



**ETUDE ET CONCEPTION D'UNE CENTRALE SOLAIRE
HYBRIDE PV/GE AVEC STOCKAGE : CAS DU SITE
TOURISTIQUE SANAGA CAMPING A NKOTENG DANS
LA REGION DU CENTRE CAMEROUN**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
INGENIEUR 2iE- SPECIALITE
GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 04 novembre 2016 par

Gilles Audrey NDONGO ATANGANA

Travaux dirigés par :

Rudy EKOGA OWONO
Directeur Commercial de Canopy Cameroun

Dr. Daniel YAMEGUEU NGUEWO
Enseignant-chercheur à 2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Moussa SORO

Membres et correcteurs : Henri KOTTIN
Dr. Daniel YAMEGUEU

Promotion [2015/2016]

DEDICACES

A l'Eternel le Dieu très saint

A mes parents pour leur soutien inconditionnel tout au long de mon parcours

A mes amis Hélène, Diane, Mohamadou, Yolande, Exaucée et Franck pour leurs différents soutiens et encouragements

A mes frères et sœurs...

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier l'équipe de Canopy Cameroun sans qui rien de tout ceci n'aurait été possible ;

Mes remerciements vont à l'endroit de Rudy qui m'a donné ma chance et encadré tout au long de mon séjour au sein de Canopy.

A Charles pour sa disponibilité, ses conseils avisés, et son amour de la culture scientifique qui ont suscité en moi le désir de toujours m'améliorer.

Je ne saurais oublier Prosper, Pascal, Danielle, Victorine, Dorine et Gisèle au-delà de vos qualités humaines vous avez été une famille pour moi. Merci Canopy !

J'aimerais exprimer ma profonde gratitude à l'ensemble du corps professoral du 2iE en particulier à mon encadreur le Dr. Yamegueu pour sa disponibilité, ses remarques et réflexions qui m'ont permis de mener à terme cette étude.

Je me remercie également mes amis de tous les jours pour leurs soutiens multiformes !

Enfin, je ne saurai terminer sans exprimer ma profonde gratitude à mes camarades de promotion pour les moments inoubliables que nous avons vécu.

RESUME

Notre travail s'intéresse à l'étude et conception d'une centrale hybride PV/groupe électrogène avec stockage pour les besoins d'un site touristique situé à Nkoteng dans la région du Centre Cameroun. Nous avons dans un premier temps fait un état de l'art des différentes technologies des systèmes d'énergie hybride PV/GE en insistant sur leur rôle, avantages et inconvénients mais également sur les différentes configurations recensées. En choisissant la configuration parallèle, nous avons à partir des contraintes du site dimensionné les différents composants du système pour obtenir un champ PV de puissance crête 9 kW, un groupe électrogène de 24 kW/30 kVA, un onduleur chargeur de 5000 VA puissance continue et un banc de 24 batteries de 1820 Ah.

Enfin, une analyse technico-économique a été élaborée en utilisant le logiciel Homer, ceci nous a permis de remarquer que l'architecture PV/GE avec stockage permettait d'économiser **cent vingt-cinq millions neuf cent quarante-trois mille deux cent dix (125 943 210) FCFA** sur 25 ans et de réduire de près de **trois fois les rejets de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre** comparativement à l'architecture GE seul. Toutefois, si l'utilisation de la technologie photovoltaïque permet de réduire les coûts de production, elle nécessite la mobilisation de capitaux plus importants **trente-un millions sept cent dix-sept mille zéro quatre-vingt (31 717 080) FCFA** contre **sept millions trois cent six quatre-vingt et un mille cinq cent (7 381 500) F CFA** en comparaison au générateur diesel classique. De plus, les solutions hybrides nécessitent de meilleures compétences techniques à cause de leur complexité. Dès lors, il convient de renforcer les capacités techniques locales pour assurer la pérennité de ces projets.

Mots Clés :

Groupe électrogène, Système photovoltaïque, Sites isolés, Stockage, Système d'énergie hybride

ABSTRACT

Our work focuses on the design and the conception of a hybrid PV plant / generator with storage to meet the needs of a tourist site in Nkoteng in Cameroon's Centre. We initially made a state of the art of different technologies of hybrid power systems PV / GE emphasizing their roles, advantages and disadvantages but also on the different configurations identified. By choosing the parallel configuration, we have from the constraints sized website the various system components for PV field peak power 9 kW a generator 24 kW / 30 kVA, charger inverter 8000 VA continuous power and a bank of 24 batteries of 1820 Ah.

Finally, a technical-economic analysis was developed using the software Homer. This allowed us to note that the PV architecture / GE with storage could save a **hundred and twenty-five million five hundred and seventy-seven thousand eight hundred and forty cents (125,577,840) CFA francs** and cut close to three times the emissions of CO₂ and other greenhouse gases compare to only GE architecture. However, if the use of photovoltaic technology reduces production costs, it requires the mobilization of more **thirty-one million seven hundred and seventeen thousand eighty cents (31,717,080) CFA francs** against **seven million three hundred and eighty-one thousand and five hundred cents (7,381,500) CFA francs** compared to conventional diesel generator. In addition, hybrid solutions require special expertise because of their complexity. Therefore, it should strengthen the local technical capacity to ensure the sustainability of these projects.

Key words :

Genset, Storage, Hybrid power system, stand alone systems sites, Photovoltaic system

LISTE DES ABREVIATIONS

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

AC : Alternative Current

AGM : Absorbed Glass Mat

BAD : Banque Africaine de Développement

DC : Direct Current

DSCE : Document Stratégique pour la Croissance et l'Emploi au Cameroun

EnR : Energie Renouvelable

GD : Générateur Diesel

GE : Groupe électrogène

PV : Photovoltaïque

MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion

MPPT : Maximum Power Point Tracking

SEH : Système d'Energie Hybride

TVA : Taxe sur la valeur Ajoutée

Table des matières

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
RESUME	iii
ABSTRACT	i
LISTE DES TABLEAUX	v
LISTE DES FIGURES	vi
LISTE DES ANNEXES	vii
Introduction	8
I- Contexte de l'étude	10
II- Objectifs et Intérêts de l'étude	10
III- Organisation du travail	11
IV- Présentation générale de l'entreprise	11
Chapitre I : Etat de l'art	16
I- Introduction	16
II- Technologies des systèmes hybrides PV	17
II.1- Générateur diesel	17
II.2- Générateur photovoltaïque	19
II.3- Les Batteries	21
III- Les configurations des systèmes hybrides	24
III.1- La configuration série	24
III.2- La configuration à commutation	26
III.3- La configuration parallèle	27
Chapitre II : Conception et dimensionnement de la centrale hybride	29
I- Introduction	29
II- Hypothèses	29
III- Détermination du profil de charge	29
III.1- Bilan de puissance	29
III.2- Validation du profil de charge	37
III.3- Choix de la tension du système	37
IV- Dimensionnement du champ PV	38
IV.1- Calcul de la puissance crête	38
IV.2- Configuration du champ PV et choix du régulateur de charge	40
IV.3- Choix de l'onduleur	42
IV.3.1- Calcul de la puissance de l'onduleur	42
V- Choix du groupe électrogène	44
V.1- Calcul de la puissance du groupe électrogène	44

<i>V.2- Bilan de puissance charges secourues par le groupe</i>	45
<i>V.3- Validation du profil de charges</i>	46
VI- Dimensionnement du banc de batterie	46
VI.1- Calcul de la capacité du banc de batterie	46
VI.2- Configuration du parc de batteries	47
VII- Calcul des sections de câbles et choix de l'appareillage	48
VII.1- Choix des dispositifs de protection	48
VII.1.1- Boîtier de jonction CC	48
VII.1.2- Protection du parc de batteries et de l'onduleur	49
VII.1.3- Coffret de distribution AC et protection du groupe électrogène	50
VII.1.4- Mise à la terre	51
VII.1.5- Choix du parafoudre	54
VII.2- Calculs de la section de câble et de la chute de tension	55
VIII- Schéma de principe de la centrale	57
Chapitre III : Analyse technico-économique	59
I- Introduction	59
II- Hypothèses	60
III- Résultats de la simulation	60
III.1- Données financières	60
III.2- Données environnementales	62
III.3- Données techniques	63
III.4- Comparaison entre l'architecture hybride PV/GE avec le raccordement au réseau de distribution public	65
Conclusion	67
Recommandations	69
BIBLIOGRAPHIE	70
ANNEXES	73

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1: Quelques références de projets réalisés par Canopy Cameroun.....</i>	<i>14</i>
<i>Tableau 2: Caractéristiques des principaux accumulateurs chimiques [20]</i>	<i>22</i>
<i>Tableau 3: Bilan de charges des suites ministérielles</i>	<i>31</i>
<i>Tableau 4: Bilan de charges des bungalows.....</i>	<i>31</i>
<i>Tableau 5: Bilan de charges du restaurant.....</i>	<i>32</i>
<i>Tableau 6: Bilan de charges salle de conférence.....</i>	<i>33</i>
<i>Tableau 7: Bilan de charges des studios modernes</i>	<i>33</i>
<i>Tableau 8: Bilan de charges du super marché.....</i>	<i>34</i>
<i>Tableau 9: Bilan de charges des autres chambres.....</i>	<i>35</i>
<i>Tableau 10: Bilan récapitulatif.....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau 11: données d'ensoleillement de la localité de Nkoteng [24]</i>	<i>39</i>
<i>Tableau 12: Caractéristiques techniques des modules Haeron.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau 13: Caractéristiques techniques de l'onduleur Quattro 8000 VA.....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 14: Bilan des charges secourues par le GE</i>	<i>45</i>
<i>Tableau 15: Choix du type de parafoudre en fonction du niveau kéraunique</i>	<i>54</i>
<i>Tableau 16: Chute de tension des différents tronçons et sections de câbles</i>	<i>56</i>
<i>Tableau 17: Tableau comparatif des émissions de CO2 et autres GES</i>	<i>63</i>

LISTE DES FIGURES

<i>Figure 1: Population n'ayant pas accès à l'électricité en 2012 [5].....</i>	<i>8</i>
<i>Figure 2: Amélioration de l'accès à l'électricité en Afrique ces dix dernières années[6]</i>	<i>9</i>
<i>Figure 3: les différentes filiales de Canopy dans le monde</i>	<i>12</i>
<i>Figure 4: Evolution du prix du kilo Watt crête des modules PV de 1985 à 2011 [13].....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 5: Evolution de la consommation en carburant des GE en fonction du taux de charge et de la puissance nominale [9]</i>	<i>18</i>
<i>Figure 6: Carte de l'ensoleillement annuelle du Cameroun [18]</i>	<i>20</i>
<i>Figure 7: Durée de vie en fonction de la profondeur de décharge (pour des éléments de 2V, OPzS et OPzV [21].....</i>	<i>24</i>
<i>Figure 8: système hybride avec connexion série [23]</i>	<i>25</i>
<i>Figure 9: Système hybride PV diesel à commutation[23]</i>	<i>26</i>
<i>Figure 10: Système hybride PV diesel parallèle[23].....</i>	<i>27</i>
<i>Figure 11: Profil des charges alimentées par le PV.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure 12: Choix de la tension du système en fonction du besoin journalier[26].....</i>	<i>38</i>
<i>Figure 13: configuration des modules et choix du controleur de charge Victron.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 14: Onduleur Quattro 48V/5000VA</i>	<i>43</i>
<i>Figure 15: Profil des charges secourues par le GE.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure 16: Batteries Hoppecke OPzS Solar.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure 17: la prise de terre en tranchée</i>	<i>52</i>
<i>Figure 18 : Réalisation d'un piquet de terre</i>	<i>52</i>
<i>Figure 19: Connexion de la structure au conducteur équipotentiel</i>	<i>53</i>
<i>Figure 20: Mise en œuvre des parafoudres DC en fonction de la distance.....</i>	<i>54</i>
<i>Figure 21: Schéma électrique général de la centrale de Nkoteng</i>	<i>57</i>
<i>Figure 22: Liste des configurations les plus économiques</i>	<i>60</i>
<i>Figure 23: Analyse comparative des systèmes GE seul- PV/GE stockage</i>	<i>61</i>
<i>Figure 24: Répartition des frais sur la durée de vie du projet</i>	<i>62</i>
<i>Figure 25: Production électrique du GE et du champ PV.....</i>	<i>63</i>
<i>Figure 26: Courbe journalière de fonctionnement pour un jour ensoleillé.....</i>	<i>64</i>
<i>Figure 27: Comparaison du coût par km entre le réseau et le système hybride.....</i>	<i>66</i>

LISTE DES ANNEXES

<i>Annexe 1 : liste du matériel pour la réalisation de l'armoire DC.....</i>	<i>732</i>
<i>Annexe 2 : Cadre de devis.....</i>	<i>73</i>
<i>Annexe 3 : Fiches techniques du matériel.....</i>	<i>75</i>
<i>Annexe 4 : Plans et Schémas.....</i>	<i>88</i>

Introduction

Aujourd'hui encore plus de 645 millions d'Africains (près de 2/3 de la population) vivent sans accès à l'électricité [1] (voir Fig.1) et le continent présente le taux moyen d'électrification le plus faible parmi les régions en développement (42%) [2]. Ce taux moyen masque de fortes disparités à l'échelle du continent : le taux d'électrification est en effet largement plus faible en Afrique subsaharienne, où il descend en dessous de 10% dans certaines zones rurales [2].

Certes, des efforts importants ont été enregistrés ces dix dernières années. Mais ces progrès sont trop lents, trop modestes au regard de la croissance démographique [3] (voir Fig.2). En effet, la population africaine devrait doubler d'ici 2050, et atteindre 4,2 milliards d'habitants. Cette croissance démographique contribuera par ailleurs à intensifier la demande en électricité [2]. D'ici 2030, l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) estime que la demande nette en électricité sur le continent africain sera comprise entre 1 800 et 2 200 TWh, soit le triple de la demande observée en 2010 [2].

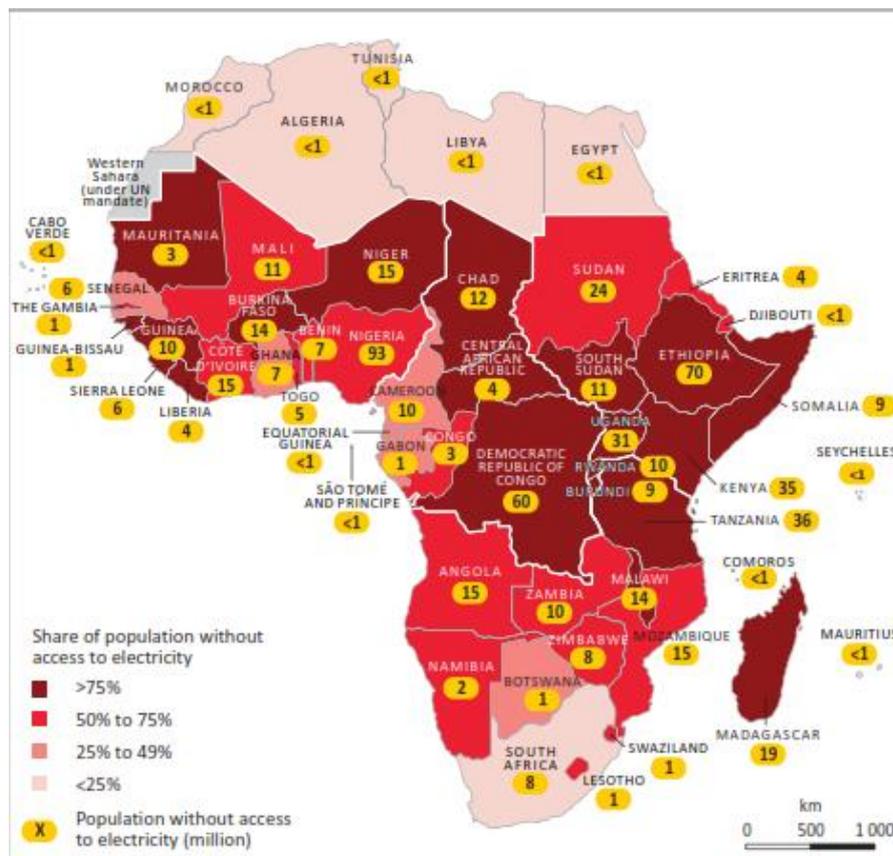


Figure 1: Population n'ayant pas accès à l'électricité en 2012 [5]

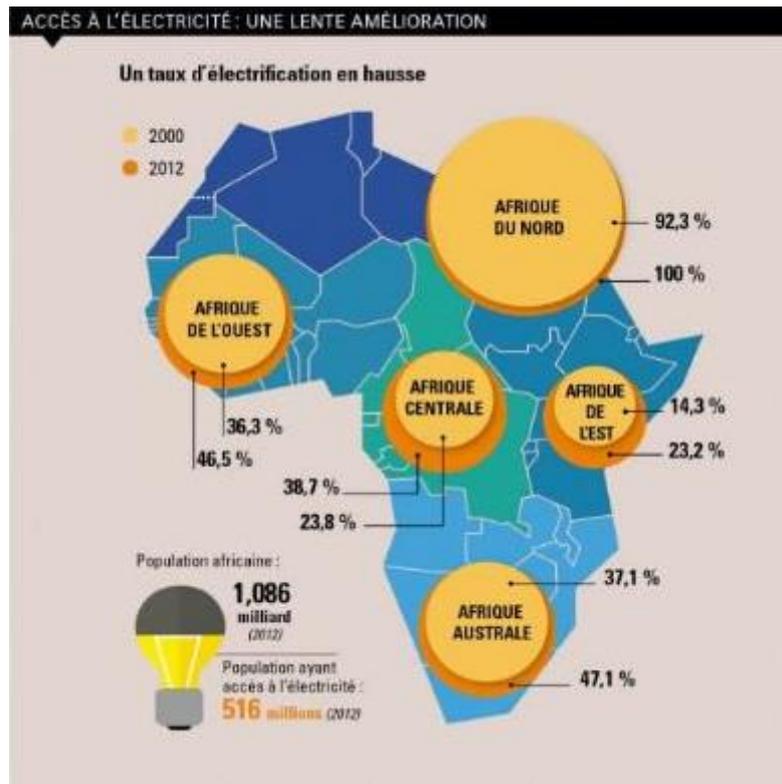


Figure 2: Amélioration de l'accès à l'électricité en Afrique ces dix dernières années[6]

Au Cameroun, sur les 13 104 localités recensées seules 3000 sont électrifiées [4]. Ce faible taux d'accès à l'énergie électrique ne favorise pas l'émergence d'une médecine moderne, l'accès à l'éducation et le recul de la pauvreté, plus globalement il constitue un frein au développement socio-économique. Par ailleurs, cela entraîne une utilisation massive des sources d'énergie traditionnelles notamment le bois-énergie qui représente 90% de la consommation énergétique en milieu rural au Cameroun [7]. Ce qui conduit à des conséquences environnementales mais aussi humaines tragiques comme le rapporte l'*Africa Report Progress 2015*, 600 000 africains meurent chaque année du fait de la pollution engendrée par l'utilisation de biomasse pour la cuisson.

