u>		<u>03</u>	
r Consommation-spécifique	g/KWh	<u>7,025</u>		<u>7,025</u>	

(1) Livrée à Mirah de Zinder et Madaoua, Konni de Malbaza  
(2) Reçue de Birni Kebbi à Dosso, Niamey : de Niamey à Tillabéry, Kollo, Say et d'Anou Araren à Agadez et Arlit

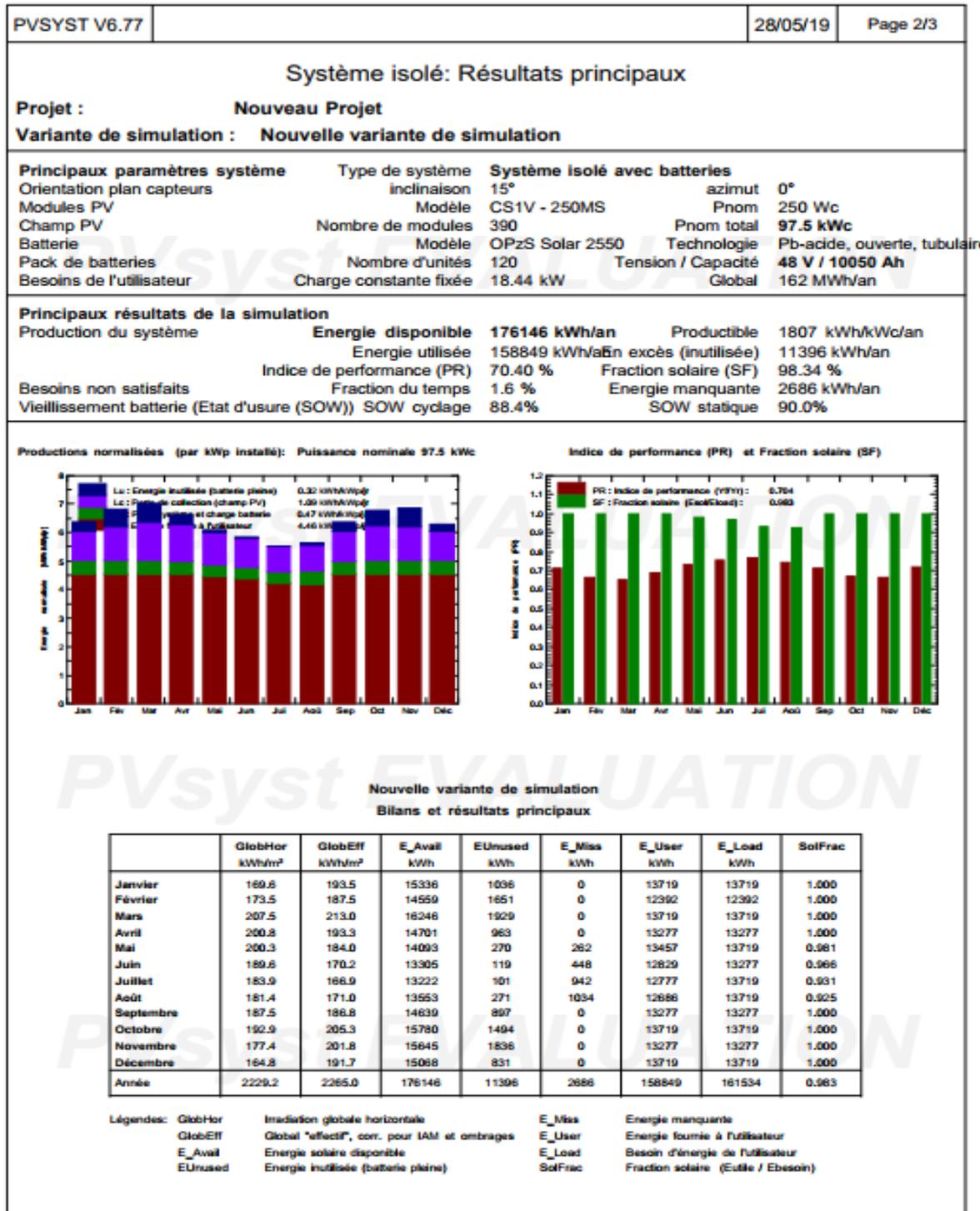
DESTINATION : DCF. DT Le Chef d'Unité

## Annexe 2: Résultats de la simulation sur PVsyst

### Annexe 2.1 : Paramètres de simulation

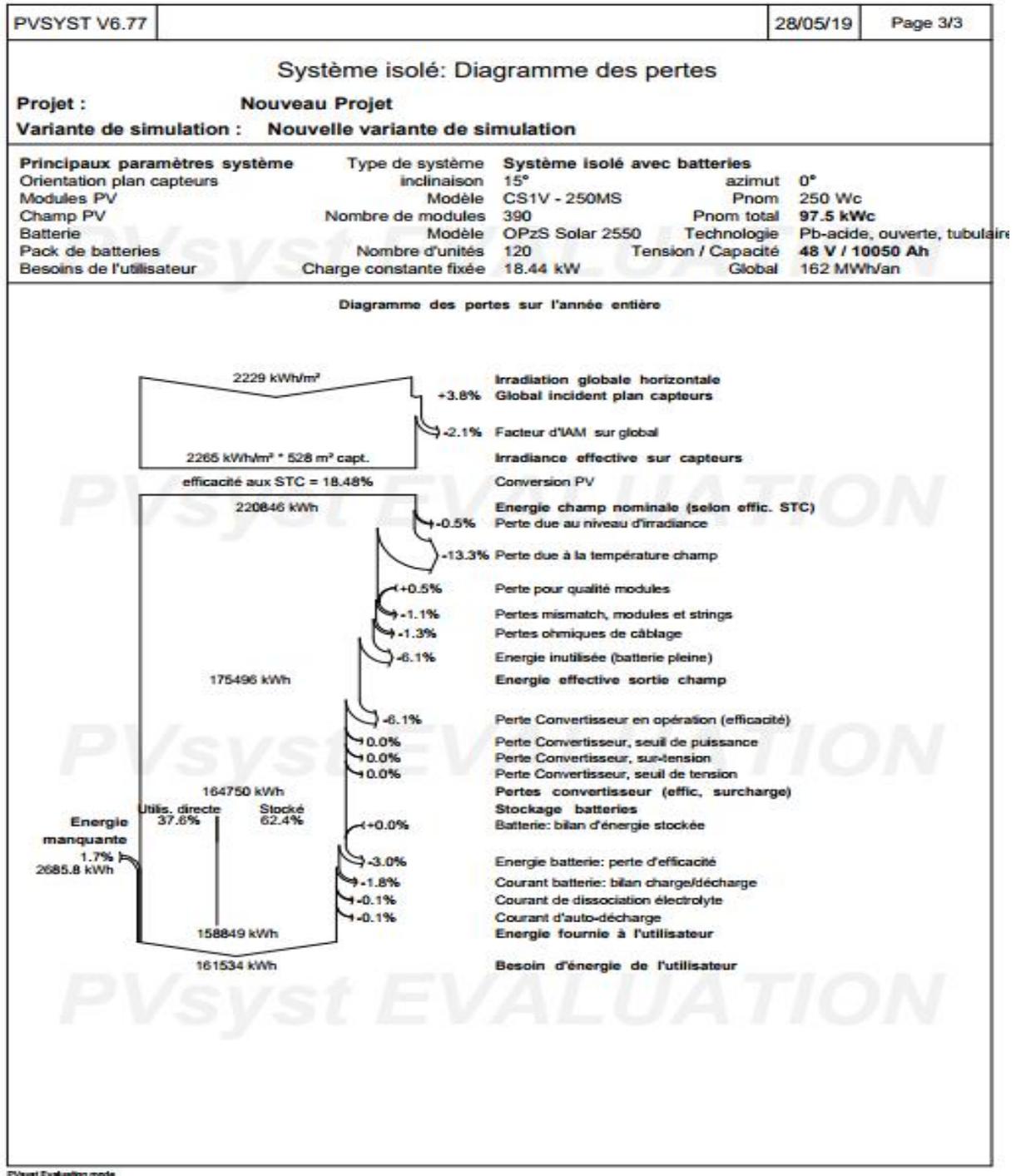
PVSYST V6.77		28/05/19		Page 1/3				
<b>Système isolé: Paramètres de simulation</b>								
<b>Projet : Nouveau Projet</b>								
<b>Site géographique</b>		<b>Tondi</b>		<b>Pays Niger</b>				
<b>Situation</b>		Latitude 13.75° N		Longitude 2.25° E				
Temps défini comme		Temps légal Fus. horaire TU+1		Altitude 233 m				
<b>Données météo:</b>		<b>Tondi</b>		Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthétique				
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>								
		Date de la simulation 28/05/19 à 01h17						
<b>Paramètres de simulation</b>		<b>Type de système Système isolé avec batteries</b>						
<b>Orientation plan capteurs</b>		Inclinaison 15°		Azimut 0°				
<b>Modèles utilisés</b>		Transposition Perez		Diffus Perez, Meteonorm				
<b>Besoins de l'utilisateur :</b>		Charge constante fixée 18.44 kW		Global 162 MWh/Année				
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>								
<b>Module PV</b>		Si-mono		Modèle CS1V - 250MS				
Base de données PVsyst originale		Fabricant		Canadian Solar Inc.				
Nombre de modules PV		En série		30 modules				
Nombre total de modules PV		Nbre modules		390				
Puissance globale du champ		Nominale (STC)		97.5 kWc				
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp		778 V				
Surface totale		Surface modules		528 m²				
				En parallèle 13 chaînes				
				Puissance unitaire 250 Wc				
				Aux cond. de fonct. 88.5 kWc (50°C)				
				I mpp 114 A				
				Surface cellule 517 m²				
<b>Paramètres du système</b>								
<b>Batterie</b>		<b>Type de système Système isolé</b>						
		Modèle OPzS Solar 2550						
		Fabricant Moll						
Caractéristiques du banc de batteries		Nombre d'unités 24 en série x 5 en parallèle						
		Tension 48 V		Capacité nominale 10050 Ah				
		Décharge: min. SOC 20.0 %		Energie stockée 385.9 kWh				
		Température Fixée (20°C)						
<b>Régulateur</b>		Modèle Universal controller with MPPT converter						
		Technologie MPPT converter						
Convertisseur		Efficacité maxi et EURO 97.0 / 95.0 %						
Seuils de régulation batterie		Seuils de commande selon SOC calculation						
		Charge SOC = 0.92 / 0.75		i.e. approx. 54.9 / 49.5 V				
		Décharge SOC = 0.20 / 0.45		i.e. approx. 46.4 / 48.3 V				
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>								
Fact. de pertes thermiques		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s				
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ 114 mOhm		Frac. pertes 1.5 % aux STC				
Perte diode série		Chute de tension 0.7 V		Frac. pertes 0.1 % aux STC				
Perte de qualité module		Frac. pertes -0.5 %						
Perte de "mismatch" modules		Frac. pertes 1.0 % au MPP						
Perte de "mismatch" strings		Frac. pertes 0.10 %						
Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé								
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Annexe 2.2 : Résultats principaux