Au Cameroun, comme dans la plupart des pays concernés, cette situation s'explique par le coût élevé qu'implique le raccordement des zones isolées au réseau de distribution public. En effet, l'éloignement, les difficultés d'accès, la faible consommation électrique des populations desservies et les politiques tarifaires visant à égaliser les prix à la consommation entre zones rurales et zones urbaines (à niveau de service équivalent), ne permettent, en général, de recouvrer ces coûts que très partiellement [8]. En conséquence l'alimentation de ces localités est soit inexistante, soit assurée par le biais de générateurs diesels.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Un modèle qui ne cadre non seulement pas avec les enjeux environnementaux actuels mais qui implique des dépenses en exploitation élevées [9].

L'organisation de la desserte doit s'articuler autour de la palette de solutions techniques les plus adaptées à chaque contexte (extension réseau, mini-réseau décentralisé, centrales hybrides...).

Pour de nombreuses institutions, l'électrification des sites isolés passe par le déploiement de systèmes intégrant des sources d'énergie renouvelable appelées **système d'énergie hybride (SEH)** comme le témoigne le « New Deal » de la Banque Africaine de Développement qui a travers son aspiration 3 compte mobiliser 75 millions \$ pour des systèmes intégrant des solutions solaires d'ici à 2025 [19].

Un *système d'énergie hybride* peut être défini comme un système comprenant plus d'une source d'énergie généralement constitué d'un générateur diesel et d'au moins une source d'énergie renouvelable telle le PV ou l'éolien [10].

Notre travail porte sur *l'étude et la conception d'une centrale hybride PV/GE avec stockage : Cas du site touristique Sanaga Camping à Nkoteng dans la région du Centre Cameroun.*

I- Contexte de l'étude

Le Sanaga Camping est situé dans la Région du Centre, département de la Haute Sanaga, Arrondissement de Nkoteng, à 40 Km de Nanga Eboko, et à 136 Km au Nord – Est de la ville de Yaoundé. C'est un site touristique situé en milieu rural isolé du réseau public de distribution qui s'étend sur une superficie de 2ha. Le site compte une vingtaine de chambres, une salle de fête, un bar, un restaurant, un forage et des bureaux. L'alimentation électrique du complexe est assurée par un groupe électrogène de 35 kVA dont l'utilisation cause de nombreux problèmes de nuisance sonore en plus des frais élevés mobilisés pour le ravitaillement, le stockage du carburant et la maintenance du groupe.

II- Objectifs et Intérêts de l'étude

La présente étude s'inscrit dans le cadre d'un projet privé engageant Canopy Cameroun Sarl vis-à-vis de la direction du site touristique Sanaga Camping. La consistance des travaux comprend les phases d'étude, de conception, de commande du matériel et d'équipements connexes en vue de la réalisation et de la mise en service de la centrale.

Par ailleurs, ce projet étant le premier projet de construction d'une centrale solaire hybride pour Canopy Cameroun, il constituera pour l'entreprise un retour d'expériences pour l'amélioration continue dans le cadre de projets similaires, mais aussi une référence pour la réalisation d'autres centrales solaires hybrides PV/GE.

Ce projet a pour but d'améliorer la qualité des services énergétiques du site touristique en assurant une autonomie dans la fourniture de l'électricité. Il vise également à réduire les coûts liés à la maintenance et à l'approvisionnement en carburant pour le fonctionnement du GE. Enfin, ce projet devra permettre de limiter les émissions des GES.

III- Organisation du travail

Le premier chapitre de notre étude est consacré à l'état de l'art des systèmes hybrides PV/GE avec stockage. Dans cette partie, nous présentons les différentes technologies qui constituent les SEH PV/GE notamment les générateurs diesel, le générateur PV et les batteries ainsi que les différentes configurations possibles tout en insistant sur le rôle, les avantages et inconvénients qu'offrent chacune des technologies.

Le second chapitre porte sur la conception de la centrale, notamment le dimensionnement du générateur PV, du GE, du banc batteries et le choix des composants.

Le troisième chapitre traite de l'analyse technico-économique et environnementale. Il sera question de faire une analyse comparative des différents systèmes (GE seul, PV/GE et réseau public de distribution) sur la durée de vie du projet pour évaluer les économies réalisées.

IV- Présentation générale de l'entreprise

Canopy est une entreprise spécialisée dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et la valorisation des déchets.

Les principaux axes d'activité de Canopy sont :

- Développement, financement, construction de grands projets,
- Installation et entretien de kits & mini-centrales,
- Conception, importation & distribution de solutions innovantes.

Les domaines principaux d'activités sont :

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

- Solaire : plus de 30 grands projets déjà réalisés 15MWé pour un montant de 75 M€ et plus de 300 MWc en cours de développement
- Bio-méthanisation : 40 projets de valorisation de déchets en cours de développement pour un total de 7MWc (plus de 45 M€)
- Kits et lampadaires : 3 500 unités installées / vendues

Canopy accélère son développement en Afrique en assurant sa présence sur le continent

5 filiales créées au Sénégal, Cameroun, Burkina Faso, Côte d'Ivoire et Guinée Bissau,

Chaque filiale est composée d'équipes locales pour assurer un développement solide et autonome sur le long terme,

- 8 M€ de chiffre d'affaire sécurisé à ce jour,
- 2 grandes centrales solaires (34 MWc, 50 M€) attribuées suite à des appels d'offres internationaux.

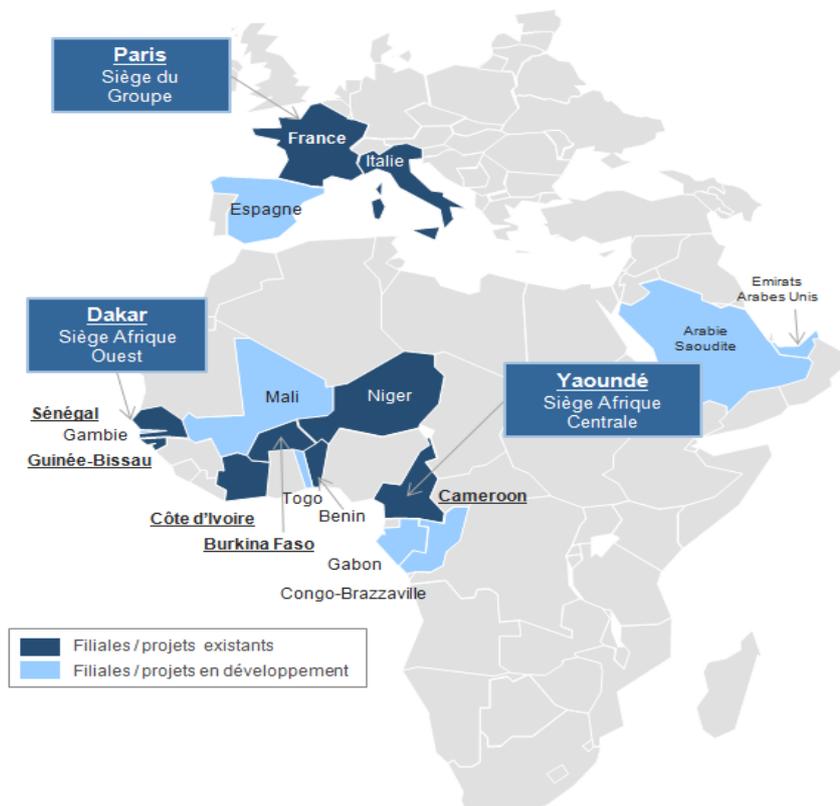


Figure 3: les différentes filiales de Canopy dans le monde

Canopy Cameroun est ouvert depuis février 2013 et compte aujourd'hui 10 employés permanents dont 02 ingénieurs.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Canopy Canopy concentre ses activités dans le marché du solaire PV à savoir :

Kits individuels / Canopy Box

- Systèmes autonomes de petite puissance (500 Wc à 20 kWc), pour les particuliers, commerces, artisans, agences bancaires, écoles, centres de santé, maisons communautaires

Lampadaires solaires

- Lampadaires autonomes de forte puissance et longue durée de vie (jusqu'à 10 ans de garantie sur les batteries)
- Pour l'éclairage de voirie, jardins, parkings, et tout espace public ou privé

Centrales solaires

- Solution d'autonomie énergétique pour des équipements isolés

Le tableau 1 présente quelques références de projets réalisés par Canopy Cameroun

Tableau 1: Quelques références de projets réalisés par Canopy Cameroun

TRAVAUX D'ECLAIRAGE PUBLIC ET ELECTRIFICATION RURALE							
N°	Intitulé du projet	Localité	Maître d'Ouvrage	Maître d'œuvre	Financement	Date de mise en service	Type de travaux
1	Lettre commande N°00000023 LC/MINEE/SG/DAG/SDBMM/SMP/2014 du 26 Septembre 2014 passé après appel d'offre N°00066/AONO/MINEE/CMP M du 26 Mai 2014 pour la construction d'une centrale solaire, l'installation des lampadaires et d'un réseau BT en 2x16mm ² (Installation de 35 lampadaires, un réseau BT en 2x16mm ² et une centrale solaire de 7,35kWc)	Nkilezock, département du Dja et Lobo, région du Sud (Cameroun)	Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE)	Ministère de l'Eau et de l'Energie (MINEE)	BIP - Exercice 2014	Aout 2015	Electrification rurale et Eclairage public
2	Marché N°15/0045/UYII/CPM/2014 du 14 Octobre 2014 passé après appel d'offres national ouvert en procédure d'urgence N°006/AONO/CPM/UYII/14 du 23 Juillet 2014 pour les travaux de réhabilitation du réseau électrique (Installation de 30 lampadaires solaires et 2000 réglettes)	Yaoundé – SOA, région du centre (Cameroun)	Université de Yaoundé II	PIPO INGENIERIE	Budget Autonome de l'université de Yaoundé II 2014	En cours (Mai-Juin 2015)	Eclairage public

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

3	<p>Marché N°00006799/L/PR/MINMAP/SG /DGMI/ DMTR /CEB/ELCA du 21 Novembre 2014 en procédure 29(a) pour les travaux d'éclairage public par énergie solaire de la voirie urbaine de la ville d'Akonolinga dans le département du Nyong et Mfoumou, région du Centre. (Installation de 250 lampadaires solaires)</p>	<p>Akonolinga, département du Nyong et Mfoumou région du centre (Cameroun)</p>	<p>Mairie d'Akonolinga</p>	<p>ANGE ET MINIATURE</p>	<p>FEICOM</p>	<p>En cour (Aout 2016)</p>	<p>Eclairage public</p>
4	<p>Lettre de commande N°009/LC/DG/CIPM/2015 passée après appel d'offres N°003/AONO/AER/CIPM/2015 du 05/03/2015 pour l'exécution des travaux d'éclairage public par énergie solaire photovoltaïque dans la localité de Nyambaka, département de la Vina, région de l'Adamaoua (Installation de 15 lampadaires solaires)</p>	<p>Nyambaka, département de la Vina région de l'Adamaoua (Cameroun)</p>	<p>Agence d'électrification rurale (AER)</p>	<p>Agence d'électrification rurale (AER)</p>	<p>Budget d'investissement de l'AER / 2015</p>	<p>Décembre 2015</p>	<p>Eclairage public</p>

Chapitre I : Etat de l'art

I- Introduction

Miser exclusivement sur les générateurs diesel pour produire de l'énergie signifie tabler sur des frais d'exploitation élevés liés à la consommation de carburant et aux besoins de maintenance. Dans de nombreuses régions reculées d'Afrique, le prix du carburant est aujourd'hui supérieur à un dollar le litre [11] malgré la chute du prix du baril de pétrole. En effet, le prix du carburant à la pompe dépend fortement des taxes appliquées par l'Etat auprès des compagnies pétrolières ainsi, si le prix du baril chute les taxes restant inchangées le coût final pour les consommateurs ne sera pas impacté. De plus, les coûts réels du carburant intègrent des frais supplémentaires dû transport et au stockage jusqu'à ces zones difficiles d'accès.

Les frais de maintenance constituent une autre contrainte majeure à l'utilisation des groupes électrogènes. A cela s'ajoute les émissions de CO₂ liées à la combustion du carburant. Il apparait clairement que les systèmes intégrant uniquement les groupes diesel se heurtent très vite à leur limite de rentabilité. Il convient de trouver des solutions qui limitent les coûts et qui réduisent au maximum les émissions de CO₂.

Dans les régions ensoleillées d'Afrique le solaire photovoltaïque représente une solution viable compte tenu des mesures d'accompagnement politiques comme la suppression de la TVA sur le matériel solaire au Cameroun et la chute des prix de plus de 50% ces dernières années [12].

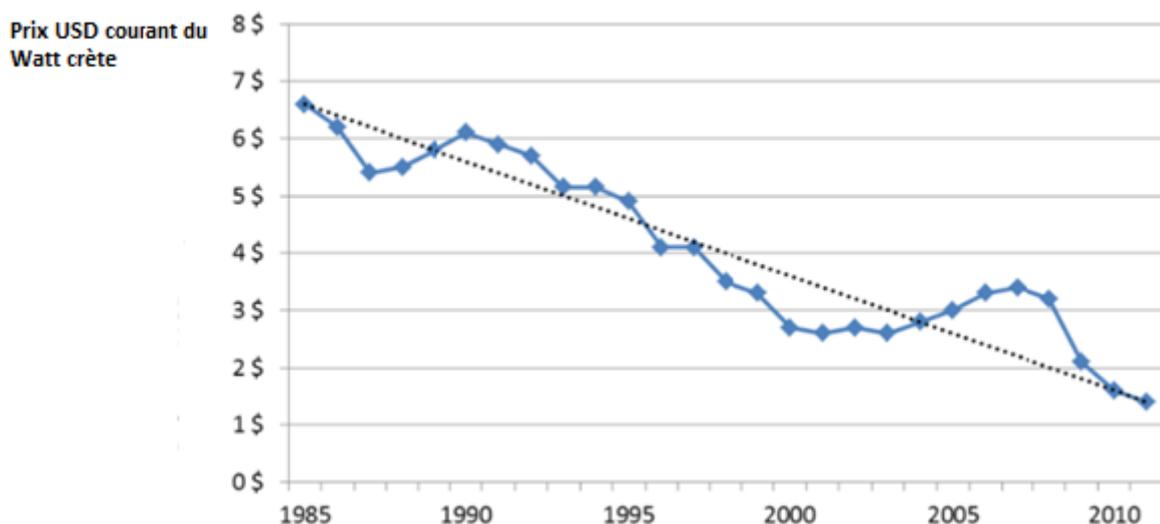


Figure 4: Evolution du prix du kilo Watt crête des modules PV de 1985 à 2011 [13]

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

En combinant les systèmes PV aux groupes électrogènes, on obtient un système d'énergie hybride (SEH) PV/GE.

Un système d'énergie hybride PV/GE intègre un générateur PV, un générateur diesel et/ou des batteries de stockage [9].

Nous présenterons dans ce qui suit les spécificités, le mode de fonctionnement, les avantages et inconvénients des différentes technologies.

II- Technologies des systèmes hybrides PV

II.1- Générateur diesel

Les générateurs diesel transforment l'énergie thermique (chaleur) produite par la combustion du gasoil ou de carburant dérivé, à l'intérieur des cylindres des moteurs diesel en énergie mécanique puis, cette dernière est transformée en énergie électrique par les alternateurs accouplés à ces moteurs [14].

Les générateurs diesel reste le moyen de production d'énergie le plus utilisé pour l'électrification rurale bien que cette technologie soit rarement la moins couteuse sur le long terme [15].

Dans un SEH, les groupes électrogènes sont utilisés pour charger les batteries lorsqu'il n'y a pas suffisamment de soleil, pour effectuer la charge d'égalisation, et pour alimenter les charges spécifiques que le PV ne peut pas alimenter [16]. La flexibilité constitue leur principal atout car elles peuvent produire de l'électricité à tout moment [16], lorsque la production solaire est au plus bas ou lorsque les batteries sont déchargées.

Leur fonctionnement en sites isolés a naturellement un coût lié à la consommation de carburant et à la maintenance. Ces coûts peuvent être plus ou moins importants suivant l'utilisation qui est faite. En effet, une attention particulière doit être accordée au facteur de charge.

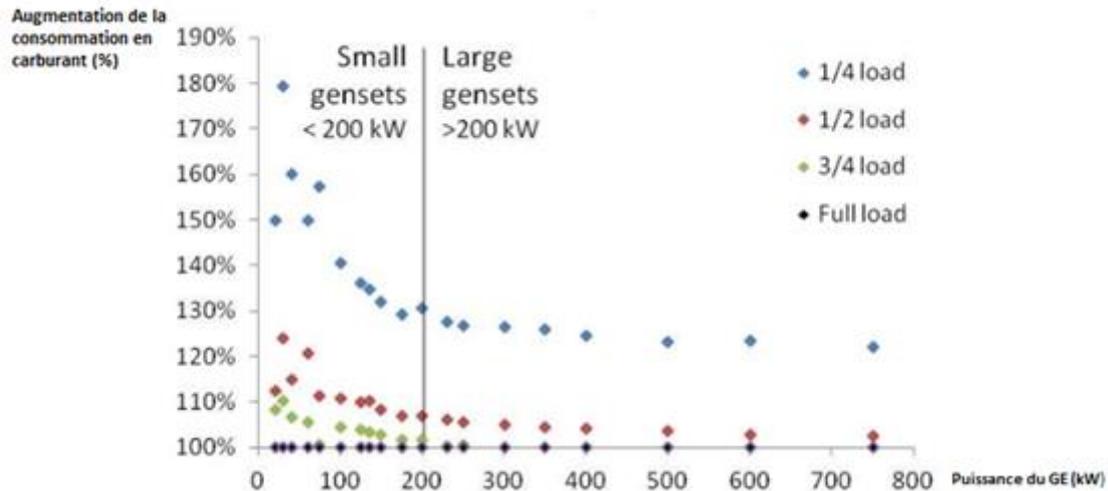


Figure 5: Evolution de la consommation en carburant des GE en fonction du taux de charge et de la puissance nominale [9]

Comme le présente la figure 5, les groupes diesel de moins de 200 KW connaissent une forte surconsommation en carburant pour de faibles taux de charge.

Le taux d'utilisation doit toujours être supérieur à 30% car en plus d'une surconsommation de diesel, une utilisation du groupe en deçà de ce taux entraînerait une usure excessive et un vieillissement prématuré [17].

En résumé, les générateurs diesel présentent les avantages et inconvénients suivants

Avantages :

- Flexibilité source d'énergie rapidement disponible et fiable
- Prix à l'achat faible

Inconvénients :

- Emission de CO₂ et autres gaz à effet de serre
- Pollution sonore
- Coûts d'exploitation élevés liés à la consommation en diesel et à la maintenance.

II.2- Générateur photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est la conversion directe de la lumière du soleil en électricité au moyen de cellules photovoltaïques selon un principe appelé « effet photovoltaïque »¹. Plusieurs cellules montées en série forment un **module photovoltaïque**. Des groupes de modules montés ensemble forment un générateur PV.

La production issue des panneaux solaires dépend de **l'insolation** qui exprime l'énergie solaire reçue par une surface donnée sur une période donnée [16]. Le Cameroun a un potentiel solaire important comme le montre la figure ci-dessous.

¹ L'effet photovoltaïque se manifeste lorsque certains matériaux semi-conducteurs sous un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate produisent de l'électricité. Le phénomène a été découvert dans les années 1830 par le physicien français Becquerel

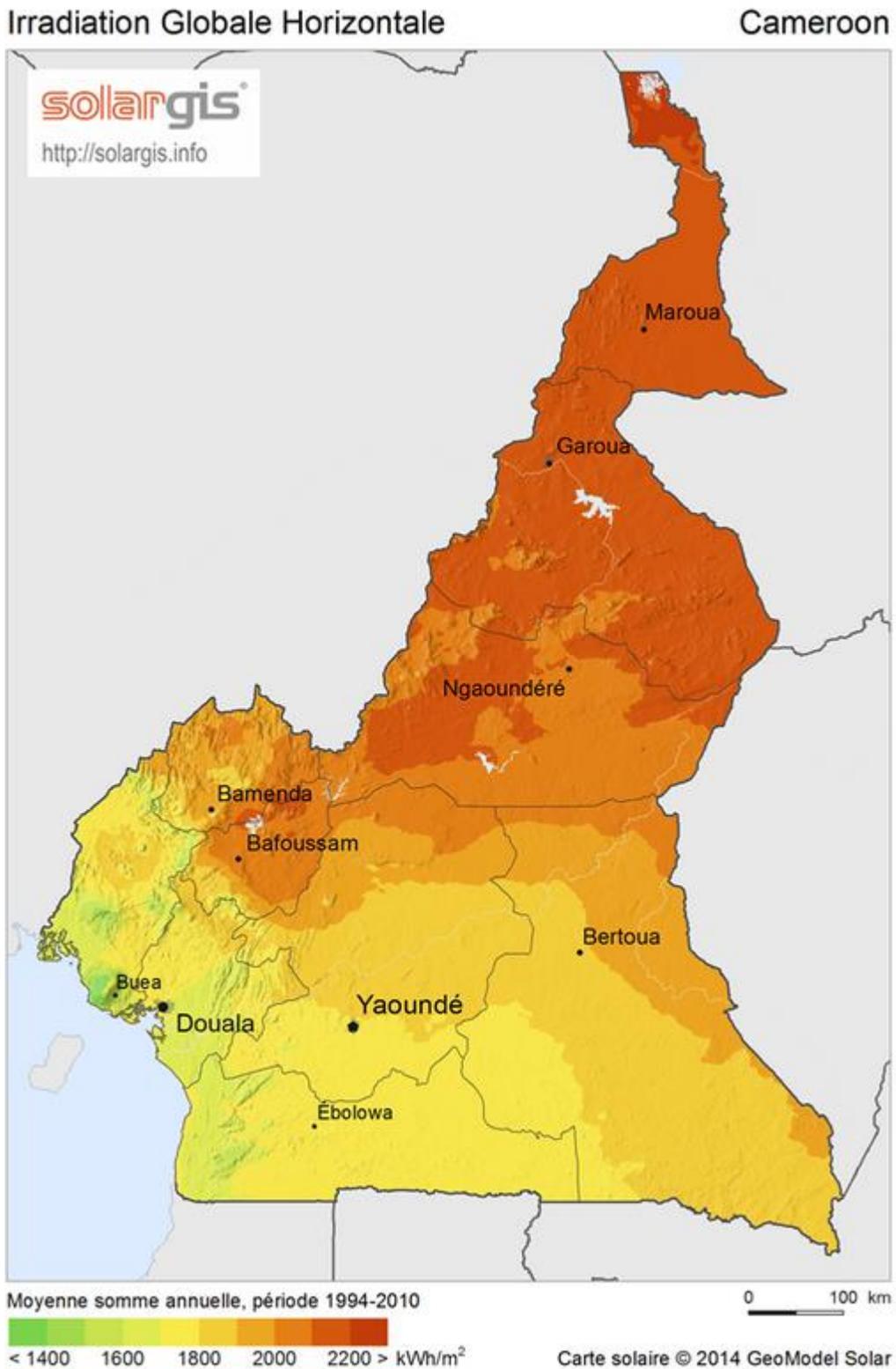


Figure 6: Carte de l'ensoleillement annuelle du Cameroun [18]

Les performances des systèmes PV varient ainsi en fonction des moments de la journée pour atteindre le pic lorsque le soleil est au zénith, mais également en fonction des saisons.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Les générateurs PV produisent du courant DC et nécessitent l'usage d'onduleurs pour convertir le courant continu en courant alternatif.

Cette technologie offre les avantages suivants :

- Fourniture d'électricité sans émissions de CO₂ et autres GES et sans aucune nuisance sonore
- Elle nécessite peu de maintenance et est facile à installer

Les limites de cette technologie sont :

- Un coût à l'achat élevé car si les prix des modules PV ont chuté et sont aujourd'hui à moins de 3 \$/Wc [14], ils restent tout de même très peu attractifs pour l'essentiel de la population.
- L'intermittence de la source qui ne permet pas de garantir à tout moment de la journée la production

II.3- Les Batteries

Une batterie est un ensemble de cellules électrochimiques composées de deux plaques plongées dans une solution d'électrolyte connectées en série qui transforment l'énergie électrique en énergie chimique de façon réversible en fonction de l'état de charge ou de décharge [16].

Dans un SEH le rôle des batteries est d'assurer la disponibilité de l'énergie lorsqu'il n'y a pas de soleil [16], elles doivent assurer trois fonctions essentielles :

- Autonomie : répondre aux besoins de la charge en tout temps.
- Courant de surcharge : fournir un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV pendant quelques instants, notamment pour le démarrage des moteurs dont le courant de démarrage est de 3 à 5 fois le courant nominal.
- Stabilisation de la tension : assurer une tension constante malgré les fluctuations de tension du champ PV et permettre aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

Tableau 2: Caractéristiques des principaux accumulateurs chimiques [20]

Caractéristiques	Plomb-acide	Nickel-Cadmium	Lithium-Ion	Lithium-polymère
Densité d'énergie (Wh/kg)	30 à 50	45 à 80	150 à 190	150 à 190
Puissance en pointe (Wh/kg)	Jusqu'à 700	-	Jusqu'à 1500	Jusqu'à 250
Température de fonctionnement (°C)	-20 à 60	-40 à 60	-20 à 60	0 à 60
Autodécharge par mois (%)	5	20	10	10
Nombre de cycle (charge/décharge)	400 à 600 (pour les étanches) 1200 (pour les tubulaires)	2000	500 à 1000	200 à 300
Coût (€/kWh)	200 à 250	Environ 600	Environ 2000	1500 à 2000
Domaines d'applications	Stationnaire (secours, télécom, etc.)	Transport	Portable (téléphonie, ordinateur, etc.)	-

Comme le montre le tableau 1, il existe principalement quatre types de batteries d'accumulateurs :

- Les batteries lithium-ion
- Les batteries lithium polymère
- Les batteries au nickel-cadmium
- Les batteries au plomb acide

Les batteries au plomb acide sont les plus répandues, bon marché et conviennent aux installations solaires. Les autres types conviennent pour des applications de faible puissance. Principalement on recense trois types de batteries au plomb :

- Les batteries à électrolyte gélifié (GEL)

L'acide sulfurique des batteries GEL est rendu captif dans un gélifiant. Elles ne nécessitent que très peu d'entretien. Elles sont pour la plupart à décharge peu profonde et leur autodécharge est lente.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

- Les batteries au plomb AGM (absorbed glass mat)

L'acide sulfurique est absorbé par de fines feuilles de Boron-silicate, ainsi elles ne fuient pas même si la coque se fend. La plupart sont conçus pour un usage secours et non pour des décharges profondes. Elles sont comme les batteries GEL plutôt onéreuses.

- Les batteries à plaques tubulaires à électrolyte liquide : OPzS ou gélifié : OPzV

Les batteries à plaques tubulaires OPzS ou OPzV sont à décharge et sont conçues spécialement pour des applications pour sites isolés. Elles ont une durée de vie remarquable et existent en 2V et 6V et présentent des risques de stratification² et sulfatation³.

Les batteries à plaques tubulaires restent le type le plus utilisée pour l'électrification rurale et dans les systèmes hybrides [9, 14]. En effet, elle offre les meilleures performances aux meilleurs coûts.

L'acquisition des batteries représentent un coût important dans les SEH, elles peuvent en principe fonctionner 6 à 8 ans, à condition de garantir des conditions d'exploitation convenables. Il convient d'assurer des opérations de maintenance régulièrement (vérifier régulièrement l'état de charge pour garantir une bonne utilisation de la batterie, vérifier les niveaux d'électrolyte dans chaque cellule et remplacer l'électrolyte perdu par dégazage, nettoyer le dessus de la batterie pour réduire l'autodécharge provoquée par la conduction électrique de dépôts d'acide sur la batterie, nettoyer les bornes et cosses pour garantir un bon contact électrique et appliquer de la graisse pour empêcher la corrosion, et effectuer la charge d'égalisation 4 à 6 fois par an) et éviter des décharges profondes, afin de ne pas raccourcir leur durée de vie (nombre de cycles) (voir Fig.7).

² Perte de l'électrolyte par dégazage dû à la surcharge

³ Il y'a stratification lorsque l'électrolyte des cellules à électrolyte liquide forme des couches de densités différentes

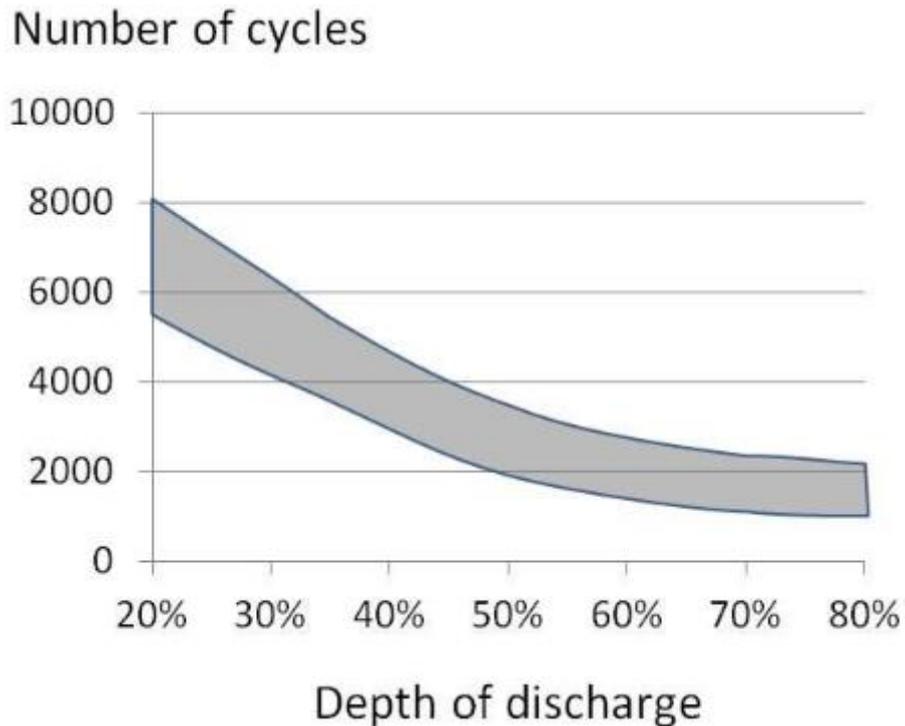


Figure 7: Durée de vie en fonction de la profondeur de décharge (pour des éléments de 2V, OPzS et OPzV [21])

Par ailleurs, lors du remplacement les batteries doivent être traitées avec une attention particulière compte tenu du danger de ses composants pour l'environnement. Un mauvais recyclage peut avoir des conséquences dramatiques sur l'environnement en polluant notamment le sol et l'eau [14].

Après avoir présenté les technologies qui composent les SEH PV, il convient de choisir la meilleure configuration offrant les meilleures performances. La section qui suit présente les différentes configurations des SEH PV.

III- Les configurations des systèmes hybrides

Il existe trois principales configurations pour les SEH PV/GE [22] :

- Système hybride PV - Diesel série
- Système hybride PV - Diesel commuté
- Système hybride PV - Diesel parallèle.

III.1- La configuration série

Dans cette configuration, Le générateur PV, le groupe diesel et le parc des batteries sont connectés sur un bus DC. L'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée en

DC, puis convertie de nouveau en alternatif pour répondre à la charge, cela entraîne des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le générateur diesel est déconnecté [20]. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur unidirectionnel qui contrôle la tension réseau [20]. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge – décharge [22]. Le schéma de principe est présenté à la Fig. 8.

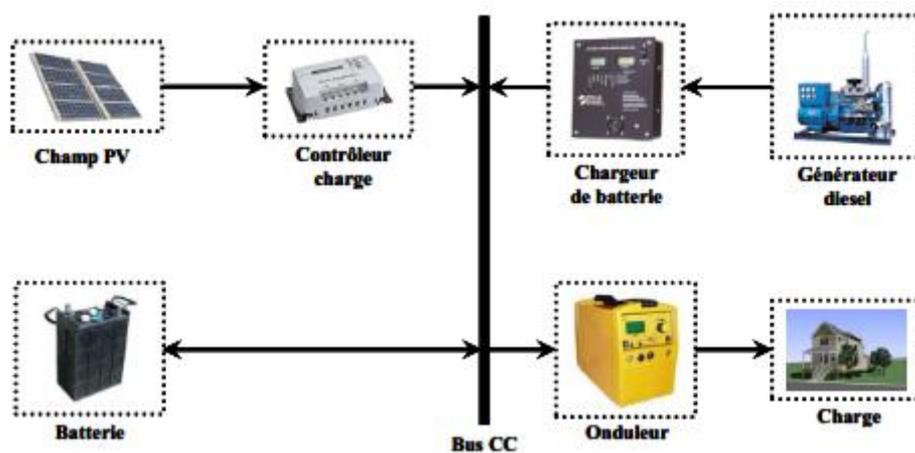


Figure 8: système hybride avec connexion série [23]

Le régime de fonctionnement du générateur Diesel dépend du besoin, de l'état de charge du parc de batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand de l'énergie est produite en excès par le champ PV, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, alors la batterie se décharge pour répondre aux besoins.

Les avantages de cette configuration sont :

- Un dimensionnement facile du générateur diesel ;
- Un système électrique simplifié à cause d'une absence de changement des sources d'énergie en courant alternatif ;
- La mise en marche du générateur diesel n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique ;
- Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur et la fréquence sont convenables.

Les inconvénients sont :

- L'onduleur ne peut pas fonctionner parallèlement avec le générateur diesel. Cette architecture ne permet d'utiliser qu'une seule des sources à la fois. C'est pourquoi l'onduleur doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la puissance de pointe ;
- La batterie doit avoir une grande capacité et sa durée de vie est réduite à cause du nombre de cycles charge-décharge ;
- Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;
- Une panne éventuelle de l'onduleur provoque un arrêt complet de l'alimentation.

III.2- La configuration à commutation

La deuxième configuration est à commutation. Le consommateur peut être alimenté soit par le groupe diesel, soit par le champ PV et la batterie via l'onduleur ; le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série est l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur diesel à la charge ce qui implique la réduction des pertes supplémentaires de conversion. En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le GE est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. La gestion du système doit être automatique à cause de sa complexité. Le schéma du système est présenté à la Fig. 9.

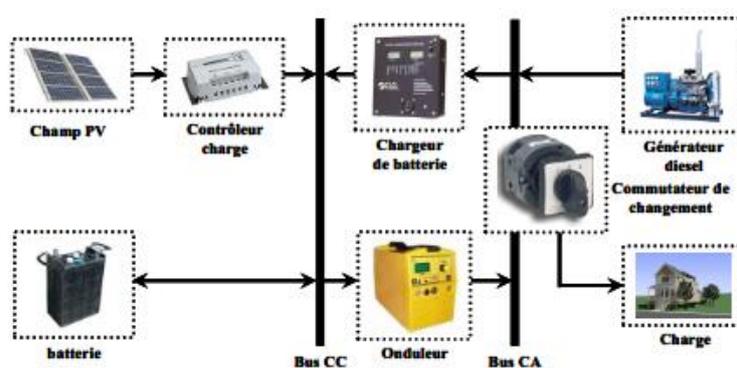


Figure 9: Système hybride PV diesel à commutation[23]

Les avantages de cette configuration sont :

- Le système a un meilleur rendement comparé à la configuration série, parce que le générateur diesel peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation ;
- L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur ;
- Une détérioration de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.

Les inconvénients sont :

- L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources
- Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors les périodes de faible charge ;
- Une construction complexe.