PV Syst Evaluation mode

**Annexe 2.3 : Diagramme des pertes**



## Annexe 3:caractéristiques de l'onduleur Sunny Tripower 25000TL et 20000TL

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
<b>Entrée (DC)</b>		
Puissance DC max. (quand $\cos \phi = 1$ )/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
<b>Sortie (AC)</b>		
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA
Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V	
Plage de tension AC	180 V à 280 V	
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz	
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz/230 V	
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1/0 inductif à 0 capacitif	
THD	≤ 3 %	
Phases d'injection/phases de raccordement	3/3	
<b>Rendement</b>		
Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %
<b>Dispositifs de protection</b>		
Dispositif de déconnexion côté DC	●	
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	● / ●	
Parafoudre DC : type II	○	
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / ● / -	
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	●	
Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surlension (selon IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
<b>Données générales</b>		
Dimensions (L / H / P)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)	
Poids	61 kg (134,48 lb)	
Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)	
Émission sonore (typique)	51 dB(A)	
Autoconsommation (nuit)	1 W	
Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur/OptiCool	
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65	
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %	
<b>Équipement / fonction / accessoires</b>		
Raccordement DC/raccordement AC	SUNCLIX/borne à ressort	
Écran	○	
Interface : RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Relais multifonction/Power Control Module	○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○	
Certificats et homologations (autres sur demande)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438		
Désignation de type	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

## Annexe 4:Annexe 4:caractéristiques du fusible choisi



491647

### Fusibles pour applications photovoltaïques gPV 14x51 1000 et 1100 VDC

Taille	In (A)	Référence	U (V)	Pouvoir de coupure (kA)	Courant de fusion	Cond.
14 x 51	15	491647 <b>NEW</b>	1100	10	1,35 In	10/50
	20	491648 <b>NEW</b>	1100	10	1,35 In	10/50
	25	491650	1000	30	1,35 In	10/50
	32	491655	1000	30	1,35 In	10/50

## Annexe 5: Conditions de mises en œuvre des parafoudres

Alimentation du bâtiment	Nk≤25 (AQ1)	Nk>25 (AQ2)	Localisation du parafoudre
Bâtiment équipé de paratonnerre	Obligatoire (type 1)	Obligatoire (type 1)	Parafoudre type 1 à l'origine de l'installation basse tension au niveau du TGBT.
Alimentation BT par ligne entièrement ou partiellement aérienne	Non-obligatoire*	Obligatoire (type 2)	Parafoudre type 2 à l'origine de l'installation au niveau du TGBT.
Alimentation BT par ligne entièrement souterraine	Non-obligatoire*	Non-obligatoire*	* Les parafoudres sont recommandés en cas d'installation comportant des équipements sensibles ou nécessitant une continuité de service.

## Annexe 6:Fiche technique du multicluster box 6.3

### 11 Technical Data of the Multicluster Box 6.3

#### Load Connection

Quantity	1 x three-phase
Rated power	55 kW
Rated operating voltage between L and N	230 V
Rated operating voltage between L1 and L2	400 V
Current at rated values	3 x 80 A
Diameter of stud terminal for connecting N	6 mm
Diameter of stud terminal for connecting the grounding conductor	6 mm
Diameter of the screws at the fuse switch-disconnector for connecting L1, L2, L3	8 mm
Maximum torque of stud terminal	6 Nm
Maximum torque of the fuse switch-disconnector	14 Nm
Maximum connectable conductor cross-section	35 mm <sup>2</sup>
Fuse	LV/HRC size 00
Maximum allowed fuse rating	80 A

#### Sunny Island Connection

Maximum number of Sunny Island inverters	6
Rated power of the Sunny Island	36 kW
Rated operating voltage between L and N	230 V
Rated operating voltage between L1 and L2	400 V
Current at Sunny Island ratings	3 x 52.2 A
Maximum unaffected short-circuit current at the feed-in terminal	≤ 17 kA
Maximum connectable conductor cross-section	Rigid cable: 25 mm <sup>2</sup> Fine-stranded cable: 16 mm <sup>2</sup>
Fuses	6 x circuit breaker C 40 A

## Annexe 7:Caractéristiques onduleur chargeur

Données techniques	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
<b>Sortie AC (appareil /site isolé)</b>		
Tension de réseau assignée / plage de tension AC	230 V / 202 V ... 253 V	230 V / 202 V ... 253 V
Fréquence assignée / plage de fréquence (réglable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Puissance assignée (pour $U_{nom}$ , $f_{nom}$ / 25 °C / $\cos \varphi = 1$ )	4 600 W	6 000 W
Puissance AC à 25 °C pendant 30 min / 5 min / 3 s	6 000 W / 6 800 W / 11 000 W	8 000 W / 9 100 W / 11 000 W
Courant assigné / courant de sortie maximal (crête)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Taux d'harmoniques de la tension de sortie / facteur de puissance à la puissance assignée	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
<b>Entrée AC (générateur, réseau ou MC-Box)</b>		
Tension d'entrée assignée / plage de tension d'entrée AC	230 V / 172,5 V ... 264,5 V	230 V / 172,5 V ... 264,5 V
Fréquence d'entrée assignée / plage de fréquence d'entrée admissible	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Courant d'entrée AC maximum	50 A	50 A
Puissance d'entrée AC maximum	11 500 W	11 500 W
<b>Entrée DC batterie</b>		
Tension d'entrée assignée / plage de tension DC	48 V / 41 V ... 63 V	48 V / 41 V ... 63 V
Courant de charge maximal de la batterie / courant de charge assigné DC	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Type de batterie / capacité de la batterie (plage)	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10 000 Ah
Régulation de charge	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques	Procédé de charge IUoU avec pleine charge et charge d'égalisation automatiques
<b>Rendement / autoconsommation</b>		
Rendement maximal	95 %	95 %
Autoconsommation sans charge / mode veille	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
<b>Dispositif de protection (appareil)</b>		
Court-circuit AC / surcharge AC	● / ●	● / ●
Protection contre l'inversion de polarité DC / fusible DC	- / -	- / -
Surtempérature / décharge profonde de la batterie	● / ●	● / ●
Classe de surtension selon IEC 60664-1	III	III
<b>Données générales</b>		
Largeur / Hauteur / Profondeur	467 mm x 612 mm x 242 mm	467 mm x 612 mm x 242 mm
Poids	63 kg	63 kg
Plage de température de fonctionnement	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Classe de protection selon IEC 62103	I	I
Catégorie climatique selon IEC 60721	3K6	3K6
Indice de protection selon IEC 60529	IP54	IP54
<b>Équipement / fonctions</b>		
Commande et affichage / relais multifonction	externe via SRC-20 / 2	externe via SRC-20 / 2
Systèmes triphasés / montage en parallèle	● / ●	● / ●
By-pass intégré / fonctionnement en multicluster	- / ●	- / ●
Calcul de l'état de charge / pleine charge / charge d'égalisation	● / ● / ●	● / ● / ●
Démarrage progressif intégré / support du générateur	● / ●	● / ●
Capteur de température de la batterie / câbles de communication	● / ●	● / ●
Certificats et homologations	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Garantie (5 / 10 / 15 / 20 / 25 ans)	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
<b>Accessoires</b>		
Câble de la batterie / protection de la batterie	○ / ○	○ / ○
Interface SI-COM SMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Démarrage étendu du générateur « GenMan »	○	○
Protection de délestage / mesure du courant de batterie externe	○ / ○	○ / ○
Désignation de type	SI6.0H-10	SI8.0H-10
● Équipement de série ○ Équipement en option – non disponible		
Données en conditions nominales, données provisoires : état en avril 2012		

Activer Window  
Accédez aux param

## Annexe 8:Fiche technique du multicluster box 12.3

### General Data

Number of line conductors	Three-phase
Nominal voltage (range)	230 V / 400 V (172,5 V to 250 V / 300 V to 433 V)
Nominal frequency (range)	50 Hz (40 Hz to 70 Hz)
Permitted grid configuration	TN
Mounting type / Installation type	Upright on a base

### Sunny Island Connection

Quantity	12
Rated current	3 x 104.3 A
Rated power	72 kW
Maximum connectable conductor cross-section	16 mm <sup>2</sup>
Fuses	12 x circuit breaker C32A

### PV System Connection

Quantity	1 (three-phase)
Rated current	3 x 160 A
Rated power	110 kW
Diameter of stud terminals	10 mm
Maximum torque of stud terminal	10 Nm to 20 Nm
Maximum connectable conductor cross-section	120 mm <sup>2</sup>
Fuses	None

### Load Connection

Quantity	1 (three-phase)
Rated current	3 x 160 A
Rated power	110 kW
Diameter of stud terminal for connecting N and grounding conductor	10 mm
Diameter of the screws at the fuse switch-disconnector for connecting L1, L2 and L3	8 mm

Maximum torque of stud terminal	10 Nm to 20 Nm
Maximum torque of the fuse switch-disconnector	14 Nm
Maximum connectable conductor cross-section	120 mm <sup>2</sup>
Maximum fuse link	160 A
Fuses	LV/HRC size 00

#### Generator Connection

Quantity	1 (three-phase)
AC input current	3 x 160 A
Rated grid input power	110 kW
Diameter of stud terminal for connecting N and grounding conductor	10 mm
Diameter of the screws at the fuse switch-disconnector for connecting L1, L2 and L3	8 mm
Maximum torque of stud terminal	10 Nm to 20 Nm
Maximum torque of the fuse switch-disconnector	14 Nm
Maximum connectable conductor cross-section	120 mm <sup>2</sup>
Maximum fuse link	160 A
Fuses	LV/HRC size 00

#### Grounding Connection

Stud terminal diameter	10 mm
Maximum torque	10 Nm to 20 Nm
Maximum connectable conductor cross-section	120 mm <sup>2</sup>

#### Mechanical Data

Width x height x depth	1,000 mm x 1,400 mm x 300 mm
Weight	110 kg

#### Ambient Conditions

Ambient temperature	-25 °C to +50 °C
Humidity	0% to 100%

#### Protection Rating

Protection class (in accordance with DIN EN 60529)	IP55
----------------------------------------------------	------

## Annexe 9:caractéristiques parafoudre

		IPRF1 12.5r	PRD1 25r	PRD1 Master
Fréquence d'emploi		50 Hz	50 Hz	50 Hz
Degré de protection	Face avant	IP40	IP40	IP40
	Bornes	IP20	IP20	IP20
	Chocs	IK05	IK05	IK05
Temps de réponse		≤ 25 ns	≤ 25 ns	≤ 100 ns
Courant de court-circuit assigné (I <sub>sc</sub> )		50 kA	25 kA	50 kA
Tenue aux surtensions temporaires (U <sub>t</sub> )	U <sub>t</sub> (L-N)	335 V CA/5 s	415 V CA/5 s	415 V CA/5 s
	U <sub>t</sub> (N-PE)	1200 V CA/200 ms	1200 V CA/200 ms	1200 V CA/200 ms
Tenue aux surtensions temporaires <b>Mode de défaillance en sécurité</b> (U <sub>t</sub> )	U <sub>t</sub> (L-N)	440 V CA/120 min	440 V CA/120 min	440 V CA/120 min
Courant résiduel à la terre (I <sub>RE</sub> )	I <sub>RE</sub> (N-PE)	0,004 mA	≤ 0,01 mA pour 1P+N, 3P+N	≤ 0,01 mA pour 1P+N, 3P+N
Capacité d'extinction du courant de suite (I <sub>q</sub> )	I <sub>q</sub> (L-N)	-	25 kA/264 V CA 3 kA/350 V CA	50 kA
	I <sub>q</sub> (N-PE)	100 A	100 A	100 A
Signalisation de fin de vie		Vert : bon fonctionnement	Blanc : bon fonctionnement	Blanc : bon fonctionnement
		Rouge : en fin de vie	Rouge : en fin de vie	Rouge : en fin de vie
	Report à distance	1,5 A/250 V CA	1 A/250 V CA, ≤ 1 A/30 V CC	1 A/250 V CA, ≤ 1 A/30 V CC
Raccordement par borne à cage	Câble rigide	10...35 mm <sup>2</sup>	10...35 mm <sup>2</sup>	10...35 mm <sup>2</sup>
	Câble souple	10...25 mm <sup>2</sup>	10...25 mm <sup>2</sup>	10...25 mm <sup>2</sup>
Température d'utilisation		-25 °C à +60 °C	-40 °C à +80 °C	-40 °C à +80 °C
Humidité		5 % à 95 %	5 % à 95 %	5 % à 95 %
Normes		CEI 61643-11 : 2011 <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">T1</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">T2</span> EN 61643-11 : 2012 Type 1 + Type 2	CEI 61643-11 : 2011 <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">T1</span> , <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">T2</span> EN 61643-11 : 2012 Type 1 + Type 2	CEI 61643-11 : 2011 <span style="border: 1px solid black; padding: 0 2px;">T1</span> EN 61643-11 : 2012 Type 1
Agréments		CE, EAC	CE, KEMA-KEUR	CE, KEMA-KEUR

**Annexe 10:caractéristiques disjoncteur choisi**

<b>Déclassement de température pour NSXm magnéto-thermique (TM-D) à In</b>						
<b>Température en °C</b>						
<b>40</b>	<b>45</b>	<b>50</b>	<b>55</b>	<b>60</b>	<b>65</b>	<b>70</b>
<b>Calibre (A) In</b>						
16	16	15	15	14	14	13
25	24	24	23	23	22	21
32	31	30	30	29	28	27
40	39	38	37	36	34	33
50	49	48	46	45	44	42
63	61	60	58	56	54	53
80	77	73	70	67	64	60
100	96	94	90	87	83	80
125	120	117	113	109	104	100
160	155	149	144	139	133	126

## Annexe 11: Résultats du dimensionnement à 80% (PV et parc de batteries)

### Annexe 11.1 : Résultats champ PV

Besoins utilisateur spécifiés | Suggestions de pré-dimensionnement | Résumé du système

Besoins jour. moyens: 354 kWh/jour | Déf. la PLDL acceptable: 5.0 % | Déf. l'autonomie requise: 1.0 jour(s) | Tension batterie (et utilis.): 48 V | Capacité conseillée: 8676 Ah | Puissance PV conseillée: 78.5 kWc (nom.)

Pré-dimens. détaillé

---

Stockage | Champ PV | Appoint | Schéma simplifié

Nom et orientation du sous-champ  
 Nom: Champ PV | Orient.: Plan incliné fixe | Inclinaison: 15° | Azimut: 0°

Aide au dimensionnement  
 Pas de prédim. | Entrez Pnom désirée: 78.0 kWp |  ... ou surface disponible: 422 m2

Sélection du module PV  
 Disponibles: Canadian Solar Inc. | Tri modules par: Puissance | 250 Wp 24V Si-mono CS1V - 250MS | Since 2017 | Manufacture 2017 | Ouvrir

Modules nécessaires approx.: 312 | Dimens. des tensions: Vmpp (60°C): 24.8 V | Voc (-10°C): 38.7 V

Choisissez le mode de régulation, et le régulateur  
 Régulateur universel | Tous les fabricants | Convertisseur de puissance MPPT | Courants max. de charge - décharge: 1833 A / 307 A | Ouvrir

Mode d'opération  
 Couplage direct |  Convertisseur MPPT |  Convertisseur DCDC | 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 série: 20 | Nb. chaînes: 16 | Nbre modules: 320 | Surface: 433 m² | Conditions de fonctionnement: Vmpp (60°C): 497 V | Vmpp (20°C): 584 V | Voc (-10°C): 775 V | Irradiance plan: 1000 W/m2 | Imp (STC): 140 A | Isc (STC): 150 A | Isc (at STC): 149 A | Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: 72.6 kW | Puiss. nom. champ (STC): 80.0 kWp

### Annexe 11.2 : Résultats parc de batteries

Stockage | Champ PV | Appoint | Schéma simplifié

Procédure  
 1. - Pré-dimensionnement: Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLDL, autonomie, tension batterie)  
 2. - Stockage: Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)  
 3. - Conception champ PV: Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel !  
 4. - Appoint: Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

Définissez le pack de batteries  
 Trier les batteries selon: tension | capacité | fabricant  
 BAE Secura | 2V | 2010 Ah | Pb Open Tub | BAE Secura Solar 15 F | Since 2016 | Ouvrir

Pb-acide

24 batteries en série | Nombre de batteries: 96  
 4 batteries en parallèle | Nombre d'éléments: 96

Tension du pack batteries: 48 V  
 Capacité globale: 8040 Ah  
 Energie stockée (80% DOD): 309 kWh  
 Poids total: 14102 kg  
 Nbre de cycles à 80% DOD: 800  
 Energie totale stockée durant la vie de la batterie: 268.4 MWh

Température batterie en opération  
 Mode temp.: Fixée (local tempéré)  
 Température fixée: 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

## Annexe 12: Résultats du dimensionnement à 60% (PV et parc de batteries)

### Annexe 12.1 : Résultats champ PV

Besoins utilisateur spécifiés | Suggestions de pré-dimensionnement | Résumé du système

Besoins jour. moyens **265 kWh/jour** Déf. la PLOL acceptable **5.0 %** Déf. l'autonomie requise **1.0 jour(s)**

Tension batterie (et utilis.) **48 V** Capacité conseillée **6506 Ah** Puissance PV conseillée **59.2 kWc (nom.)**

Pré-dimens. détaillé

---

Stockage | **Champ PV** | Appoint | Schéma simplifié

Nom et orientation du sous-champ  
 Nom **Champ PV** Orient. **Plan incliné fixe** Inclinaison **15°** Azimut **0°**

**Aide au dimensionnement**  
 Pas de prédim. Entrez Pnom désirée **58.6 kWp**  
 ... ou surface disponible **0 m2**

**Sélection du module PV**  
 Disponibles **Canadian Solar Inc.** Tri modules par **250 Wp 24V**  Puissance  Technologie **Si-mono CS1V - 250MS** Since 2017 Manufacture 2017 **Ouvrir**