III.3- La configuration parallèle

Dans cette configuration, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément mais également simultanément en cas de pointe. L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le générateur diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour convertir l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. La particularité de cette configuration consiste en ce que grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale des générateurs (PV et diesel). Le schéma de principe est présenté à la Fig. 10.

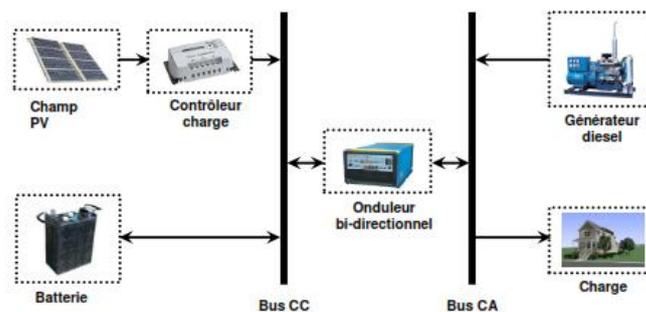


Figure 10: Système hybride PV diesel parallèle[23]

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Les avantages de cette configuration sont :

- L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale.
- La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel, ce qui permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée [18] ;
- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté.
- Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système ;
- Une avarie de l'onduleur bidirectionnel n'entraînera pas de coupure de l'alimentation de la charge.

Les inconvénients sont :

- Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système
- L'onduleur doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Etant donné la complexité de cette architecture et sa gestion est automatisée, le personnel chargé du fonctionnement du système doit être plus qualifié que ceux qui pourraient s'occuper des deux autres architectures.

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi la configuration parallèle répondant au mieux aux spécificités du système. Le chapitre qui suit présente les étapes du dimensionnement des composants de la centrale.

Chapitre II : Conception et dimensionnement de la centrale hybride

I- Introduction

Ce chapitre présente les différentes étapes de la conception de la centrale solaire photovoltaïque hybride. C'est sans aucun doute la partie la plus critique car une mauvaise conception, entraînerait de choisir des équipements inadaptés et bien plus coûteux.

Le dimensionnement de notre installation s'organisera comme suit :

- La détermination du profil de charge des consommateurs,
- Le dimensionnement du générateur photovoltaïque, du générateur diesel et des batteries de stockage
- Les choix des dispositifs de protection, le calcul des sections de câble et des chutes de tension.

II- Hypothèses

Le calcul des dispositifs de protection, le calcul des sections de câble et des chutes de tension a été fait suivant les recommandations du *guide UTE C 15-712-2 « Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie »*.

Les produits du fabricant Victron Energy seront systématiquement utilisés compte tenu du partenariat qui existe entre Canopy et Victron qui fait de Canopy un distributeur des produits Victron.

Le processus de dimensionnement a été fait suivant le guide pour les *SEH PV/GE à couplage DC* du *Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands in collaboration with the Pacific Power Association*.

III- Détermination du profil de charge

III.1- Bilan de puissance

Cette étape du dimensionnement a été réalisée avec la direction de l'établissement pour valider les durées de fonctionnement journalier. Nous avons également pris des mesures en faveur de

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

l'efficacité énergétique notamment en remplaçant toutes les lampes à incandescence et fluorescentes du complexe par des lampes LED plus efficaces. Bien entendu en tenant compte de :

- La quantité de lumière visible émise (flux lumineux) ;
- La tension requise ;
- La température des couleurs de la lumière ;

Pour les autres charges nous avons conseillé à la direction de l'établissement de privilégier les appareils de meilleur rendement (réfrigérateur classe A+...)

Le complexe abrite :

- Deux suites ministérielles
- Onze bungalows
- Un supermarché
- Un restaurant
- Une salle de fêtes et de conférence
- Des chambres et studios

Le bilan a été divisé en lots tel que présenté dans les tableaux suivants.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Tableau 3: Bilan de charges des suites ministérielles

Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Wattheures/jour
Téléviseur LED 32"+ décodeur	Chambre	2	65	4,0	260	1 040
Lampe applique	Salon	4	5	2,0	40	80
Prise simple	-	6	10	2,0	120	240
Réglette LED 60cm 11 W	Véranda	2	11	8,0	44	352
Ampoule LED de 7 w	Douche	2	7	1,0	28	28
Applique sanitaire LED	Douche	2	5	0,5	20	10
Ampoule de 7 w	Chambre	2	7	2,0	28	56
réfrigérateur	Salon	2	70	6,0	280	1 680
Total					820	3 486

Tableau 4: Bilan de charges des bungalows

Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Wattheures/jour
Téléviseur LED 22 "+ décodeur	Chambre	11	30	4,0	330	1 320
Lampe applique	Salon	22	3	2,0	66	132
Prise simple max 50 W	-	11	50	1,0	550	550
Réglette LED 60cm 11 W	Véranda	11	8	3,0	88	264

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Ampoule LED de 5 w	Douche	11	5	0,5	55	28
Applique sanitaire LED	Douche	11	5	0,5	55	28
Ampoule de 5 w	Chambre	11	5	1,5	55	83
Réfrigérateur (Mini-Bar)	Salon	11	50	6,0	550	3 300
Total					1 835	6 220

Tableau 5: Bilan de charges du restaurant

Lot 3 : Restaurant Bar						
Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Watheures/jour
Téléviseur LED 32"+ décodeur	Restaurant	1	65	5,0	65	325
Lampe applique	Restaurant	4	5	2,0	20	40
Prise simple max 100 W	-	4	10	1,0	40	40
Réglette LED 60cm 11 W	Restaurant	1	11	7,0	11	77
Réglette LED 120 cm 16 W	Bar	2	16	1,0	32	32
Spot LED 3 W	Restaurant	15	3	1,0	45	45
Ampoule de 7 w	Restaurant	2	7	2,0	14	28
Frigidaire Samsung	Bar	1	180	5,0	180	900
Lampadaire LED AC	extérieur	3	30	8,0	90	720
Machine à glaçon	Bar	1	140	0,5	140	70
Total					637	2 277

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Tableau 6: Bilan de charges salle de conférence

Lot 4 : Salle des fêtes & Conférence						
Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Wattheures/jour
Lampe applique	Restaurant	4	5	2,0	20	40
Prise simple max 100 W	-	4	10	1,0	40	40
Spot LED9 W	Restaurant	10	11	7,0	110	770
Réglette LED 120 cm 16 W	Bar	2	16	1,0	32	32
Spot LED 3 W	Salle	20	3	1,0	60	60
Ampoule de 7 w	Salle	2	7	2,0	14	28
Eclairage du podium	Salle	4	15	5,0	60	300
Lampadaire LED AC	Extérieur	4	30	8,0	120	960
Chaine musicale (avec égaliseur)	Studio Disc	1	150	8,0	150	1 200
Video projecteur	Salle	1	400	2,0	400	800
Total					1 006	4 230

Tableau 7: Bilan de charges des studios modernes

Lot 5 : Bâtiment en dur						
Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Wattheures/jour
Ampoule de 5 W	Chambre simple	10	5	2,0	50	100
Ampoule de 7 W	Douche	10	10	0,5	100	50
Réglette LED 60 cm 11 W	Véranda	10	11	6,0	110	660
Réglette LED 60 cm 11 W	Chambre familiale	4	16	2,0	64	128
Ampoule de 5 W	Chambre enfant	4	3	2,0	12	24

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Réglette LED 60 cm 11 W	Véranda CH Familiale	4	7	6,0	28	168
TV 22 "+Décodeur	Chambre familiale	4	50	5,0	200	1 000
Réglette LED 60 cm 11 W	Douche	4	7	0,5	28	14
Total					592	2 144

Tableau 8: Bilan de charges du super marché

Lot 6 : Bureau directeur- super marché						
Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Wattheures/jour
Téléviseur LED 32"+ décodeur	Super marché	1	65	5,0	65	325
Lampe applique	Super marché	2	5	2,0	10	20
Prise simple max 100 W	Super marché	4	10	1,0	40	40
Réglette LED 60cm 11 W	Super marché	1	11	7,0	11	77
Réglette LED 120 cm 16 W	Super marché	2	16	1,0	32	32
Spot LED 3 W	Super marché	15	3	1,0	45	45
Ampoule de 7 W	Super marché	2	7	2,0	14	28
Lampadaire LED AC	extérieur	2	30	8,0	60	480
Ordinateur Portable	Super marché	1	40	8,0	40	320
Ordinateur portable	Bureau directeur	1	40	8,0	40	320
Frigidaire Samsung	Bureau directeur	1	180	5,0	180	900
Système vidéo surveillance	Bureau directeur	1	60	24,0	60	1 440
Total					597	4 027

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Tableau 9: Bilan de charges des autres chambres

Lot 7 : Studios et chambres						
Désignation	Localisation	Quantité	Puissance	Durée de fonctionnement	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	#	Watts	heure(s)/jour	Watts	Watheures/jour
TV + Décodeur	Chambre simple	2	65	4,0	130	520
Ampoule de 7 w	Douche	10	10	0,5	100	50
Réglette LED 60 cm 11 W	Véranda	2	11	6,0	22	132
Réglette LED 60 cm 11 W	Chambre familiale	2	11	2,0	22	44
Ampoule de 5 w	Chambre enfant	4	3	2,0	12	24
Réglette LED 60 cm 11 W	Véranda CH Familiale	4	7	6,0	28	168
TV 22" + Décodeur	Chambre familiale	4	50	5,0	200	1 000
Réglette LED 60 cm 11 W	Douche	4	7	0,5	28	14
Total					542	1 952

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

En résumé,

Tableau 10: Bilan récapitulatif

Désignation	Localisation	Puissance	Puissance totale	Consommation journalière
-	-	Watts	Watts	Watheures/jour
Suite ministérielle (02)	Lot 1	820	820	3 486
Bungalows (11)	Lot 2	1 835	1 835	6 220
Restaurant – bar	Lot 3	637	637	2 277
Salle des fêtes et de conférence	Lot 4	1 006	1 006	4 230
Studios modernes	Lot 5	592	592	2 144
Bureau directeur - super marché	Lot 6	597	597	4 027
Studios et chambres	Lot 7	542	542	1 952
Total			6 029	24 336

En supposant que l'onduleur a un rendement de 90%, l'énergie journalière à fournir aux charges AC est de :

$$E_j = \frac{24336}{0.9} = 27\,040 \text{ Wh.}$$

III.2- Validation du profil de charge

En se basant sur le bilan de charge et les habitudes de consommation décrites par le client nous avons obtenu un profil de charge de la consommation sur une journée disponible à la figure 11. Le pic de puissance est de 2,1 kW

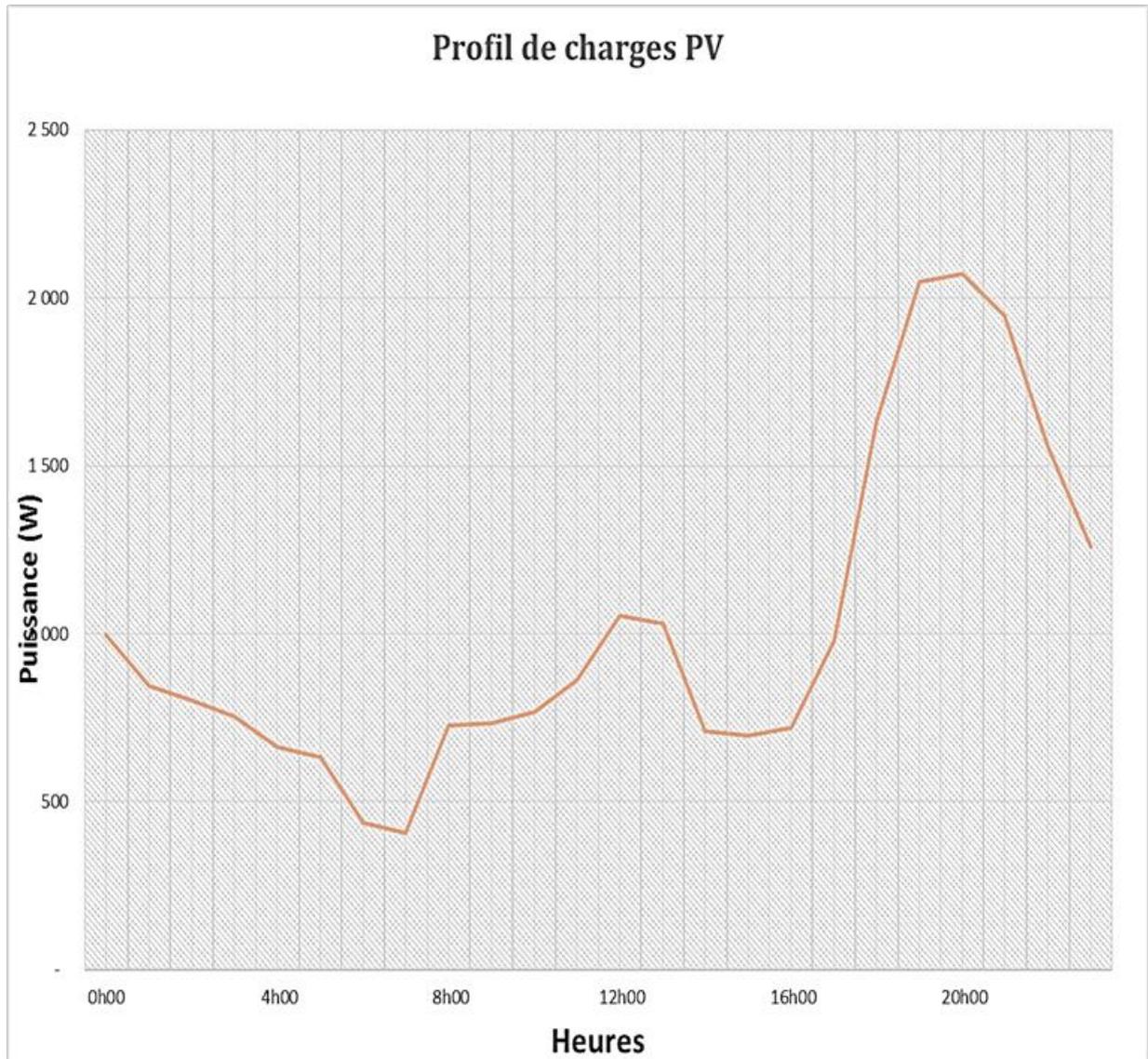


Figure 11: Profil des charges alimentées par le PV

III.3- Choix de la tension du système

Le choix de la tension du système doit être adapté à la puissance de la charge. En règle générale, plus grande est la puissance plus grande est la tension du système.

La figure 12 issue du *OFF GRID PV POWER SYSTEMS SYSTEM DESIGN GUIDELINES* nous donne des indications sur le choix de la tension du système en fonction de l'énergie journalière.

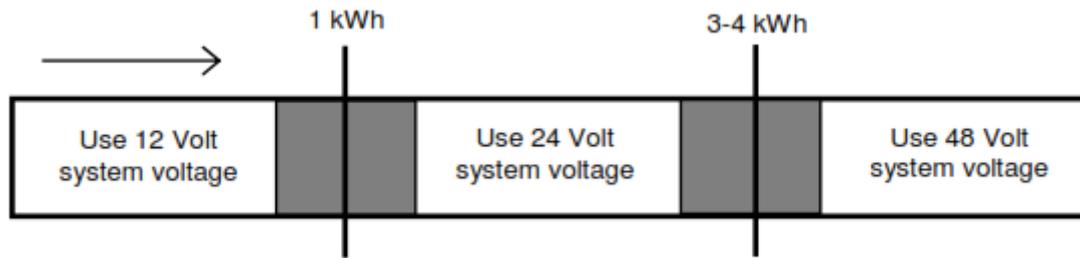


Figure 12: Choix de la tension du système en fonction du besoin journalier[26]

Une tension du système égal à 48 V est celle que nous retenons compte tenu du fait que les besoins énergétiques journaliers sont de loin supérieurs à 4 kWh.

IV- Dimensionnement du champ PV

Le dimensionnement du champ PV doit tenir compte :

- Des données d'irradiation de la localité concernée et des contraintes atmosphériques (température...)
- Du rendement des batteries (Wh)
- Des pertes dues aux longueurs de câbles
- Du rendement des contrôleurs de charge

IV.1- Calcul de la puissance crête

la localité de Nkoteng est située à la latitude $4,5^{\circ} N$ et à la longitude $12^{\circ} E$. Etant donné que nous sommes dans l'hémisphère Nord, les modules seront orientés plein Sud. Les données d'ensoleillement et l'angle d'inclinaison optimal des modules (9°) ont été obtenus par le logiciel **PVGIS**. Le tableau suivant présente les données d'ensoleillement sur les plans horizontal et incliné et la température ambiante de la localité de Nkoteng.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Year
Hh	6130	5960	6410	5540	5280	4710	4390	4370	4930	5040	5540	5850	5340
Hopt	6540	6180	6440	5400	5020	4460	4210	4270	4900	5140	5820	6280	5380
Température de l'air (°C)	24,2	24,8	24,2	24,1	23,8	22,9	22,1	22,2	22,4	22,7	22,8	23,4	23,3

Tableau 11: données d'ensoleillement de la localité de Nkoteng [24]

Hh: Irradiation sur le plan horizontal (Wh/m²/jr)

Hopt: Irradiation sur le plan incliné (Wh/m²/jr)

Le mois de juillet est retenu comme mois de référence pour notre dimensionnement avec un ensoleillement sur le plan des modules de :

$$H_{opt} = 4.21 \text{ kWh/m}^2/\text{jr}$$

$$P_{Cmini}(W) = \frac{\text{Besoins journalier (Wh)}}{H(\text{kWh/m}^2/\text{jr}) * R_{bat}(\%) * R_{gen}(\%)} \quad (1)$$

H(kWh/m²/j) : Rayonnement moyen journalier du mois sur le plan des panneaux solaires (plan incliné)

Rgen (%) : Rendement du générateur photovoltaïque (Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, etc.). Valeur typique 80%

Rbat (%) : Rendement de la batterie d'accumulateurs. 90%

$$A. N: P_{Cmini}(W) = \frac{27\ 040}{4,21 * 0,9 * 0,8}$$

$$P_{Cmini} = 8920,56 \text{ Wc}$$

IV.2- Configuration du champ PV et choix du régulateur de charge

La configuration du champ PV dépend des caractéristiques du module PV et de la plage de tension du contrôleur de charge.