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **24.8 V** Voc (-10°C) **38.7 V**

**Choisissez le mode de régulation, et le régulateur**  
 Régulateur universel Tous les fabricants Convertisseur de puissance MPPT  
 Couplage direct  Convertisseur MPPT  Convertisseur DCCD

MPPT 360 W 48 V 1329 A 230 A Universal controller with MPPT conv. **Ouvrir**

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

**Conception champ PV**  
**Nombre de modules et chaînes** doit être:  
 Mod. en série **29**  Pas de contrainte  
 Nb. chaînes **8**  entre 7 et 10

**Nbre modules 232 Surface 314 m²**

Conditions de fonctionnement:  
 Vmpp (60°C) **721 V**  
 Vmpp (20°C) **846 V**  
 Voc (-10°C) **1123 V**  
 Irradiance plan **1000 W/m2**  
 Impp (STC) **70.0 A**  
 Isc (STC) **75.2 A**  
 Isc (at STC) **74.3 A**

Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C **52.6 kW**  
**Puiss. nom. champ (STC) 58.0 kWp**

### Annexe 12.2 : Résultats parc de batteries

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 Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLOL, autonomie, tension batterie)  
 2. - Stockage Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)  
 3. - Conception champ PV Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel !  
 4. - Appoint Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

**Définissez le pack de batteries**  
 Trier les batteries selon  tension  capacité  fabricant

**BAE Secura** 2V 2010 Ah Pb Open Tub BAE Secura Solar 15 F Since 2016 **Ouvrir**

**Pb-acide**

**24**  batteries en série Nombre de batteries **72**

**3**  batteries en parallèle Nombre d'éléments **72**

Tension du pack batteries **48 V**  
 Capacité globale **6030 Ah**  
 Energie stockée (80% DOD) **232 kWh**  
 Poids total **10577 kg**  
 Nbre de cycles à 80% DOD **800**  
 Energie totale stockée durant la vie de la batterie **201.3 MWh**

**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. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

## Annexe 13: Résultats du dimensionnement à 40% (PV et parc de batteries)

### Annexe 13.1 : Résultats champ PV

Besoins utilisateur spécifiés | Suggestions de pré-dimensionnement | Résumé du système

Besoins jour. moyens **177 kWh/jour** Déf. la PLOL acceptable **5.0** %  
 Déf. l'autonomie requise **1.0** jour(s)

Tension batterie (et utilis.) **48** V  
 Capacité conseillée **4341** Ah  
 Puissance PV conseillée **39.0** kWc (nom.)

Pré-dimens. détaillé

---

Stockage | Champ PV | Appoint | Schéma simplifié

Nom et orientation du sous-champ  
 Nom **Champ PV**  
 Orient. **Plan incliné fixe** Inclinaison **15°** Azimut **0°**

**Aide au dimensionnement**  
 Pas de prédim. Entrez Pnom désirée **39.1** kWp  
 ... ou surface disponible **0** m2

**Sélection du module PV**  
 Disponibles Tri modules par  Puissance  Technologie  
 Canadian Solar Inc. 250 Wp 24V Si-mono CS1V - 250MS Since 2017 Manufacture 201;  
 Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **24.8** V Voc (-10°C) **38.7** 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 DCDC  
 Courants max. de charge - décharge  
 MPPT 360 W 48 V 894 A 154 A Universal controller with MPPT conv. C;  
 Les paramètres de fonctionnement du régulateur universel seront automatiquement ajustés selon les propriétés du système.

**Conception champ PV**  
**Nombre de modules et chaînes** doit être:  
 Mod. en série **25**  Pas de contrainte  
 Nb. chaînes **6**  entre 5 et 8  
**Nbre modules 156 Surface 211 m²**

Conditions de fonctionnement:  
 Vmpp (60°C) 646 V  
 Vmpp (20°C) 759 V  
 Voc (-10°C) 1007 V  
 Irradiance plan **1000 W/m2**  
 Imp (STC) 52.5 A  
 Isc (STC) 56.4 A  
 Isc (at STC) 55.7 A  
 Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C **35.4** kW  
**Puiss. nom. champ (STC) 39.0** kWp

### Annexe 13.2 : Résultats parc de batteries

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 Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLOL, autonomie, tension batterie)  
 2. - Stockage Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)  
 3. - Conception champ PV Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel!  
 4. - Appoint Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

**Définissez le pack de batteries**  
 Trier les batteries selon  tension  capacité  fabricant  
 BAE Secura 2V 2010 Ah Pb Open Tub BAE Secura Solar 15 F Since 2016  
 Pb-acide

batteries en série Nombre de batteries **48**  
 batteries en parallèle Nombre d'éléments **48**

Tension du pack batteries **48** V  
 Capacité globale **4020** Ah  
 Energie stockée (80% DOD) **154** kWh  
 Poids total **7051** kg  
 Nbre de cycles à 80% DOD **800**  
 Energie totale stockée durant la vie de la batterie **134.2** MWh

**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. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

## Annexe 14: Résultats du dimensionnement à 20% (PV et parc de batteries)

### Annexe 14.1 : Résultats champ PV

Besoins utilisateur spécifiés | Suggestions de pré-dimensionnement | Résumé du système

Besoins jour. moyens **88.6 kWh/jour** Déf. la PLOL acceptable **5.0 %** Déf. l'autonomie requise **1.0 jour(s)** Tension batterie (et utilis.) **48 V** Capacité conseillée **2171 Ah** Puissance PV conseillée **19.37 kWc (nom.)**

Pré-dimens. détaillé

---

Stockage | **Champ PV** | Appoint | Schéma simplifié

Nom et orientation du sous-champ  
 Nom **Champ PV** Inclinasion **15°**  
 Orient. **Plan incliné fixe** Azimut **0°**

**Aide au dimensionnement**  
 Pas de prédim. Entrez Pnom désirée **19.8 kWp**  
 ... ou surface disponible **0 m2**

**Sélection du module PV**  
 Disponibles Tri modules par  Puissance  Technologie  
 Canadian Solar Inc. 250 W/p 24V Si-mono CS1V - 250MS Since 2017 Manufacture 2017 Ouvrir  
 Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) **24.8 V**  
 Voc (-10°C) **38.7 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 Courants max. de charge - décharge  
 Convertisseur DCDC 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 série **13** doit être:  Pas de contrainte  
 Nb. chaînes **6**  entre 5 et 8  
**Nbre modules 78 Surface 106 m²**

Conditions de fonctionnement:  
 Vmpp (60°C) **323 V**  
 Vmpp (20°C) **379 V**  
 Voc (-10°C) **503 V**  
 Irradiance plan **1000 W/m2**  
 Imp (STC) **52.5 A**  
 Isc (STC) **56.4 A**  
 Isc (at STC) **55.7 A**  
 Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C **17.7 kW**  
**Puiss. nom. champ (STC) 19.5 kWp**

### Annexe 13.2 : Résultats parc de batteries

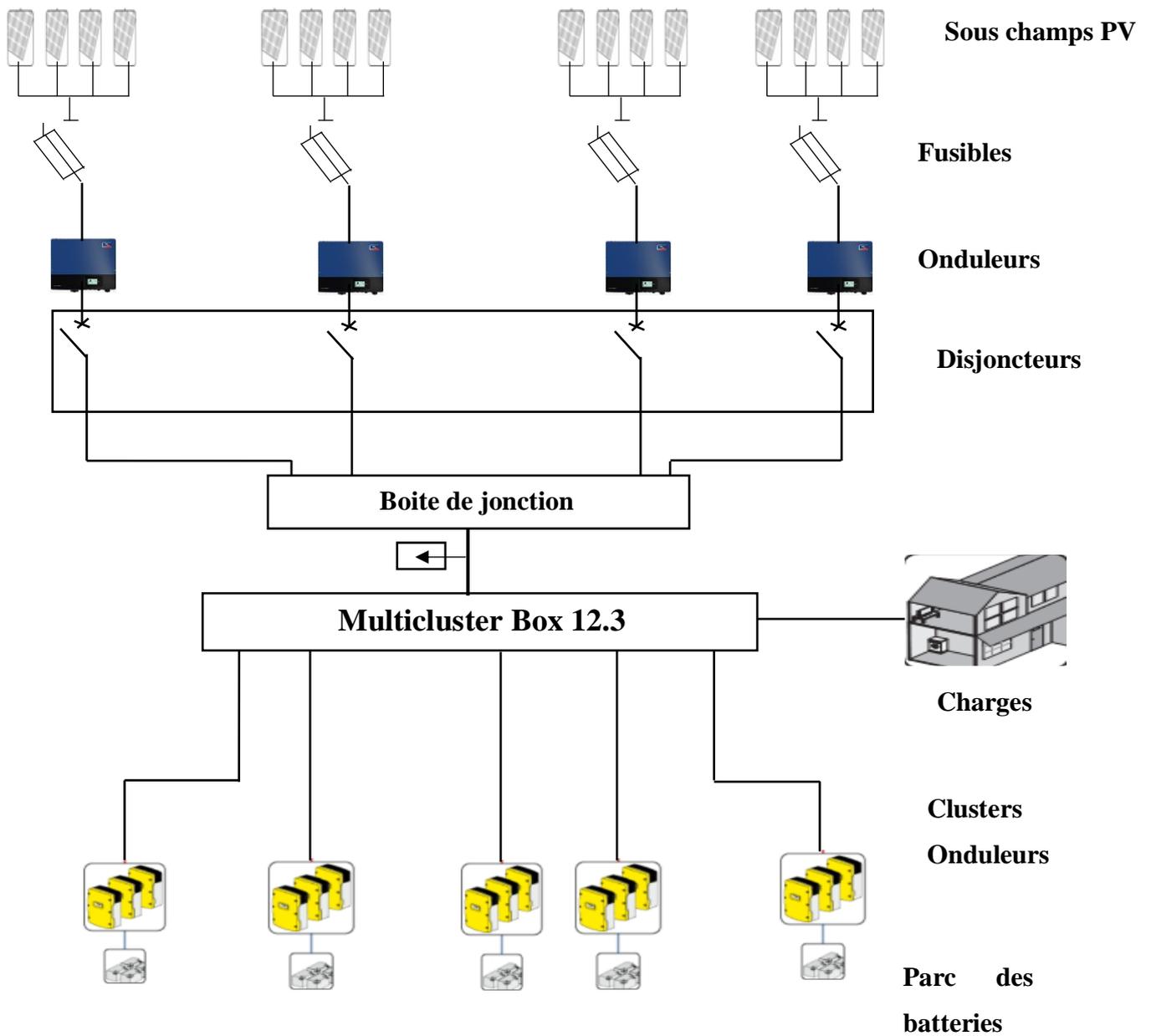
Stockage | Champ PV | Appoint | Schéma simplifié

**Procédure**  
 Les suggestions de pré-dimensionnement sont basées sur la météo mensuelle, et les besoins de l'utilisateur  
 1. - Pré-dimensionnement Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLOL, autonomie, tension batterie)  
 2. - Stockage Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)  
 3. - Conception champ PV Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel !  
 4. - Appoint Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

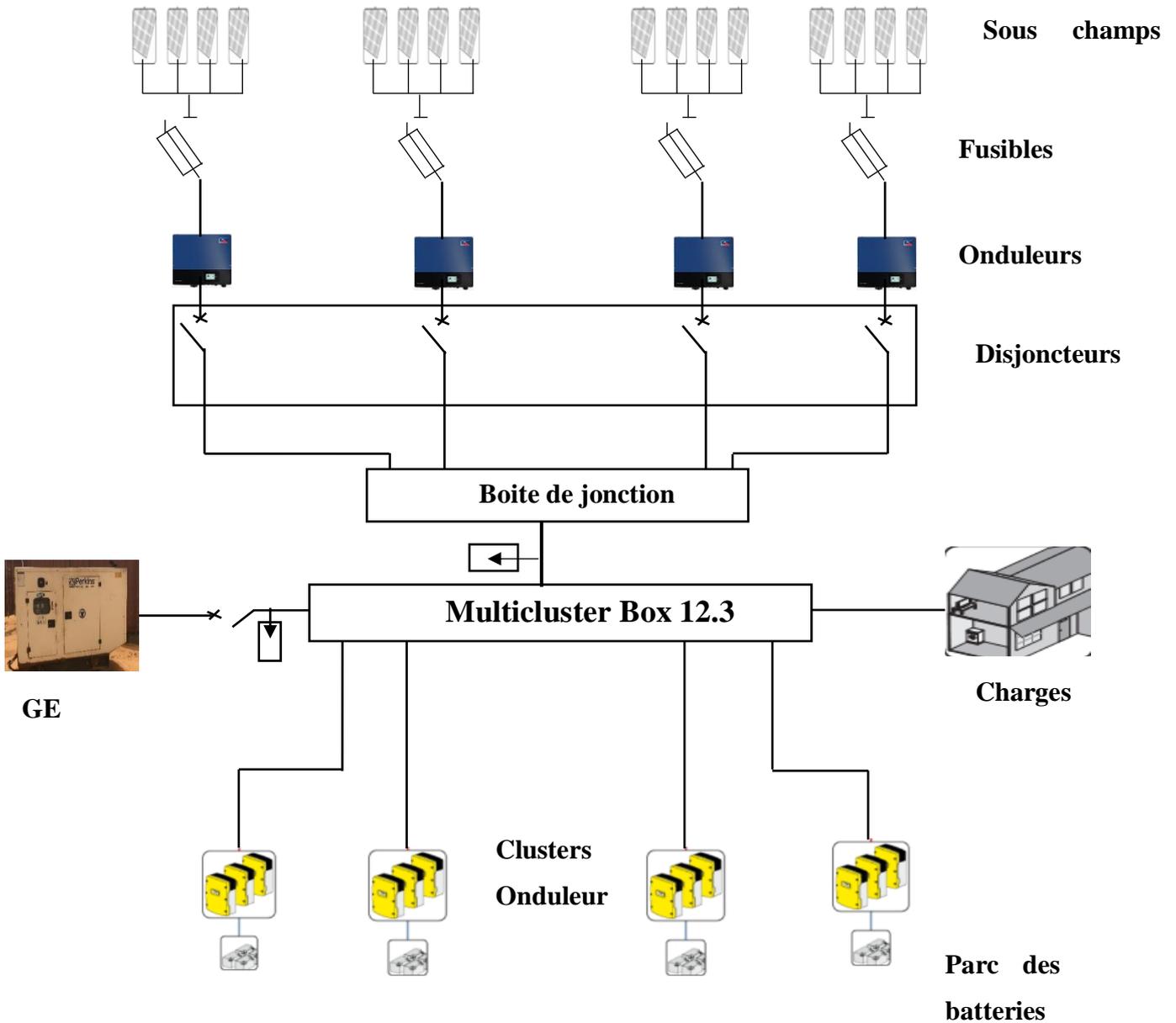
**Définissez le pack de batteries**  
 Trier les batteries selon  tension  capacité  fabricant  
 Tous les fabricants 2V 2010 Ah Pb Open Tub OPzS Solar 2550 Moll Ouvrir  
 Pb-acide  
 batteries en série Nombre de batteries **24**  
 batteries en parallèle Nombre d'éléments **24**  
 Tension du pack batteries **48 V**  
 Capacité globale **2010 Ah**  
 Energie stockée (80% DOD) **77.2 kWh**  
 Poids total **3526 kg**  
 Nbre de cycles à 80% DOD **1500**  
 Energie totale stockée durant la vie de la batterie **125.6 MWh**

**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. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

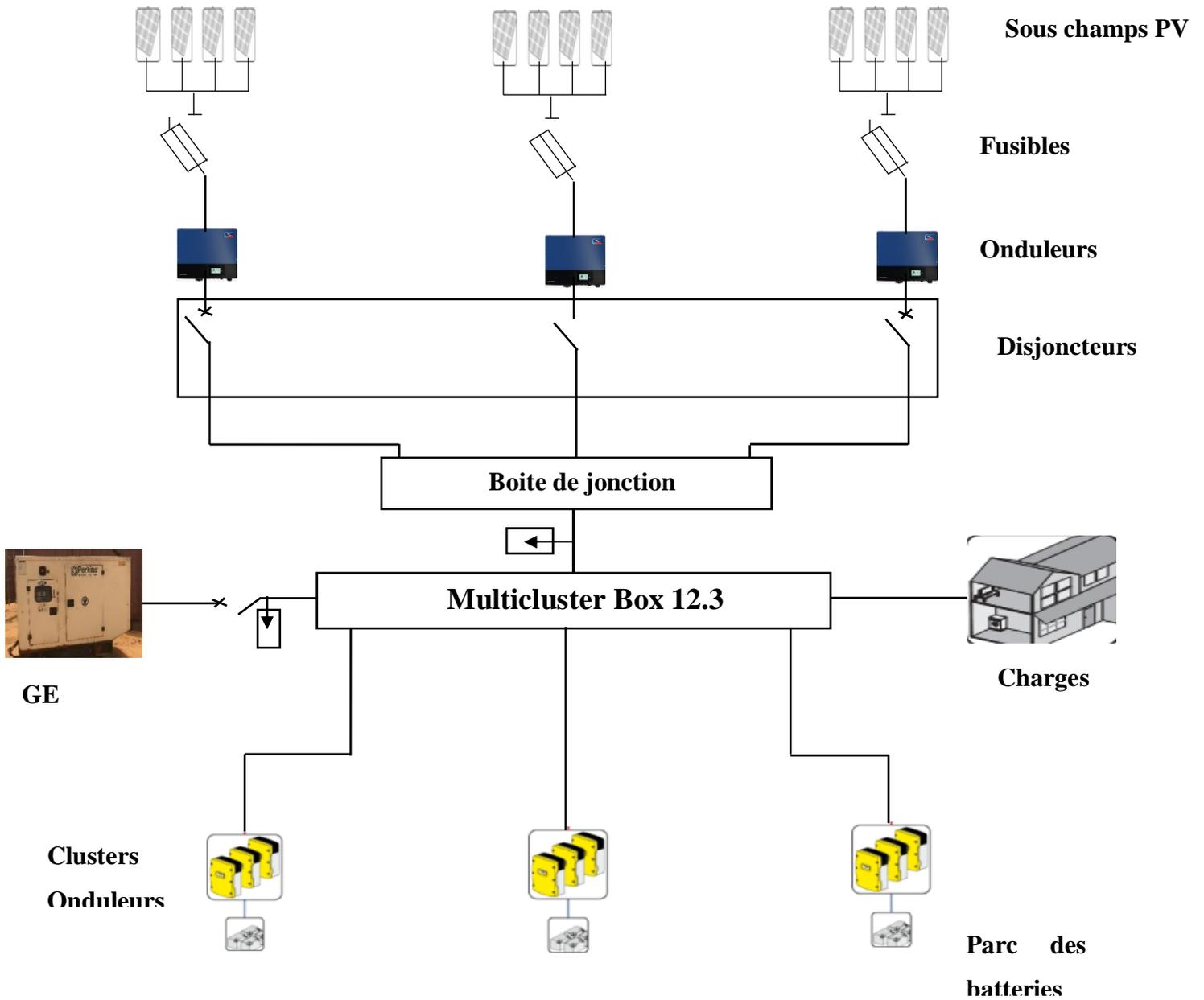
### Annexe 15: Schéma synoptique de l'installation PV 100% Solaire