Nous disposons de modules Haeron de 250 Wc dont les caractéristiques sont décrites dans le tableau 11 :

Tableau 12: Caractéristiques techniques des modules Haeron

TYPE	HR-240W	HR-245W	HR-250W	HR-255W	HR-260W	HR-265W	
STC AM 1.5, 1000W/m ² , Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W)	240	245	250	255	260	265
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	29.67	29.88	29.98	30.25	30.51	30.71
	Max. Power Current / Imp (A)	8.09	8.20	8.34	8.43	8.52	8.63
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	37.25	37.34	37.41	37.54	37.65	37.81
	Short Circuit Current / Isc (A)	8.48	8.63	8.79	8.94	9.09	9.24
	Module Efficiency (%)	14.79	15.10	15.40	15.71	16.02	16.33
NOCT AM 1.5, 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s	Rated Max. Power at NOCT (W)	173.0	176.7	180.4	184.1	187.5	191.0
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	27.50	27.60	27.70	27.80	27.90	28.00
	Max. Power Current / Imp (A)	6.29	6.40	6.51	6.62	6.72	6.82
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	33.90	34.00	34.10	34.20	34.30	34.45
	Short Circuit Current / Isc (A)	6.86	6.98	7.11	7.23	7.35	7.47
	Module Efficiency (%)	13.32	13.61	13.89	14.18	14.44	14.71
Temperature Coefficient of Pm							-0.44%/°C
Temperature Coefficient of Voc							-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc							+0.055%/°C
Nominal Operating Cell Temperature							45°C±3°C
Output Tolerance							0~5W

Les régulateurs ou contrôleur de charge permettent de gérer le productible issu du champ PV mais aussi et surtout de protéger les batteries, donc de garantir les performances du champ PV. Ils assurent un certain nombre de fonctions notamment :

- Protéger contre la surcharge des batteries en faisant varier l'alimentation en fonction de l'état de charge de la batterie.
- Protéger contre la décharge profonde des batteries par la fonction dite de « déconnexion basse tension » qui vérifie en permanence la tension des batteries. Si la tension devient inférieure à une certaine valeur, le contrôleur de charge déconnecte la batterie.

On distingue deux types de régulateurs :

- Les régulateurs à modulation de largeur d'impulsion (MLI). Ils envoient à la batterie des impulsions variables en fonction de l'état de charge. C'est donc la tension de la batterie qui détermine la tension de fonctionnement du panneau.
- Les régulateurs à recherche du point de puissance maximale (MPPT) utilisent une électronique de conversion CC/CC pour suivre le point de puissance maximale de la courbe caractéristique I/U du module. Ils permettent donc de fournir à chaque instant le maximum de puissance du champ PV à la charge des batteries.

Les régulateurs MLI sont moins chers et existent avec de nombreuses options (mode crépusculaire...), les régulateurs MPPT sont plus coûteux mais permettent un fonctionnement optimal de l'installation.

Nous retenons dans notre cas d'étude des contrôleurs de charge MPPT

Les régulateurs MPPT ont des plages de tension de fonctionnement, notamment un seuil de démarrage et un maximum. Il faut veiller à configurer les modules de telle sorte qu'ils fournissent toujours la tension de démarrage du contrôleur. Egalement veiller à ce que la tension de circuit ouvert des modules à température minimale reste inférieure à la tension maximale tolérée par le régulateur.

Ainsi,

$$\text{Le nombre minimal de modules en série } N_{minMS} = \frac{V_{min,contrôleur}}{V_{pm,temp\ max}} \quad (2)$$

$$\text{Le nombre maximal de modules en série } N_{maxMS} = \frac{V_{maxcontrôleur}}{V_{oc,temp\ min}} \quad (3)$$

$$\text{Le nombre de strings } N_S = \frac{I_{in,contrôleur}}{I_{pm}} \quad (4)$$

$V_{min,contrôleur}$: tension de démarrage du contrôleur

$V_{pm,temp\ max}$: tension à puissance maximale du module à la température max

$I_{in,contrôleur}$: courant max venant du PV que peut supporter le contrôleur

De plus, Victron met à disposition sur son site un logiciel permettant de choisir le contrôleur de charge optimal et la configuration du champ PV qui va avec. En insérant les caractéristiques des modules utilisés, la tension du système, la section et la longueur du câble de liaison module

PV – régulateur MPPT. On obtient la configuration optimale (voir figure 13) avec des régulateurs de charge **Victron BlueSolar MPPT 150/70** disponibles en stock et pouvant être synchronisés. Chaque groupe de 12 modules (03 modules en série et 04 strings) sera connecté à un régulateur. Au final, on obtient **trois contrôleurs Victron BlueSolar MPPT 150/70** et un champ de **36 modules de 250 Wc** pour une puissance crête totale de **9 kWc**.

http://www.victronenergy.com/

Panneau: Haeron HR250P-18/Bb

En serie: 3 Parallèle: 4

Puissance PV totale @STC: 3000 Wc

Température Panneau: Min. 22 °C Max. 70 °C

Régulateur: BlueSolar MPPT 150/70 Tr/MC4

Tension du système: 48 Volt

Longueur câble, Panneaux à MPPT * 11 m Section: 4,0 mm²

* La distance simple

Tension d'entrée max.:	150 V
PV tension max. @ temp. min.	113,3 V
Tension d'entrée min. @ MPP	49,0 V
PV tension min. @ temp. max.	70,4 V
Courant de sortie max.	70 A
Courant max. @ MPP temp. min.	61,9 A
Courant max. @ MPP temp. max.	51,6 A

Configuration du panneau **Accepté**

Figure 13: configuration des modules et choix du controleur de charge Victron

IV.3- Choix de l'onduleur

IV.3.1- Calcul de la puissance de l'onduleur

La puissance de l'onduleur est obtenue par la formule suivante :

$$P_N(W) \geq \frac{P(W)}{k} \quad (5)$$

P_N = puissance nominale de l'onduleur

P = puissance de pointe de l'ensemble des charges

$k = \text{taux de charge de l'onduleur}$

La puissance de pointe de l'ensemble des charges correspond au pic sur le profil de charges journalier. La puissance de pointe est de 2100 W. Il est recommandé de ne pas charger les onduleurs à plus de 80% de leur puissance pour garantir leur longévité, ainsi on obtient une puissance de l'onduleur,

$$P_N(W) \geq \frac{2100}{0,8}$$

$$P_N(W) \geq 2625$$

Pour le choix définitif nous avons retenu un onduleur chargeur monophasé Quattro 5000 VA-48V DC/230V AC de chez Victron dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau 13.

Tableau 13: Caractéristiques techniques de l'onduleur Quattro 5000 VA

Fabricant	Victron
Modèle	Quattro
Puissance nominale continue	5 000 VA/ 4000 W
Tension d'entrée CC	12V/24V/48 V
Puissance nominale en crête	10 000 W
Rendement max	95%



Figure 14: Onduleur Quattro 48V/5000VA

V- Choix du groupe électrogène

V.1- Calcul de la puissance du groupe électrogène

La puissance des groupes électrogènes est donnée en kVA avec un facteur de puissance égal à 0,8. Le choix définitif de la puissance tient compte de trois critères :

- La puissance du GE doit au moins être égale à la puissance apparente de l'ensemble des charges en régime établi ;
- La puissance apparente du GE doit au moins être égale à la puissance active des charges divisée par le facteur de puissance 0,8 ;
- La puissance du GE doit pouvoir supporter les phénomènes inhérents au démarrage des moteurs ;
- La puissance de démarrage des charges aléatoires ne doit pas excéder 66 % de la puissance nominale du GE

Compte tenu des forts appels de courant du sauna, de la pompe et des lits de massage. Il n'est pas économiquement envisageable de les alimenter par le champ PV et le banc de batterie. Ces charges seront exclusivement alimentées par le GE.

V.2- Bilan de puissance charges secourues par le groupe

Tableau 14: Bilan des charges secourues par le GE

Bilan de puissance				
Récepteur	Puissance unitaire (KW)	Quantité	Puissance nominale (KW)	puissance de démarrage (KW)
lit de massage	0,280	9	2,52	3,78
pompe	7,5	1	7,5	18,75
sauna	6	1	6	6
TOTAL			16,02	28,53
Coefficient de simultanéité			0,7	
Puissance de base (kW)			11,2	
Puissance de pointe (kW)			22,82	
facteur de puissance			0,8	
Puissance apparente de base (kVA)			14	
Puissance apparente de pointe (kVA)			28,52	

Le GE retenu est le modèle **Caterpillar OLYMPIAN GEP30** de puissance **30 KVA/24 KW- 49 A/50Hz**.

V.3- Validation du profil de charges

De concert avec la direction de l'établissement nous avons pu sur la base des informations fournies obtenir une courbe journalière des besoins disponible à la figure 15. Le pic de puissance est de 16 kW.

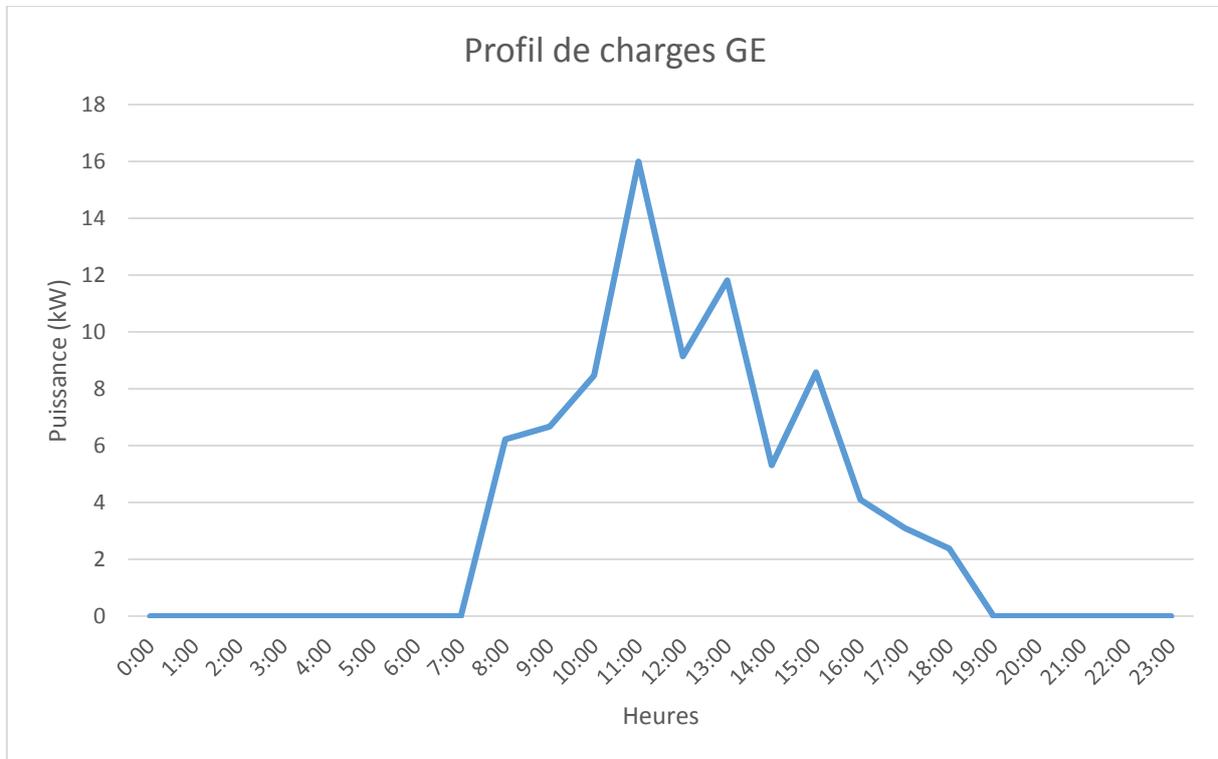


Figure 15: Profil des charges secourues par le GE

VI- Dimensionnement du banc de batterie

VI.1- Calcul de la capacité du banc de batterie

Le calcul de la capacité tient compte des paramètres suivants :

- Le besoin journalier exprimé en (Wh)
- Le nombre de jours d'autonomie. Il varie de 1 à 5 jours. Toutefois, lorsqu'un groupe électrogène est intégré au système sa valeur peut être réduite. Dans le cadre de notre étude nous retiendrons une autonomie de 2 jours.
- La profondeur de décharge. Elle varie de 50 à 80% pour les batteries solaires. La valeur retenue pour le calcul est de 70%.

$$C_{batmin} = \frac{\text{Besoin journalier (Wh)} * J_{raut}}{V_{bat} * DM * R_{bat}} \quad (6)$$

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

J_{raut} = le nombre de jours de stockage.

V_{bat} = tension du banc batteries (48 V)

R_{bat} = rendement d'une batterie d'accumulateurs (75% – 90%)

DM = profondeur de décharge

$$A. N: C_{batmin} = \frac{27\,040 * 2}{48 * 0,7 * 0,9}$$

$$C_{batmin} = 1\,788\text{ Ah}$$

VI.2- Configuration du parc de batteries



Figure 16: Batteries Hoppecke OPzS Solar

Pour le choix de la batterie nous nous sommes orientés vers les batteries plomb acide à décharge profonde notamment les batteries à plaque tubulaires à électrolyte liquide.

Nous avons retenu des batteries **HOPPECKE 12 OPZS solar.power 1820 - 2V 1820 Ah@ C100**. Ce qui correspond à un courant de décharge 18,2 A sur 100 heures.

La configuration est obtenue en divisant la tension du système par la tension d'une batterie. Ainsi, nous avons :

$$\text{Nombre d'accumulateurs en série : } N_{as} = \frac{V_{bat}}{V_{acc}} \quad (7)$$

$$N_{as} = \frac{48}{2} = 24$$

$$\text{Nombre de branches} : Nbp = \frac{C_{acc,min}}{C_{bat}} \quad (8)$$

$$Nbp = \frac{1788}{1820} \approx 1$$

On obtient un ensemble de 24 batteries reliés en série sur une seule branche.

VII- Calcul des sections de câbles et choix de l'appareillage

En ce qui concerne la protection des biens et des personnes contre les risques électriques, le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage de la classe II pour toute la partie DC pour les installations sans paratonnerre.

VII.1- Choix des dispositifs de protection

Le guide UTE C 15-712 préconise un seuil de déclenchement minimum de

$1,27 * I_{sc}$ et sa tenue en tension doit être de $1,2 * V_{oc} * \text{nombre de chaînes modules}$

Afin de garantir la sécurité lors des opérations de maintenance ultérieure, et en conformité avec le guide UTE C15-712-2 concernant les dispositifs de coupure et de sectionnement, nous installerons un interrupteur-sectionneur au niveau des boîtiers de jonction de groupes des modules, un autre en amont de l'onduleur et un en amont du parc des batteries.

VII.1.1- Boîtier de jonction CC

VII.1.1.1- Choix du fusible

On a trois boîtiers de jonction de 4 chaînes de trois modules. Chaque chaîne est protégée par un fusible dont les caractéristiques doivent être :

$$\text{Calibre fusible} \geq 1,27 * I_{sc} \quad (9)$$

$$A. N: \text{Calibre fusible} \geq 1,27 * 8,79$$

$$\text{Calibre fusible} \geq 11,16 A$$

$$\text{Tension de fonctionnement} \geq 1,2 * V_{oc} * N_{ms} \quad (10)$$

$$A. N: \text{Tension de fonctionnement} \geq 1,2 * 37,41 * 3$$

$$\text{Tension de fonctionnement} \geq 134,68 V$$

Nous retenons le fusible **GpV calibre 16a, tension DC 1000 V référence GW72135** du fabricant **GEWISS**.

VII.1.1.2- Choix de l'interrupteur sectionneur

L'interrupteur doit être capable de supporter et d'interrompre les courants dans les conditions normales des trois chaînes de panneaux qui constituent le boîtier de jonction.

$$\text{Calibre int. sect} \geq 1,2 * N_{bp} * I_{sc} \quad (11)$$

$$\text{Calibre int. sect} \geq 1,2 * 4 * 8,79$$

$$\text{Calibre int. sect} \geq 42,19 \text{ A}$$

Nous retenons un interrupteur sectionneur **de calibre 58 A référence GW 96186** du fabricant **GEWISS**.

VII.1.2- Protection du parc de batteries et de l'onduleur

VII.1.2.1- Choix des fusibles

Le choix des dispositifs de protection des batteries doit tenir compte des phases de charge du parc des batteries par les régulateurs et de décharge dans les appareils électriques.

Lors de la charge des batteries les contrôleurs fournissent chacun un courant maximal de charge égal à 70A. Tous les trois régulateurs sont connectés sur le jeu de barre.

En aval des régulateurs nous disposerons trois fusibles **gG de 80 A**.

Lors de la décharge l'onduleur pourrait développer un courant d'appel

$$I_B = \frac{S(VA)}{U(V)} \quad (12)$$

$$A.N: I_B = \frac{8000}{48}$$

$$I_B = 166,67 \text{ A}$$

$$\text{calibre du fusible} \geq 1,2 * I_B \quad (13)$$

$$A.N: \text{calibre du fusible} \geq 1,2 * 166,67$$

$$\text{calibre du fusible} \geq 200 \text{ A}$$

Nous retenons le fusible **MEGA FUSE 200 A/58V** du fabricant **Victron Energy**.

VII.1.2.2- Choix de l'interrupteur sectionneur placé en amont des batteries

Lors de la charge des batteries le courant max de charge correspondant au courant des trois contrôleurs de charge $I_{max} = 210 \text{ A}$.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Le courant de décharge $I_B = 166,67 \text{ A}$.

$$\text{calibre interrupteur sectionneur} \geq 1,2 * \max(\text{courant charge, décharge}) \quad (14)$$

$$A.N: \text{calibre de l'interrupteur sectionneur} \geq 1,2 * 210$$

$$\text{calibre de l'interrupteur sectionneur} \geq 252 \text{ A}$$

Notre choix se porte sur l'interrupteur sectionneur 3 P - 400 A DPX-IS 630 – frontale référence **026660** du fabricant **Legrand**.

VII.1.3- Coffret de distribution AC et protection du groupe électrogène

Le coffret AC est équipé de deux départs, le premier secouru par l'onduleur et le second par le générateur diesel.

La protection des deux départs sera assurée par des disjoncteurs associés à des dispositifs différentiels contre les risques d'électrocution par contact direct ou indirect.

En ce qui concerne la sortie 1 de l'onduleur, la puissance disponible est égale à 8000 VA. Ainsi le courant d'emploi

$$I = \frac{S}{V} \quad (15)$$

$$A.N: I = \frac{8000}{230}$$

$$I = 34,78 \text{ A}$$

Nous retenons le disjoncteur **Schneider iC60 courbe C calibre 40 A référence A9F77650** associé au bloc **Vigi iC60 sensibilité 300 mA référence A9V14263**.

En ce qui concerne la sortie 2 les charges développent une puissance de 16 KW. En supposant un facteur de puissance égal à 0,8. Le courant d'emploi

$$I = P / (V * \cos\varphi) \quad (16)$$

$$A.N: I = 16000 / (230 * 0.8)$$

$$I = 86,96 \text{ A}$$

Nous retenons le disjoncteur **Schneider C120N – 10kA courbe D calibre 100 A référence A9N18384** associé au bloc différentiel **Vigi C120 type AC sensibilité 300 mA référence A9N18564**.

Le groupe électrogène développe un courant permanent de 43 A. Nous nous orientons vers des disjoncteurs Schneider équipés de déclencheurs magnétothermiques courbe D dédiés pour la protection des circuits à fort appel de courant notamment le disjoncteur **Compact NSX100 TM50D calibre 50A référence LV429633**.

VII.1.4- Mise à la terre

La mise à la terre recouvre un certain nombre de dispositions destinées à prévenir le risque de choc électrique, à protéger les installations contre la foudre, et à garantir le bon fonctionnement des équipements. Les installations incluant un onduleur ou un générateur présentent des risques accrus de sécurité électrique et de défaillance (défauts) et doivent respecter les normes et réglementations applicables au courant alternatif.

Les systèmes de mise à la terre se composent principalement de :

- La prise de terre ;
- Le conducteur de terre (conducteur reliant la prise de terre à la barrette de mesure) ;
- La barrette de mesure ;
- Le répartiteur de terre du tableau de répartition ;
- Les conducteurs de protection (mise à la terre de chaque circuit électrique)
- La liaison équipotentielle principale (pour un immeuble ou une maison individuelle).

La prise de terre

Deux méthodes principales sont possibles pour réaliser une prise de terre. Des conducteurs peuvent être enfouis horizontalement ou un piquet planté verticalement.

La première méthode consiste à utiliser des conducteurs enfouis en tranchée horizontale (voir figure 17) et la seconde à enfouir un piquet verticalement dans le sol.

Dans le cadre des installations PV La tranchée est la solution la plus performante. Elle consiste à enterrer un conducteur (cuivre nu de section minimale 25 mm²) à une profondeur comprise entre 1m et 1m 60 et peut être réalisée lors du passage des câbles pour l'alimentation électrique.

La seconde méthode consiste à planter verticalement un ou plusieurs piquets en acier galvanisé (25mm de diamètre) ou en cuivre nu (15mm de diamètre) d'une longueur minimale d'1,5m. La connexion entre le conducteur de terre et le piquet doit être protégée contre la corrosion, avec de la graisse par exemple (voir figure 18).

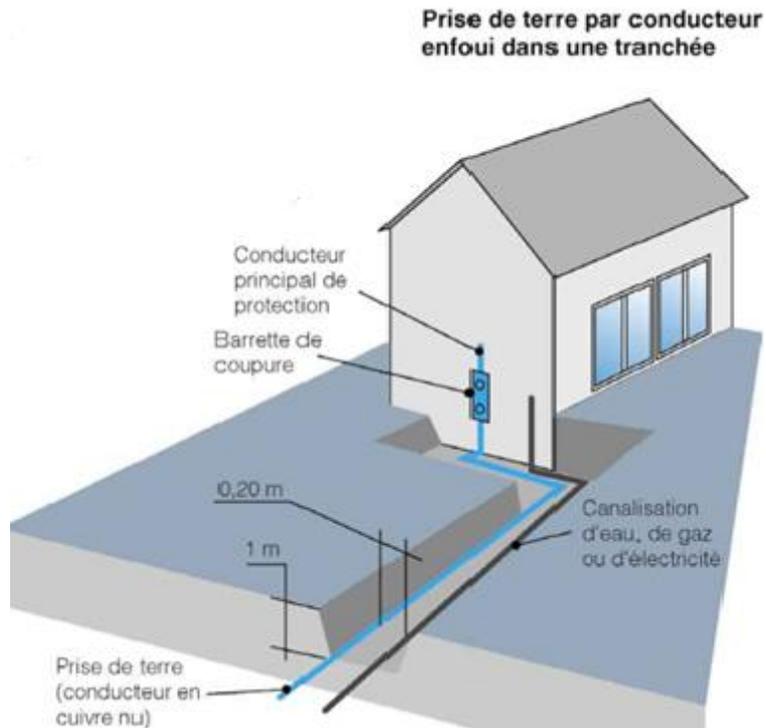


Figure 17: la prise de terre en tranchée

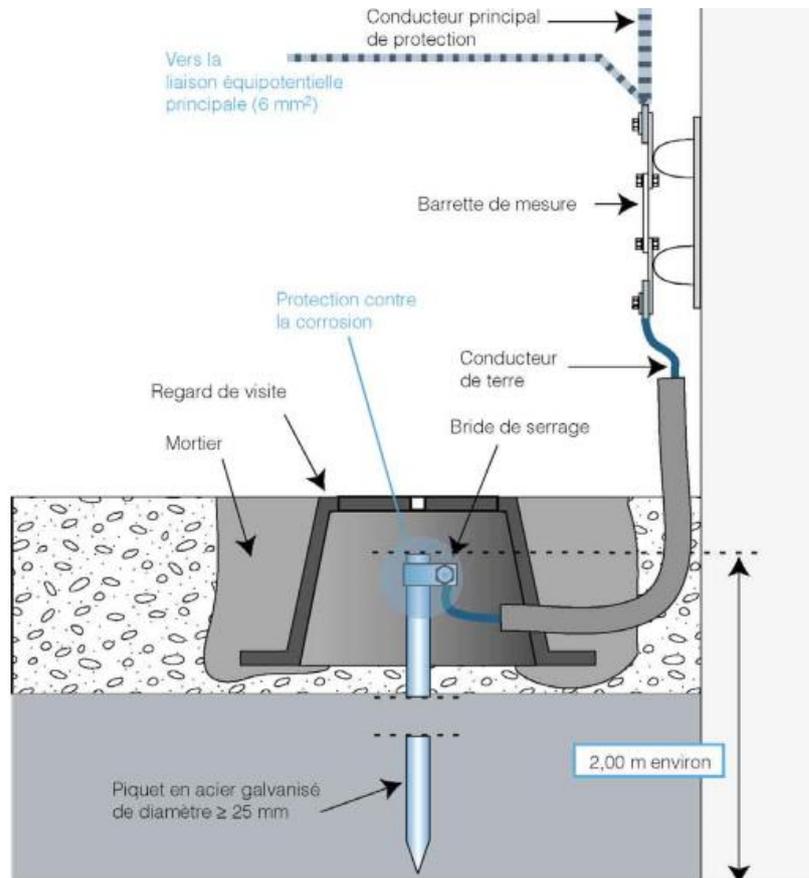


Figure 18 : Réalisation d'un piquet de terre

Partie courant continu

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des modules et supports (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection, elle-même reliée à la terre. Ces structures métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nus ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. Le câblage du conducteur équipotentiel des modules PV est réalisé conformément aux dispositions du guide UTE C 15 712 (voir figure 19) et s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6mm^2 , de couleur vert-jaune.

La mise à la terre d'installation avec onduleurs et de circuits 110/230 Vac implique la connexion de tous les boîtiers, de toutes les enveloppes métalliques et de la borne négative de la batterie à une borne de terre, elle-même reliées à un piquet de terre.

Partie courant alternatif

Les masses métalliques des récepteurs sont reliées à une liaison équipotentielle qui est elle-même reliée à la terre conformément aux exigences de la NFC 15-100.

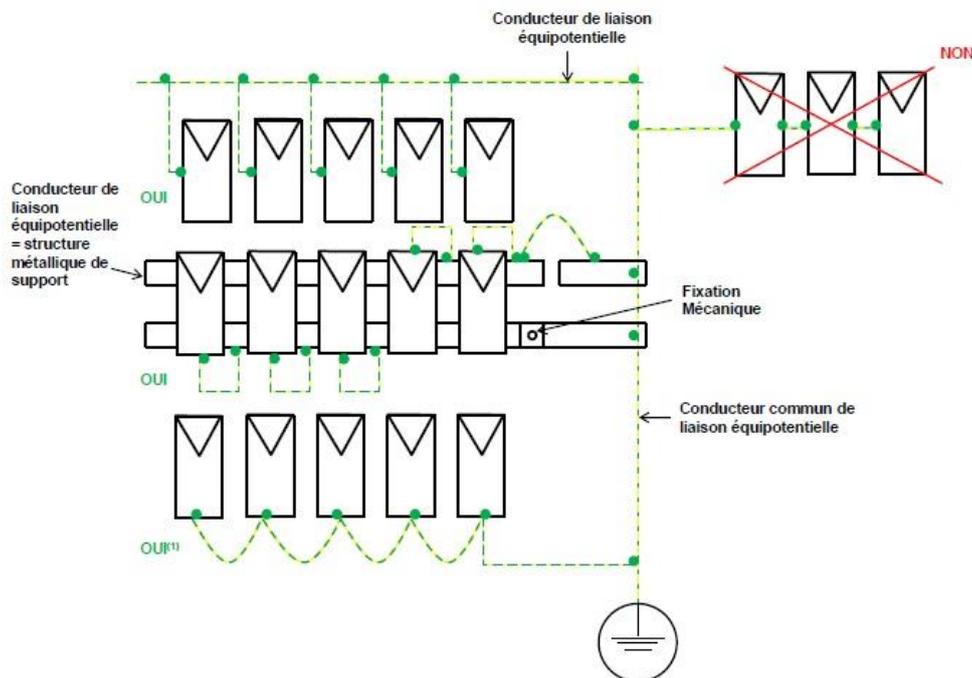


Figure 19: Connexion de la structure au conducteur équipotentiel

VII.1.5- Choix du parafoudre

Le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage des parafoudres de classe II pour toute la partie DC comme le montre le tableau 5 extrait du même guide.

Tableau 15: Choix du type de parafoudre en fonction du niveau kéraunique

Caractéristique de l'installation	Nk ≤ 25		Nk > 25	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2 ⁽²⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

Les parafoudres doivent protéger l'ensemble de l'installation (le champ PV et l'onduleur). Le guide UTE C 15-712 recommande pour une longueur inférieure à 10 m entre le champ PV et l'onduleur d'installer le parafoudre au sein de l'armoire DC au plus près de l'onduleur. Au-delà de cette distance il convient d'installer un second parafoudre au plus près des modules PV.

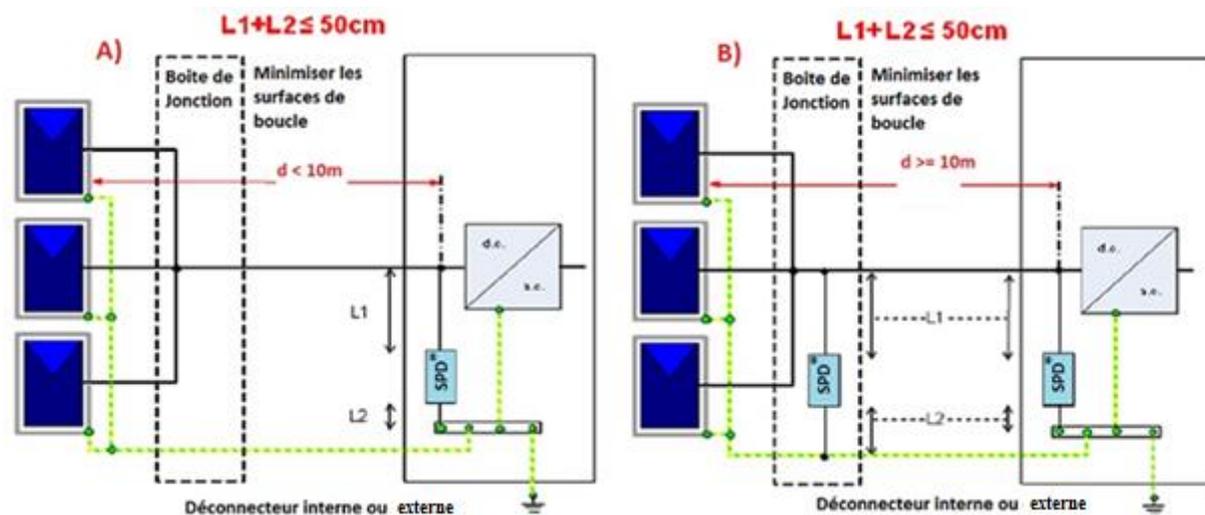


Figure 20: Mise en œuvre des parafoudres DC en fonction de la distance

Le constructeur CITELE a développé une gamme de parafoudres PV pour sites isolés. Le choix se fait en suivant la tension du système. Etant donné que la tension du système est égale à 48V, le parafoudre adéquat est le **DS230-48DC**.

VII.2- Calculs de la section de câble et de la chute de tension

Ce paragraphe décrit comment dimensionner les câbles pour limiter la chute de potentiel entre les différentes extrémités.

Une chute de tension est une perte de tension provoquée par la résistance de grandes longueurs de câbles. Une chute de tension implique une perte de puissance dissipée par effet joule, et lorsqu'elle est trop importante elle ne garantit plus le bon fonctionnement des appareils. Le guide UTE C 15 712 fixe la chute de tension maximale acceptable dans la partie DC à 3% (idéalement 1%).

Les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

La chute de tension est obtenue par la formule

$$\Delta V(V) = \frac{2 \cdot \varphi \cdot L \cdot I}{S} \quad (17)$$

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

L : longueur du câble (m) aller simple

S : section du câble (mm^2)

I : intensité (A)

Les valeurs obtenues sont résumées dans le tableau 15.

Tableau 16: Chute de tension des différents tronçons et sections de câbles

Description câble	Type de câble	Matériau	Résistivité	Distance simple	Niveau de tension	Intensité	Section de câble retenue	Chute de tension	
								V	%
		-	($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	m	V	A	mm^2		
PV module to BJ	PV 1000F - 4 mm^2	Cuivre	0,017	4,0	89,9	8,3	4,0	0,3	0,3%
BJ1 to CC1	H07-RNF 16 mm^2	Cuivre	0,017	6,9	89,9	33,4	16,0	0,5	0,5%
BJ2 to CC2	H07-RNF 16 mm^2	Cuivre	0,017	9,5	89,9	33,4	16,0	0,7	0,7%
BJ3 to CC3	H07-RNF 16 mm^2	Cuivre	0,017	13,3	89,9	33,4	16,0	0,9	1,0%
Charge controller to battery bank bus	H07-RNF 35 mm^2	Cuivre	0,017	5,0	48,0	70,0	35,0	0,3	0,7%
Batteries to inverter	H07-RNF 50 mm^2	Cuivre	0,017	5,0	48,0	166,7	50,0	0,6	1,2%

VIII- Schéma de principe de la centrale

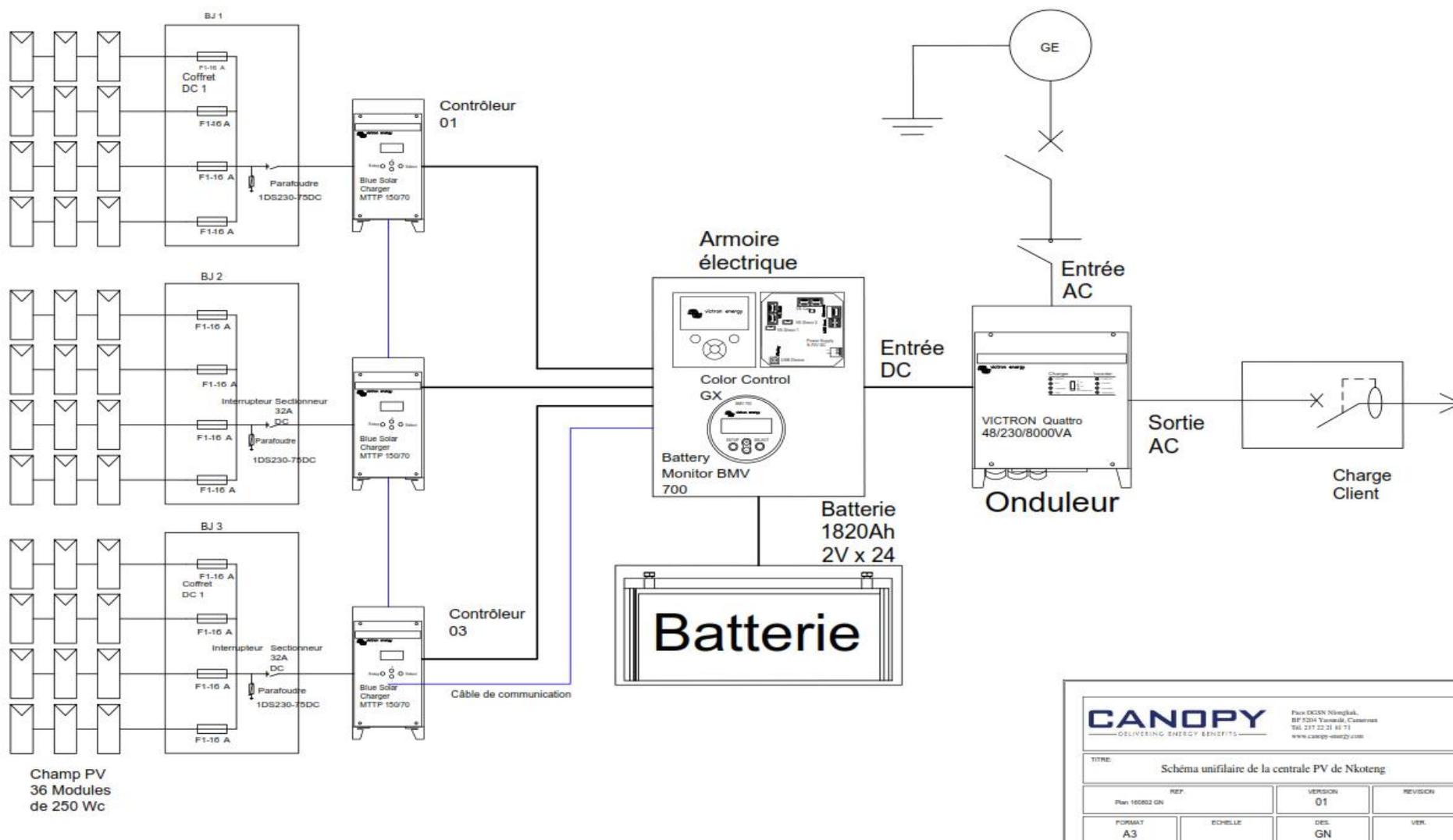


Figure 21: Schéma électrique général de la centrale de Nkoteng

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Le Générateur PV est constitué de 36 modules en silicium poly-cristallin d'une puissance crête de 250 W chacun. La puissance crête du générateur PV est ainsi égale à 9 kWc. Les modules seront posés sur trois structures de 12 modules en acier. Ils seront orientés plein sud avec une inclinaison de 9° par rapport à l'horizontal. Sous les trois structures des trois groupes de modules, nous avons disposé des boîtiers de jonctions équipés d'un parafoudre contre les surtensions d'origine atmosphérique, de fusibles gPV pour la protection des chaînes de module contre les courants inverses et d'interrupteur sectionneur pour isoler le champ PV du reste de l'installation. Des boîtiers de jonctions on arrive aux régulateurs (ou contrôleurs) de charge Blue Solar MPPT 150/70 dont les rôles sont :

- De déterminer le point de puissance maximale du générateur PV
- Protéger les batteries en limitant le courant d'entrée dans le cas d'une tension suffisamment élevée, mais également contre les décharges profondes

Le parc de batteries est constitué d'un ensemble de 24 batteries tubulaires à électrolyte liquide de tension totale 48 V et d'une capacité égale à 1820 Ah.