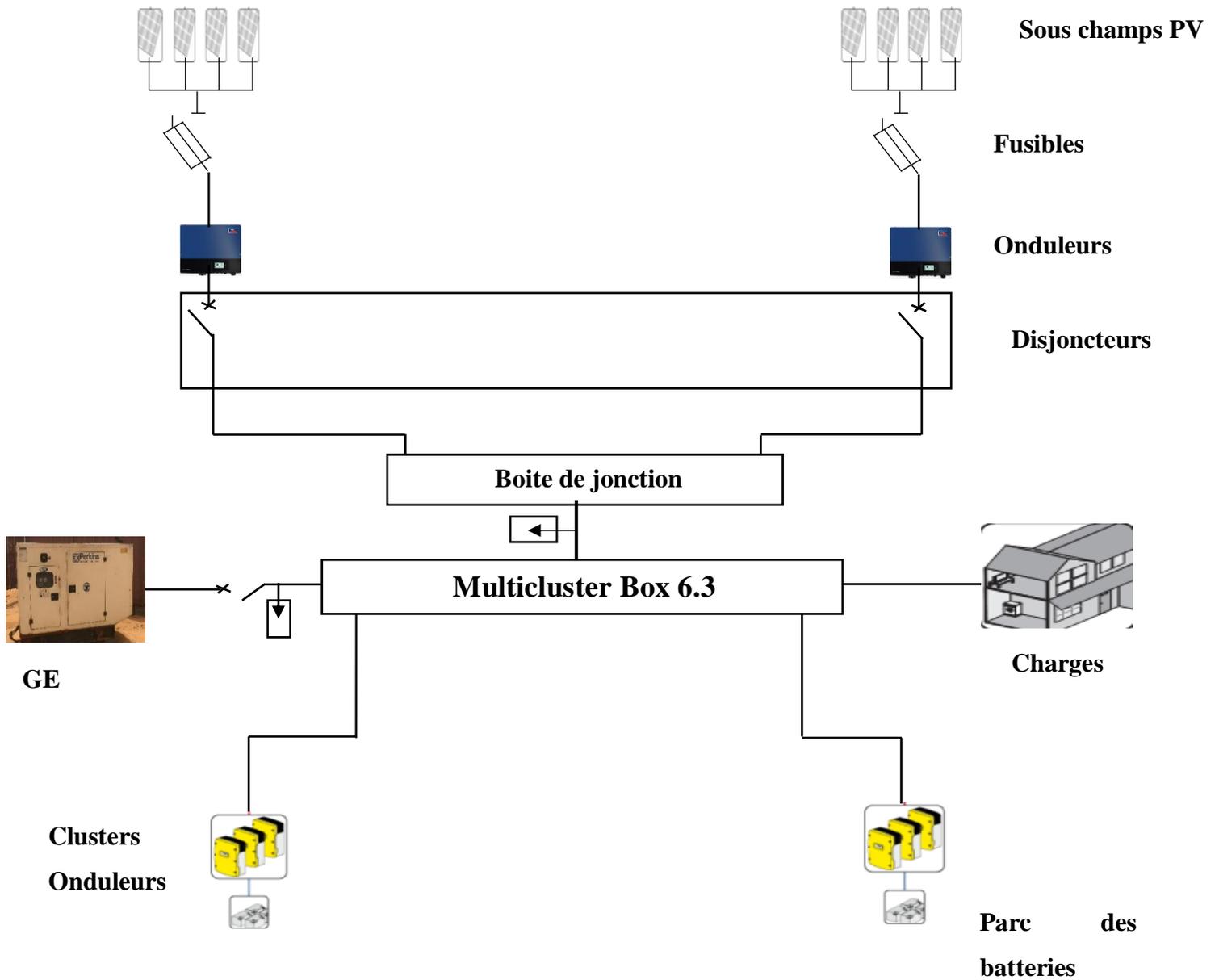
**Annexe 16: Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 80%**



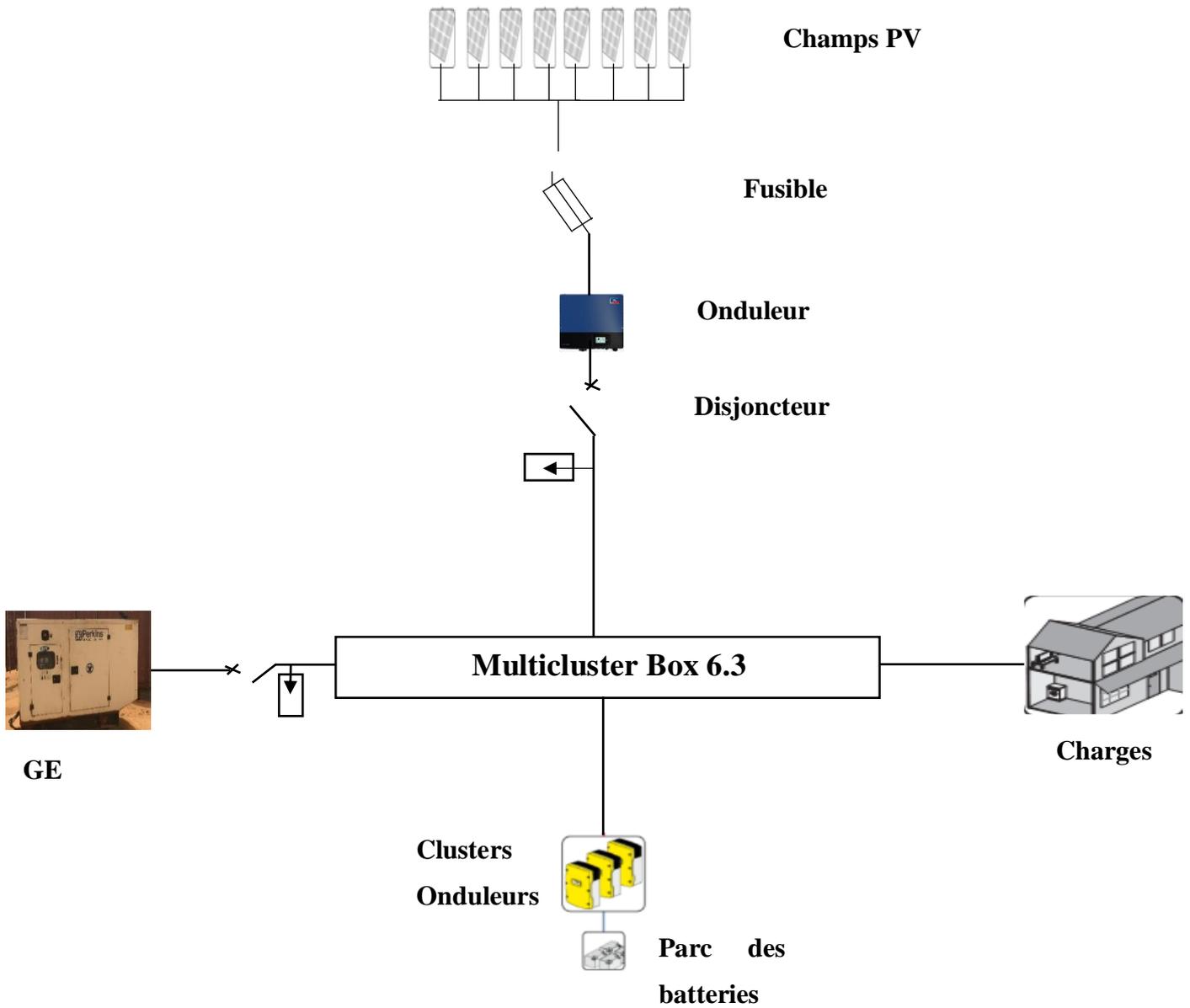
**Annexe 17: Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 60%**



**Annexe 18:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 40%**



**Annexe 19:Schéma synoptique de l'installation PV/diesel avec un taux d'hybridation de 20%**



## Annexe 20:Devis estimatif en fonction du taux d'hybridation

Annexe 20.1 : Devis estimatif pour la configuration 100% solaire

<b>Scenario 100% Solaire</b>			
<b>Désignation</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix unitaire (FCFA)</b>	<b>Total (FCFA)</b>
<b>Module PV</b>	390	163 648	63 822 720
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	120	394 064	47 287 680
<b>Onduleur Tripower 25 000TL</b>	4	8 500 000	34 000 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.OH</b>	15	2 427 750	36 416 250
<b>MC-BOX 12.3</b>	1	5845125	5 845 125
<b>Autre</b>			20 478 726,3
<b>Total (FCFA)</b>			<b>204 787 263</b>

Annexe 20.2 : Devis estimatif avec un taux d'hybridation de 80%

<b>Scenario 80% Solaire</b>			
<b>Désignation</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix unitaire (FCFA)</b>	<b>Total (FCFA)</b>
<b>Module PV</b>	320	163 648	52 367 360
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	96	394 064	37 830 144
<b>Onduleur Tripower 20 000TL</b>	4	7 800 000	31 200 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.OH</b>	12	2 427 750	29 133 000
<b>MC-BOX 12.3</b>	1	5 845 125	5 845 125
<b>Renouvellement du GE</b>	1	5 850 000	5 850 000
<b>Autre</b>			17 990 777
<b>Total (FCFA)</b>			<b>179 907 779</b>

Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas  
de la localité de TONDI GAMEYE

Annexe 20. 3 : Devis estimatif avec un taux d'hybridation de 60%

<b>Scenario 60% Solaire</b>			
<b>Désignation</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix unitaire (FCFA)</b>	<b>Total (FCFA)</b>
<b>Module PV</b>	232	163 648	37 966 336
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	72	394 064	28 372 608
<b>Onduleur Tripower 20 000TL</b>	3	7 800 000	23 400 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.OH</b>	9	2 427 750	21 849 750
<b>MC-BOX 12.3</b>	1	5 845 125	5 845 125
<b>Renouvellement du GE</b>	1	5 850 000	5 850 000
<b>Autre</b>			13 672 303
<b>Total (FCFA)</b>			136 723 037

Annexe 20.4 : Devis estimatif avec un taux d'hybridation de 40%

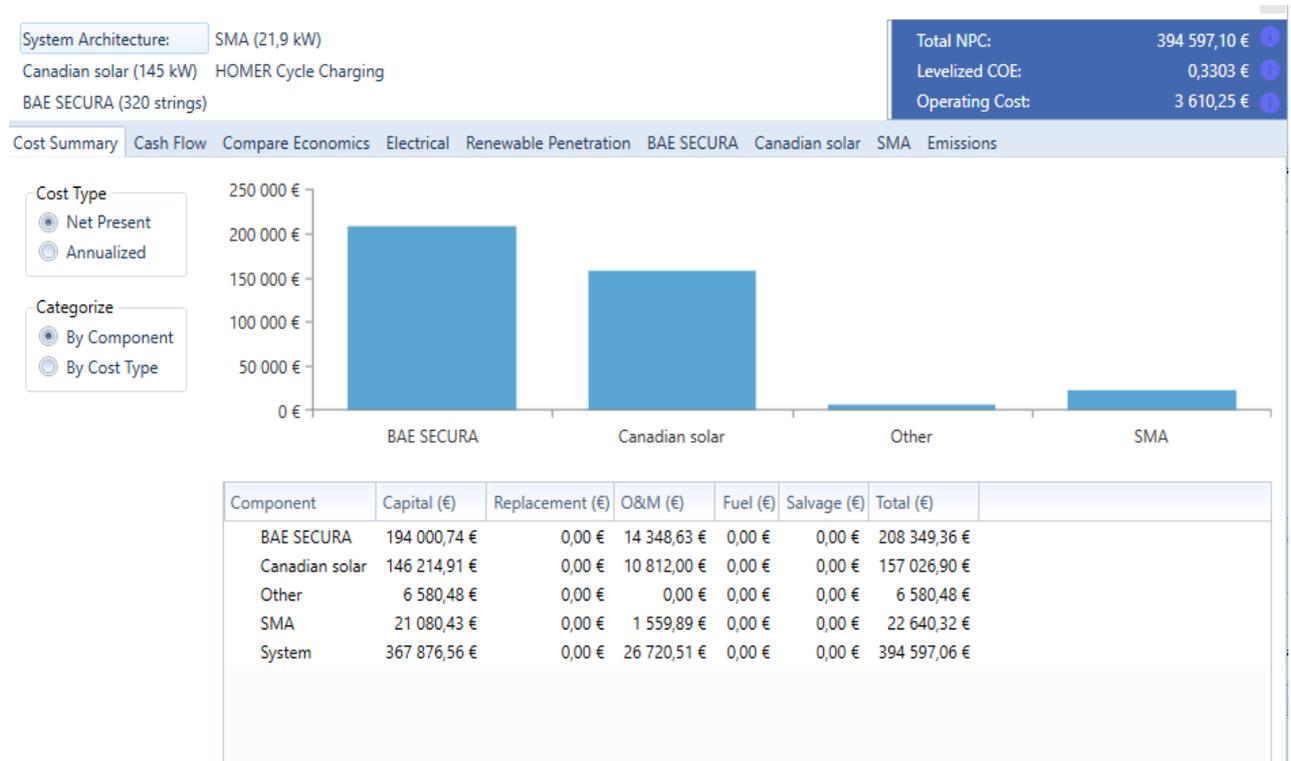
<b>Scenario 40% Solaire</b>			
<b>Désignation</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix unitaire (FCFA)</b>	<b>Total (FCFA)</b>
<b>Module PV</b>	156	163 648	25 529 088
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	48	394 064	18 915 072
<b>Onduleur Tripower 20 000TL</b>	2	7 800 000	15 600 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.OH</b>	6	2 427 750	14 566 500
<b>MC-BOX 6.3</b>	1	3 684 525	3 684 525
<b>Renouvellement du GE</b>	1	5 850 000	5 850 000
<b>Autre</b>			9 249 301
<b>Total (FCFA)</b>			92 493 013

Annexe 20.5 : Devis estimatif avec un taux d'hybridation de 20%

<b>Scenario 20% Solaire</b>			
<b>Désignation</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix unitaire (FCFA)</b>	<b>Total (FCFA)</b>
<b>Module PV</b>	78	163 648	12 764 544
<b>Batterie BAE Secura Solar 15 PVV 2850</b>	24	394 064	9 457 536
<b>Onduleur Tripower 20 000TL</b>	1	7 800 000	7 800 000
<b>Onduleur Sunny Island 6.OH</b>	3	2 427 750	7 283 250
<b>MC-BOX 6.3</b>	1	3 684 525	3 684 525
<b>Renouvellement du GE</b>	1	5 850 000	5 850 000
<b>Autre</b>			5 111 716
<b>Total (FCFA)</b>			51 117 168

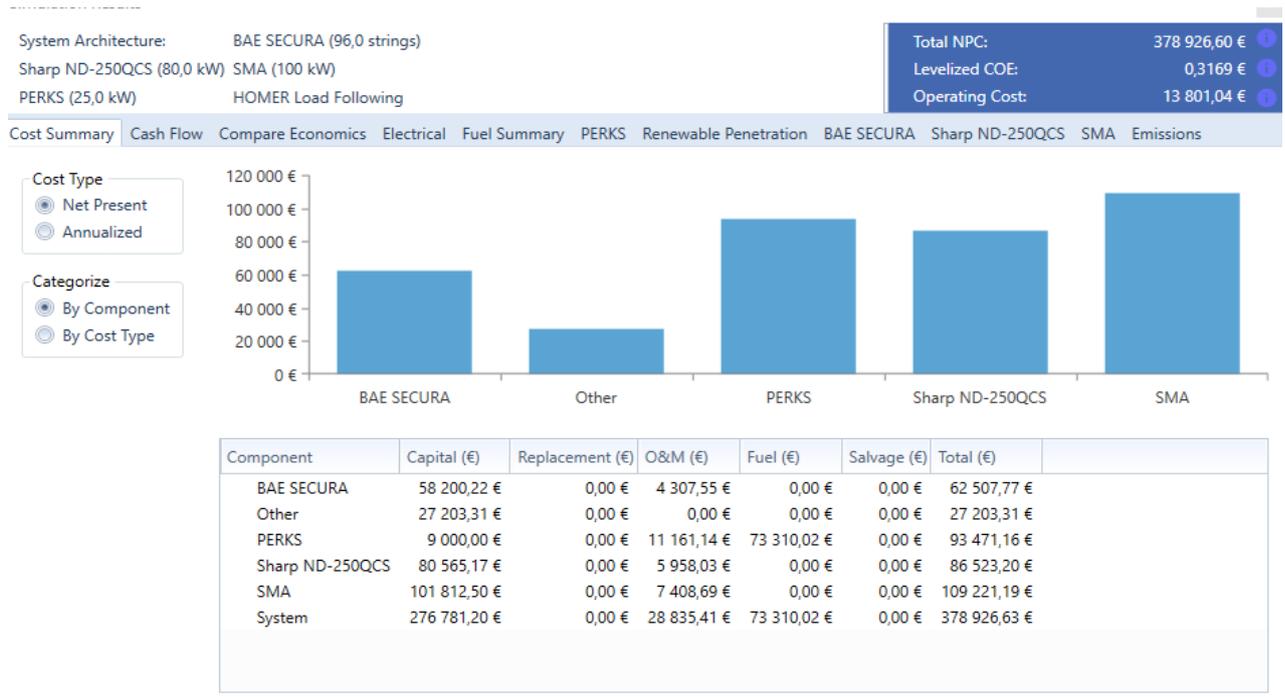
## Annexe 21: Détail financier pour chaque scenario sur le logiciel Homer Pro