L'installation prévoit un GE de 30 kVA/24 kW/50 Hz pour la charge des batteries lorsque la production PV ne le permet pas et pour l'alimentation exclusive de gros récepteurs (sauna, pompe et lits de massage).

Le système de monitoring est constitué d'un Color Control fixé dans l'armoire DC qui permet d'obtenir les paramètres de la centrale (puissance instantanée délivrée par le champ PV) et du contrôleur de batterie BMV-700 qui permet de mesurer la tension de la batterie et le courant de charge/décharge.

Le cœur du système c'est bien l'onduleur chargeur de 8000 VA/230V-50Hz qui permet non seulement de transformer la puissance DC des batteries en courant AC pour les charges, mais aussi de transformer le courant AC fourni par le GE en courant DC pour la charge des batteries.

Il gère toute l'installation et commande la mise en marche et l'arrêt du GE. Il dispose de sorties AC, la première qui est alimentée continuellement et limitée à 4 kW, la seconde qui est alimentée uniquement lorsque le GE est en marche.

Il est protégé par un fusible de calibre 200 A et l'interrupteur sectionneur 400 A permet d'assurer la coupure d'urgence de l'installation.

Chapitre III : Analyse technico-économique

I- Introduction

Dans ce chapitre, nous ferons une analyse économique comparative des architectures GE seul et PV/GE avec stockage. Nous évaluerons la rentabilité financière du système mais également les émissions de CO₂ et autres GES. Nous présenterons également de façon détaillée les résultats de la simulation de l'architecture retenue.

L'évaluation de la rentabilité d'un projet passe par la connaissance des éléments suivants :

- **L'investissement initial**

Le coût initial prend en compte le coût d'achat du matériel plus les frais d'installation.

- **Les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) des différents composants**

Les composants d'une installation photovoltaïque sont immobiles et nécessitent donc peu d'entretien. Le coût de maintenance d'installations de l'ordre du kilo watt crête (1.000 Wc) est évalué annuellement à près de 1% de l'investissement initial [27].

Les frais d'exploitation du générateur diesel comprennent l'ensemble des frais mobilisés pour le fonctionnement (frais de vidange et frais de réparation en cas de panne) à l'exception des frais de carburant. Ils sont évalués à 0,23\$/h soit 131,1 FCFA/h.

- **Le prix du litre de carburant**

Le prix du litre de gasoil tenant compte des frais supplémentaires dû au transport et au stockage nous a été communiqué par la direction du site et est de 684 FCFA/litre.

- **Coût de remplacement des composants.**

Les frais de remplacement interviennent chaque fois qu'un composant doit être remplacé c.-à-d. à la fin de la durée de vie de l'équipement concerné.

L'analyse se fera sur le logiciel Homer qui est aujourd'hui un logiciel de référence dans l'étude de la rentabilité des projets avec énergie renouvelable. En supposant un certain nombre d'hypothèses, et après avoir insérer tous les paramètres et contraintes techniques Homer va simuler le fonctionnement de la centrale pour produire des données financières, techniques et

également environnementales en privilégiant l'optimisation économique pour répondre à une question au final : *Quel est d'un point de vue économique, l'architecture optimale d'un système de production d'électricité (hybride photovoltaïque / groupe électrogène ou groupe électrogène seul) compte tenu des besoins en électricité ?*

II- Hypothèses

Pour le calcul sur Homer, nous supposons un certain nombre de paramètres :

- Les coûts fixes d'exploitation et de maintenance ont été évalués à 570 000 FCFA/an. Ces coûts intègrent le salaire mensuel d'un technicien et l'achat éventuel de composants
- La durée de vie du projet est fixée à 25 ans.
- Durée de vie du GE est de 15 000 heures
- Cout d'acquisition du GE 7.381.500 FCFA
- Cout d'acquisition du banc batterie 16 071 720 FCFA
- Frais d'exploitation et de maintenance du banc de batterie (1% coût d'acquisition) 160 717,2 FCFA
- Cout d'acquisition du champ PV 6 300 210 FCFA
- Frais d'exploitation et de maintenance du champ PV (1% du coût d'acquisition) 63 000 FCFA
- Un taux de variation journalier de 10% sur les profils de charge a été admis.
- Taux de change 1\$ = 570 FCFA

III- Résultats de la simulation

III.1- Données financières

	PV (kW)	Label (kW)	H1820	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	9	24	24	4	\$ 55,644	15,426	\$ 220,312	0.711	0.35	9,869	3,037	20.0
		24	24	4	\$ 44,591	17,256	\$ 228,792	0.739	0.00	11,456	3,047	17.6
		24			\$ 12,950	40,124	\$ 441,265	1.425	0.00	27,208	8,760	
	9	24		4	\$ 27,448	39,670	\$ 450,913	1.456	0.17	26,622	8,709	

Figure 22: Liste des configurations les plus économiques

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

La figure 22 est le résultat de la simulation sur Homer. Elle classe chaque architecture en fonction du coût sur la durée de vie du projet. Elle présente également plusieurs paramètres, les frais d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, le prix du kWh, le taux de pénétration PV, la consommation en carburant, le temps de fonctionnement du GE et la durée de vie des batteries. Homer dresse en outre ainsi un classement des architectures ayant un coût du kWh le plus bas. Le système le plus économique est donc l'architecture PV/GE avec stockage. On remarque ainsi que cette architecture offre un coût du kWh le plus bas soit 405,27 FCFA contre 812,25 FCFA pour le GE seul. Si ce coût du kWh paraît bas il reste bien loin des 50 FCFA/kWh que propose le gestionnaire de réseau public, il reste toutefois attractif compte tenu du fait qu'il ne bénéficie pas des mêmes subventions garanties par l'Etat.

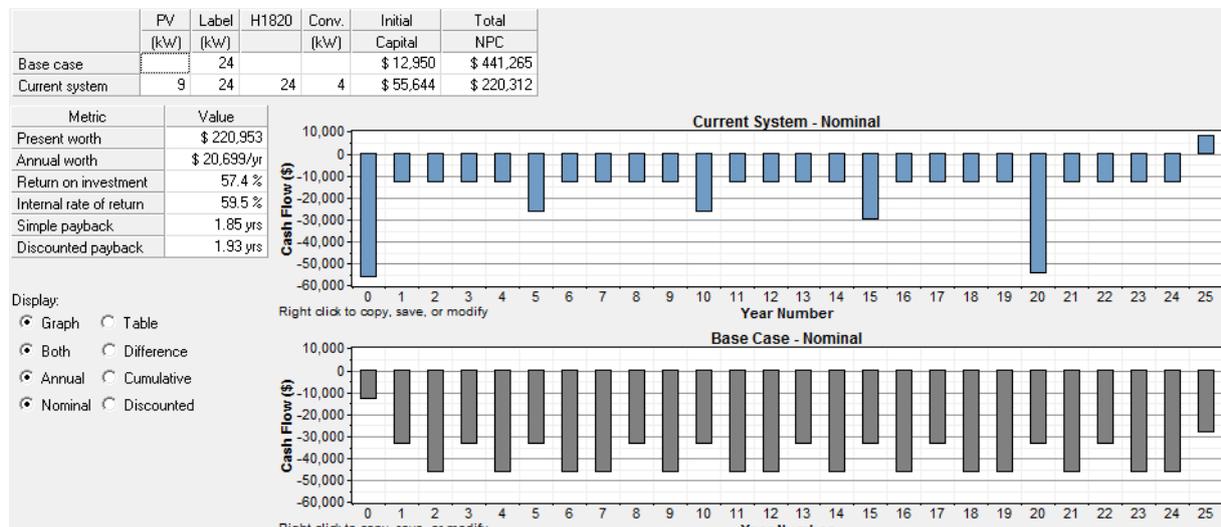


Figure 23: Analyse comparative des systèmes GE seul- PV/GE stockage

En comparant le système PV/GE avec stockage au GE tout seul, il apparaît que si les frais initiaux qui représentent les dépenses à l'année 0, sont naturellement plus bas pour la seconde configuration (GE seul) soit **7 381 500 F CFA** contre **31 717 080 F CFA** pour la première, les frais d'exploitation sont prohibitifs pour l'architecture GE seul ainsi il faut compter sur **22 870 680 FCFA** chaque année contre **8 792 820 FCFA** pour l'architecture hybride avec unité de stockage. Ainsi grâce aux économies de carburant réalisées on remarque que le temps de retour sur investissement est d'à peine deux ans $t_r = 1,85 \text{ ans}$. Sur toute la durée de vie du projet l'ensemble des dépenses engagées (frais d'exploitation et le capital d'investissement) s'élèvent à hauteur de **251 521 050 F CFA** pour le GE seul contre **125 577 840 F CFA** pour l'architecture PV/GE avec stockage, soit des économies de **125 943 210 FCFA**.

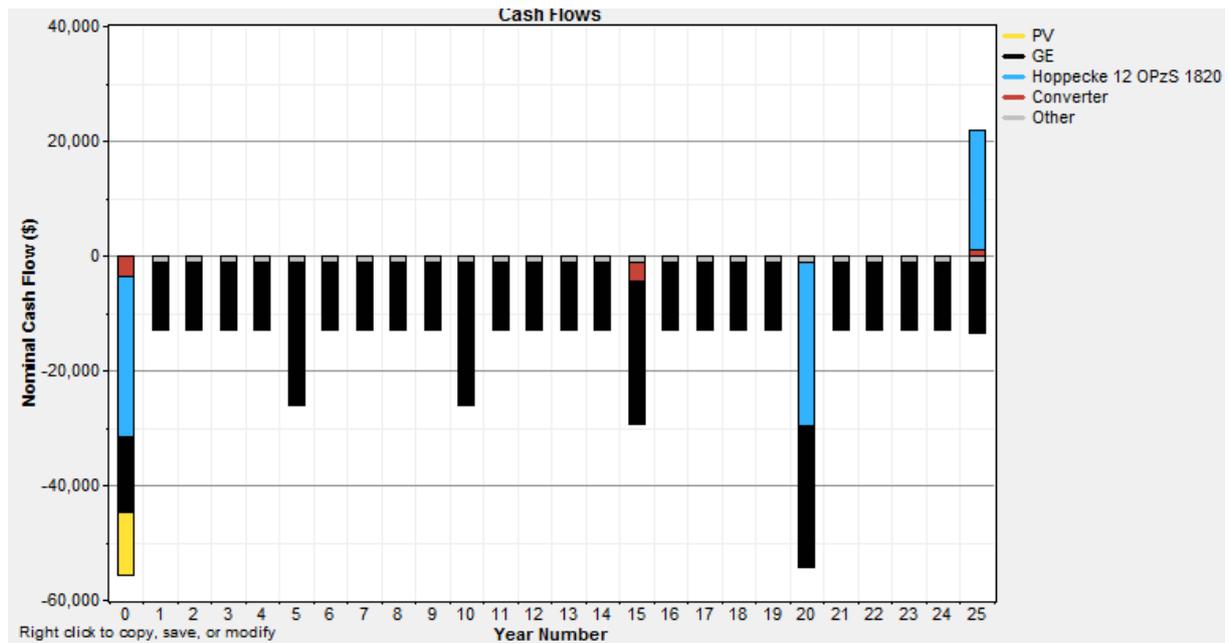


Figure 24: Répartition des frais sur la durée de vie du projet

En se penchant de plus près sur la répartition des dépenses on remarque bien qu'à partir de l'année 1 le flux négatif des dépenses correspond bien aux frais d'exploitation annuels du système. En l'année 5 on remarque une nette augmentation qui correspond aux frais de remplacement du GE. En effet sa durée de vie est d'environ cinq ans, En l'année 15 s'ajoute aux frais d'exploitation le remplacement du GE et de l'onduleur dont la durée de vie est de 15 ans. Au cours de l'année 20 intervient le remplacement du banc de batterie additionné au remplacement quinquennal du GE et les frais annuels d'exploitation. A la fin de la vie du projet le flux positif représente la valeur restante des batteries et de l'onduleur.

III.2- Données environnementales

En se basant sur les données fournies par le tableau 17 il est évident qu'en réduisant le temps de fonctionnement du GE en y adjoignant un générateur PV et des unités de stockage, on rejette beaucoup moins de matières polluantes (CO₂ et autres GES) issues de la combustion du gasoil. En effet la combustion d'un litre de gasoil rejette en moyenne 2,67 kg de CO₂ [28] en réduisant la consommation en gasoil de trois fois moins, de 27 208 litres/an pour le GE seul à 9 869 litres/an pour l'architecture PV/GE on limite également de trois fois moins la quantité de CO₂ rejetée dans l'atmosphère pour obtenir les valeurs de 25 989 kg/an contre 71 647 kg/an.

Tableau 17: Tableau comparatif des émissions de CO2 et autres GES

Polluant	Emissions (kg/yr) PV/GE avec stockage	Emissions (kg/yr) GE seul
Carbon dioxide	25 989	71 647
Carbon monoxide	64.1	177
Unburned hydrocarbons	7.11	19,6
Particulate matter	4.84	13,3
Sulfur dioxide	52.2	144
Nitrogen oxides	572	1578

III.3- Données techniques

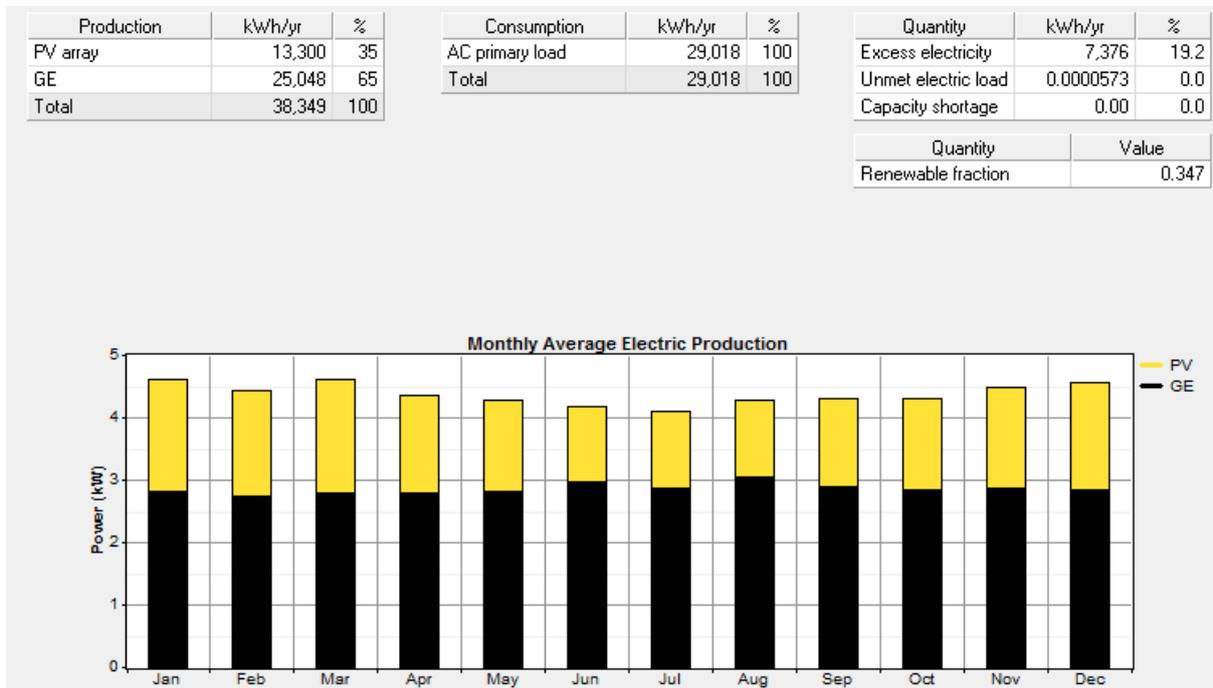


Figure 25: Production électrique du GE et du champ PV

Les résultats de la simulation sur Homer nous permettent de prédire la production électrique. Ainsi on peut voir sur la figure 26 que le champ PV produit 13 300 kWh/an et le GE 25 048 kWh/an avec un taux de pénétration annuel solaire PV égal à 34.7%. L'énergie annuelle produite est de 38 349 kWh par contre les besoins sont évalués à 29 018 kWh, les pertes 7 376 kWh représentent 19,23% de l'énergie produite. Des données qui devront être confrontées avec les relevés sur site pour y porter un regard critique.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