### Annexe 21.1 : Détail financier pour le scenario 100% solaire

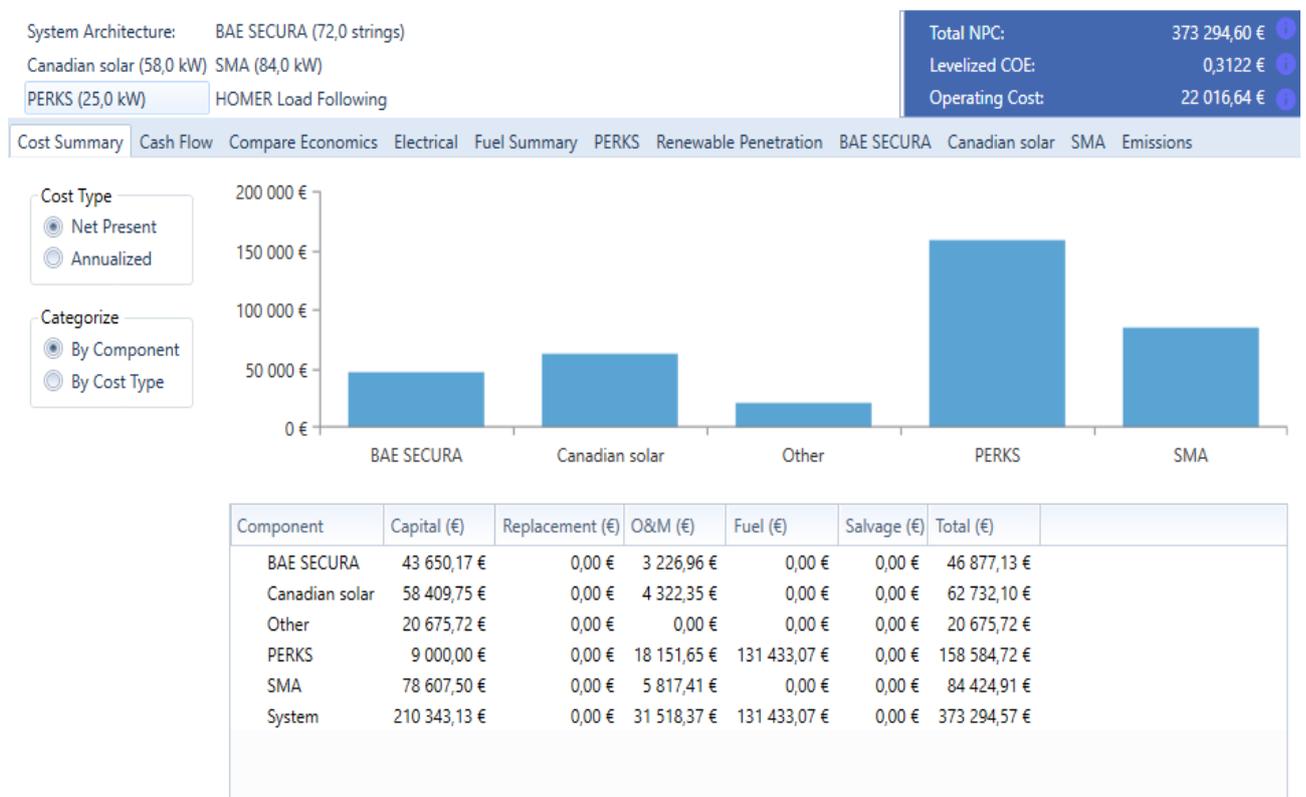


# Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

## Annexe 22.2 : Détail financier pour le scenario 80% solaire

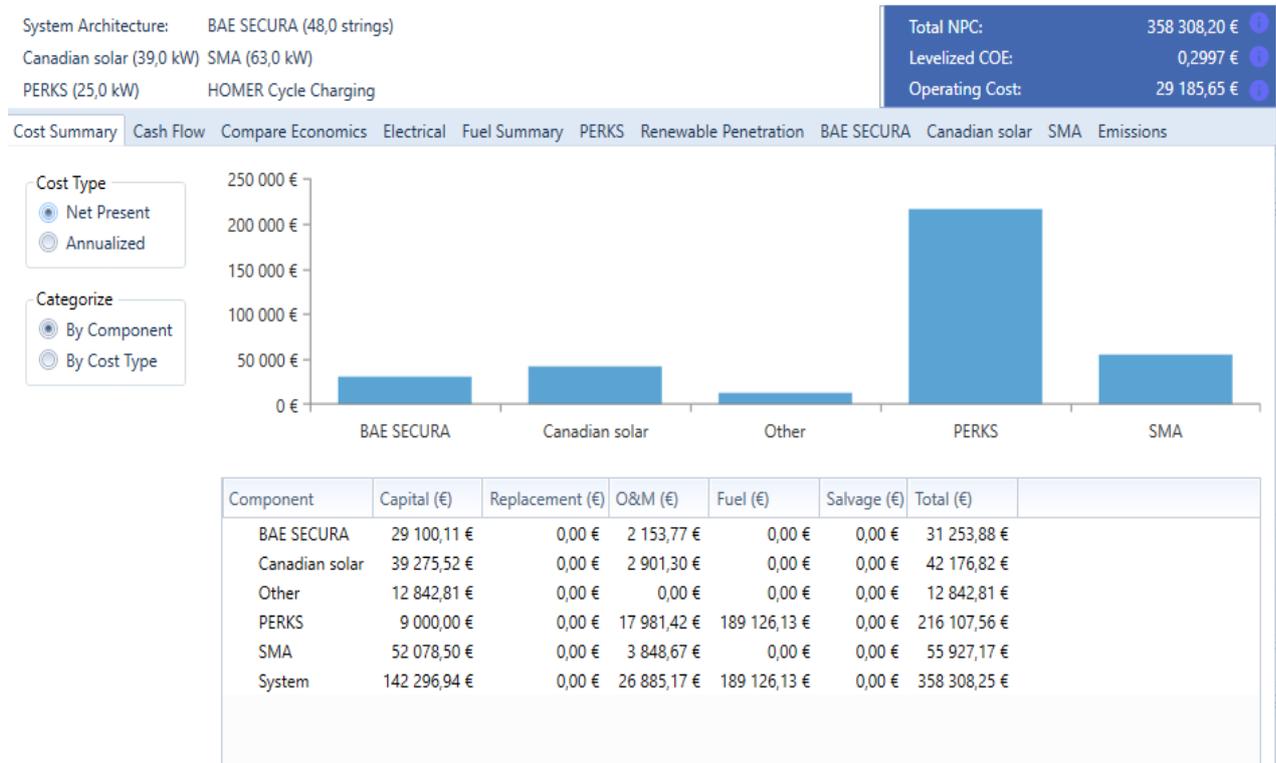


## Annexe 21.3 : Détail financier pour le scenario 60% solaire

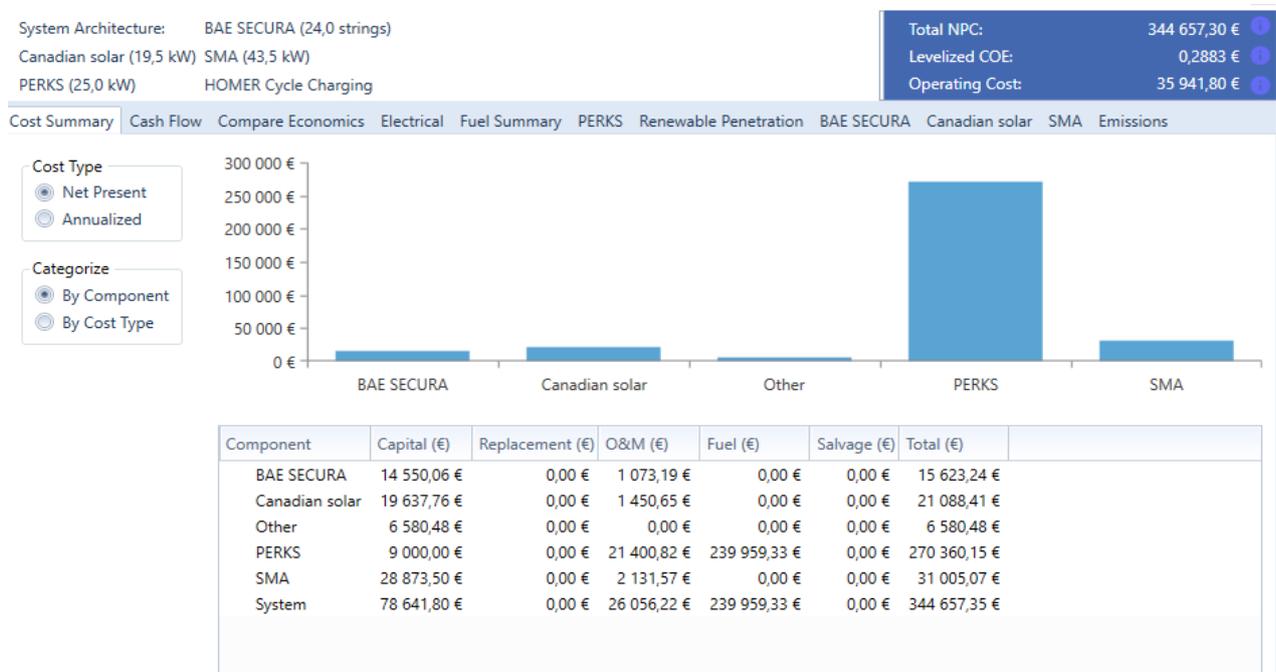


## Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

### Annexe 21.4 : Détail financier pour le scenario 40% solaire



### Annexe 21.5 : Détail financier pour le scenario 20% solaire



# Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV/diésel : cas de la localité de TONDI GAMEYE

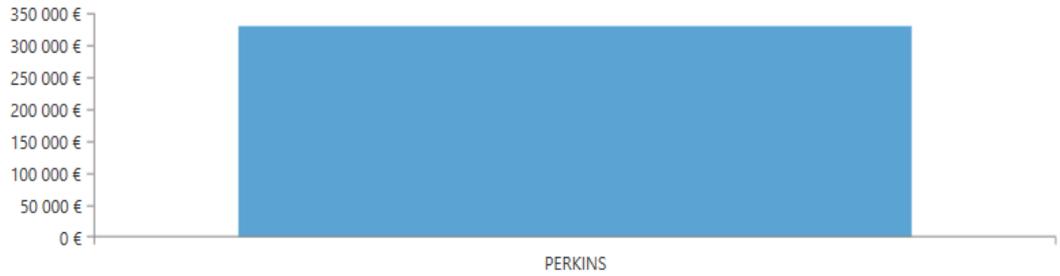
## Annexe 21.5 : Détail financier pour le scenario Tout diesel

System Architecture:  
 PERKINS (25,0 kW)  
 HOMER Cycle Charging

Total NPC:	330 124,60 €
Levelized COE:	0,2761 €
Operating Cost:	43 387,68 €

Cost Summary | Cash Flow | Compare Economics | Electrical | Fuel Summary | PERKINS | Emissions

- Cost Type
- Net Present
  - Annualized
- Categorize
- By Component
  - By Cost Type



Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
PERKINS	9 000,00 €	0,00 €	32 417,63 €	288 706,95 €	0,00 €	330 124,58 €
System	9 000,00 €	0,00 €	32 417,63 €	288 706,95 €	0,00 €	330 124,58 €