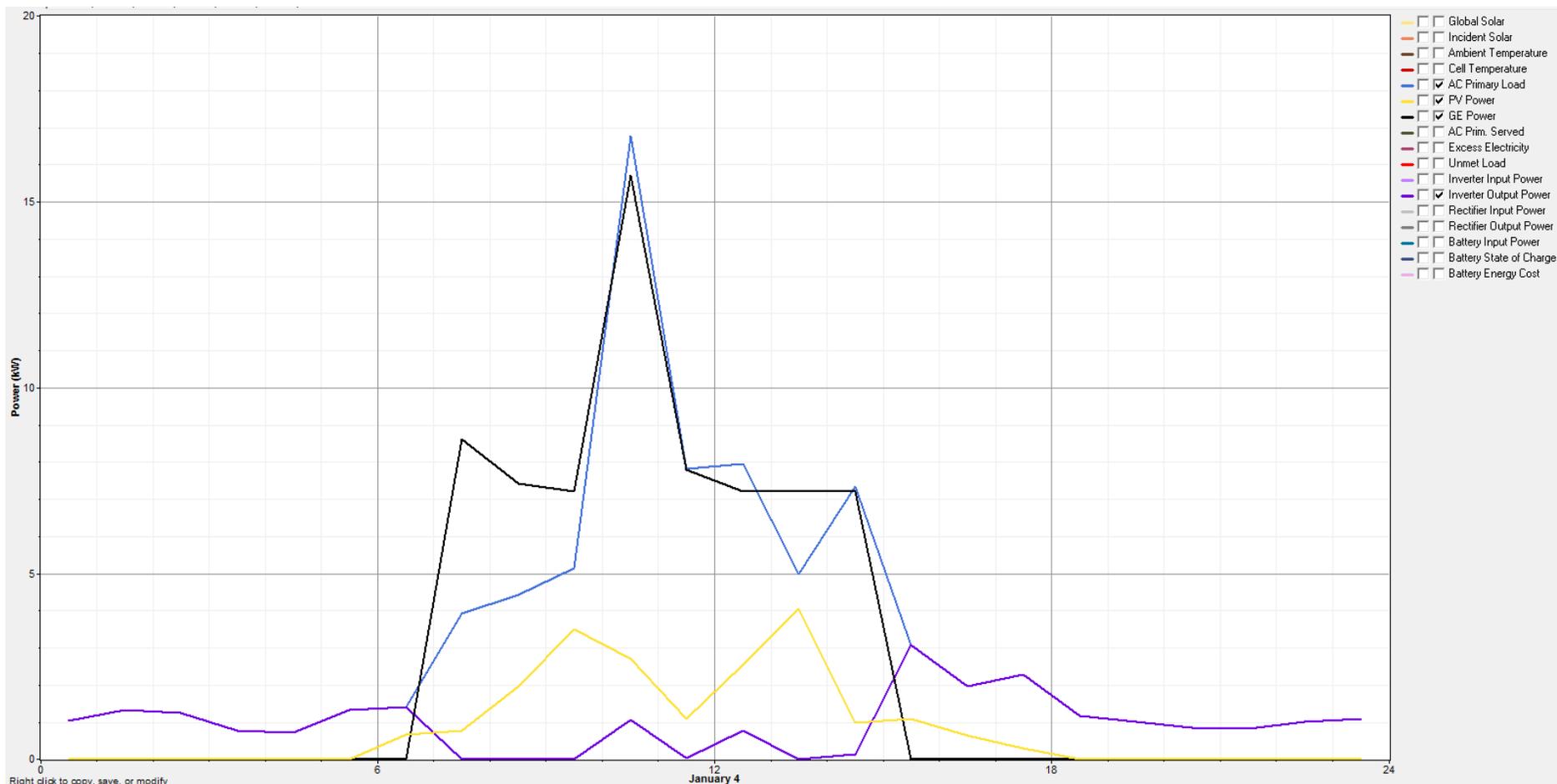


Figure 26: Courbe journalière de fonctionnement pour un jour ensoleillé

Homer permet également d'obtenir des données sur le fonctionnement journalier du système. L'on remarque à partir de la figure 27 que de 00h à 07h l'ensemble des besoins en énergie principalement l'éclairage extérieur est couvert par les batteries. A partir de 6h la production solaire va charger le banc de batterie. Le GE est mis en marche par le dépassement d'une puissance seuil, un pic de puissance qui de 8.7 kW. La puissance supplémentaire apportée par le GE va couvrir l'ensemble de la demande et la production solaire va permettre de charger les batteries. Lorsque l'appel de puissance retombe à 3 kW, le GE est mis à l'arrêt laissant les batteries assurer la fourniture d'énergie jusqu'au lendemain matin. Le profil de charge exclu l'usage du GE une fois la nuit tombée, un mode de fonctionnement qui offre l'avantage de limiter l'utilisation du GE en journée permettant ainsi d'éviter des gênes éventuelles qu'auraient pu causer la nuisance sonore du GE une fois la nuit tombée.

III.4- Comparaison entre l'architecture hybride PV/GE avec le raccordement au réseau de distribution public

Homer nous permet également de comparer l'architecture hybride au réseau en insérant le coût d'un kilomètre de réseau, les frais d'exploitation et le prix du kilowattheure. Au Cameroun, le cout indicatif d'un kilomètre de réseau monophasé est de sept millions cinq cent mille (7 500 000) F CFA hors taxe selon la société Eneo [29] et le prix social du kilowattheure garanti par l'État est de cinquante (50) F CFA jusqu'à 110 kWh. Nous constatons qu'à partir de 11 km (voir figure 27) le système hybride devient plus rentable que le raccordement au réseau de distribution public. Le site touristique est situé à environ 9 km de la ligne de transport et à une vingtaine de kilomètres du poste de livraison HTA/BT le plus proche. De plus, compte tenu des coupures fréquentes sur le réseau et du temps d'attente relativement long pour le rétablissement du courant l'architecture hybride reste bien la plus attractive.

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage



Figure 27: Comparaison du coût par km entre le réseau et le système hybride

Conclusion

De notre travail qui portait sur l'étude et la conception d'une centrale hybride PV/GE avec stockage pour le site touristique Sanaga Camping , il ressort que partant des différentes hypothèses énoncées, et des contraintes concernant le site (géographie, irradiation, besoins énergétiques) nous avons proposé un système qui contribue à l'amélioration de la qualité d'accès aux services énergétiques et plus globalement des conditions de vie sur site tout en réduisant substantiellement les gaz à effet de serre.

En effet, l'amélioration des services énergétiques repose sur un choix d'architecture lors du dimensionnement permettant la couverture des besoins de base (éclairage et petites puissances) par le générateur PV pendant au moins deux jours au cas où le GE serait indisponible. Un choix qui garantit une sécurité dans l'approvisionnement en énergie.

Par ailleurs, l'optimisation économique du fonctionnement de la centrale s'est faite par l'adoption des mesures actives d'efficacité énergétique mais également dans le dimensionnement et le paramétrage du GE. En effet nous avons procédé au remplacement des sources d'éclairage par des luminaires LED moins énergivores. En ce qui concerne le GE son dimensionnement s'est fait à partir de besoins spécifiques (sauna, pompe...) jugés inadaptés pour le PV et son fonctionnement a été conditionné par le dépassement d'un seuil de puissance garantissant un fonctionnement au moins égal à **30% de sa puissance nominale**. Un mode de gestion qui permet de réduire la consommation en carburant du GE, et qui accroît sa durée de vie. La simulation du fonctionnement de la centrale avec le logiciel Homer nous a permis d'avoir une idée précise des économies réalisées. Il en ressort que sur la même durée de vie (25 ans) la centrale hybride permet d'économiser jusqu'à **cent vingt-cinq millions neuf cent quarante-trois mille deux cent dix (125 943 210) FCFA** notamment grâce aux frais de carburant et d'exploitation revus à la baisse comparé à l'architecture GE seul.

De même les bénéfices sont également visibles en ce qui concerne le rejet des GES. En effet pour le seul CO₂ l'architecture hybride rejette près de trois fois moins de quantité de CO₂. On passe ainsi de **71,647 tonnes/an** à **25,989 tonnes/an**.

En synthèse, les travaux de ce mémoire vont servir pour la réalisation d'une centrale hybride PV/GE avec stockage. L'analyse technico-économique sur Homer a été un outil d'aide à la décision pour justifier les investissements. Toutefois, il convient de mettre en place un système efficace de gestion des données qui devront être traitées pour disposer de données

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

contextualisées avec pour objectif de renforcer à moyen terme les capacités locales sur la maîtrise des coûts des SEH.

Recommandations

Les recommandations que nous formulerons ici s'orienteront sur deux axes :

Les recommandations pour la conception des SEH

Les recommandations pour la durabilité des SEH

Avant d'opter pour un SEH PV/GE, il convient de mener des études de préféabilité technico-économique pour comparer les différentes technologies. En effet en raison des capitaux importants à mobiliser pour un SEH il est nécessaire de comparer les technologies GE seul, raccordement au réseau de distribution public et PV/GE avec un taux de couverture solaire d'au moins 30% pour décider d'investir sur une technologie ou une autre. L'analyse peut se faire sur la base de la puissance installée (dans le cas d'un groupe électrogène) pour la conduite des études.

Lorsque l'option hybride est retenue, une attention particulière doit être accordée à la détermination du profil de puissance journalier. Si les puissances peuvent être facilement obtenues, les heures de fonctionnement mais aussi le moment d'utilisation des équipements requiert l'implication des bénéficiaires du projet.

Une fois le bilan énergétique obtenu, il peut être considérablement allégé par la mise en œuvre des mesures d'économie d'énergie, notamment l'achat de matériels électriques performants, l'utilisation d'interrupteur crépusculaire pour l'éclairage extérieur etc...

Le dimensionnement des composants de l'installation tiendra compte non seulement des besoins énergétiques mais également de l'architecture retenue.

Enfin, la mise en place d'un SEH PV/GE induit un degré de complexité plus élevé par rapport à un GE seul. Il est nécessaire de former des opérateurs qui seront chargés :

D'assurer les tâches d'entretien.

D'interpréter les informations affichées par le système de monitoring pour prendre des mesures « primaires »

De plus, toujours pour assurer la pérennité de l'ouvrage un contrat de maintenance doit être signé préférentiellement avec l'installateur du système au-delà de la période de garantie.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] http://afrique.lepoint.fr/economie/point-afrique-actu-energie-emploi-climat-le-new-deal-de-la-bad-29-05-2016-2042825_2258.php?M_BT=1355628491017&m_i=FCwFgmG1AQBkdoPIQmW6JWYCJV0_v%2B1zwovEmtnC7EaOXu6dBnen_ZDfAmlAQna%2BktAMCvr8nBD0TXSGA6Lv1mln2dwFFe#xtor=EPR-6-%5BNewsletter-lepoint-afrique%5D-20160531, page consultée le 30 juillet 2016.
- [2] http://energiespourlafrique.org/fr/Les_enjeux_de_lelectrification_de_lAfrique_685.html, page consultée le 20 juillet 2016.
- [3] <http://www.lefigaro.fr/conjoncture/2013/05/29/20002-20130529ARTFIG00398-plus-d-un-milliard-de-personnes-n-ont-pas-acces-a-l-electricite.php>, page consultée le 14 juillet 2016.
- [4] Is Deen A., Aissatou D. et al (2014), Lutter contre la pauvreté et les changements climatiques, le rôle clé des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Afrique : Recommandations du Réseau Climat & Développement, 36 p.
- [5] Agence internationale de l'énergie (AIE) (2014), Africa energy outlook, International energy agency, Paris, 232p.
- [6] https://twitter.com/EnergiesAfrique/status/777794690573856769/photo/1?ref_src=twsrc%5Etfw, page consultée le 19 septembre 2016.
- [7] Document Stratégique pour la Croissance et l'Emploi (2010)
- [8] Tanguy Bernard, AFD (2010), Etudes d'impact des programmes d'électrification rurale en Afrique subsaharienne, 3, Janvier, 25p.
- [9] Photovoltaic Power Systems Programme de l'AIE (PVPS-AIE), Club des agences et structures en charge de l'électrification rurale (Club-ER) (2013), Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale : Présentation générale et recommandations pour leur déploiement, T9-13, 66p.
- [10] M.K. Deshmukh, S.S. Deshmukh (2008), Modeling of hybrid renewable energy systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12, p235-249.
- [11] SMA, SMA fuel save solutions, 16p.
- [12] SMA (2012), Conference Intersolar.

- [13] Données pour 1985-2010 de Paula Mints, analyste en chef, Programme des Services Solaires, Navigant. 2011 : Basé sur les données actuelles du marché.
- [14] Cours de Centrales thermiques, Paul Compaoré
- [15] Alliance for rural electrification (2011), Hybrid mini-grids for rural electrification : lessons learned, Renewable Energy House, 1, March, 72p.
- [16] Mark Hankins, Installations solaires photovoltaïques autonomes, Conception et installation d'unités non raccordées au réseau, 247p.
- [17] Thibault Barbier, dir. (2013), Optimisation de la stratégie et du dimensionnement des systèmes hybrides éoliens, diesel, batterie pour sites isolés, Ecole polytechnique de Montréal, 89p.
- [18] <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/cameroon>, page consultée en ligne le 07 août 2016.
- [19] Banque Africaine de Développement (Mai 2016), Le « New Deal » pour l'énergie en Afrique.
- [20] Daniel Yamegueu, Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/DIESEL sans batteries de stockage : Validation du concept « FLEXY ENERGY », Thèse de doctorat, 2IE, 184p.
- [21] Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale : Présentation générale et recommandations pour leur déploiement
- [22] B. Wickert, C.V. Nayar et W.B. Lawrance, Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification, International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, pp. 7 - 17,1999.
- [23] L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov, Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables, 4
- [24] PVGIS (c) European Communities, 2001-2012
- [25] Notton G, Muselli M, Louche A. (1996), Autonomous hybrid photovoltaic power plant using a back-up generator : a case study in a Mediterranean Island. Renew Energy ;7(4) :371–91
- [26] Off grid PV power systems System design guidelines, 2012

[27] Manuel d'ingénierie RETScreen (2006), 3e édition, Ressources naturelles Canada

[28] <http://www.econologie.com/emissions-co2-litre-carburant-essence-diesel-ou-gpl/> page consultée le 19 septembre 2016

[29] <https://eneocameroon.cm/index.php/fr/abonnement-contrats-2/devenir-client-2/nouveau-branchement-4> page consultée le 07 novembre 2016

ANNEXES

Annexe 1: liste du matériel pour la réalisation de l'armoire DC

N°	Désignations	Unité	Qté
1	Armoire en Polyester de 800x600x500	U	1
2	Plaque de châssis d'armoire perforé de 800x600	U	1
3	Jeu de barre de 25x5x1750mm (500A)	U	1
4	Isolateurs porcelaine pour fixation des jeux de barre	Ens	8
5	sectionneur 3 P - 400 A DPX-IS 630 – frontale référence 026660 Legrand avec manivelle	Ens	1
6	Cache-bornes tétra-polaire pour interrupteur sectionneur de 300A	U	2
7	fusible MEGA FUSE 200 A/58V	U	2
11	Goulotte LINA de 25x40	U	1
12	Presses étoupes pour câble de 70mm ²	U	2
13	Presses étoupes pour câble de 16mm ²	U	10
14	Presses étoupes pour câble de 50mm ²	U	4
15	Presses étoupes pour câble de 6mm ²	U	2
16	Embouts de couleur rouge de 16mm ²	U	6
17	Embouts de couleur noir de 16mm ²	U	6
18	Embouts de couleur rouge de 70mm ²	U	4
19	Embouts de couleur noir de 70mm ²	U	4
20	Embouts de couleur rouge de 50mm ²	U	2
21	Embouts de couleur noir de 50mm ²	U	2
22	Cosses à œillet de 16-10	U	6
23	Cosses à œillet de 70-10	U	2
24	Cosses à œillet de 35-10	U	6
25	Scotch rouge	U	1
26	Scotch noir	U	1
27	Rail	U	1
28	Bornier de terre	U	1

Annexe 2 : Cadre de devis

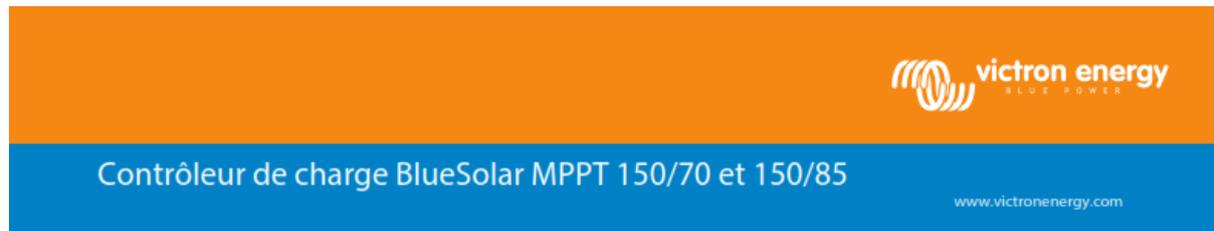
N°	Désignation	Garantie	Unité	TVA applicable	Quantité totale	Prix unitaire (HT)	Prix total (HT)
		année(s)	-	%	#	FCFA	FCFA
1	Batterie : Hoppecke 12 solar.power 1820 OPzS / 2Vdc	1,0	u	0,00%	24	360 800	8 659 200
2	Module PV : Hareon 3BB-HR - Poly 250 Wp / 24 Vnom	10,0	u	0,00%	36	175 000	6 300 000
3	Onduleur PV : Victron Quattro 48/5000/70-100/100	5,5	u	0,00%	1	1 879 665	1 879 665
4	Contrôleur de charge : Victron BlueSolar - MPPT 150 70 Adc / 150 Vdc max	5,5	u	0,00%	3	366 969	1 100 906
5	Câble : Canopy PV1F-Noir - 1P 4 mm ² / 1 m / Copper cores	1,0	ml	0,00%	120	559	67 103
6	Câble : Canopy U1000 R2V - 1P 25 mm ² / 1 m / Copper cores	1,0	ml	0,00%	90	2 258	203 244
7	Câble : Canopy H07 RNF - 1P 25 mm ² / 1 m / Copper cores	1,0	ml	0,00%	30	2 366	70 974
8	Câble : Canopy H07 RNF - 1P 70 mm ² / 1 m / Copper cores	1,0	ml	0,00%	2	6 667	13 335
9	Efficacité énergétique : Canopy Support + tube LED T8/60cm - 11W / 230Vac	0,5	u	19,25%	45	18 000	810 000
10	Efficacité énergétique : Canopy Ampoule LED R63 E27 - 7W / 230Vac	0,5	u	19,25%	42	5 400	226 800
11	Efficacité énergétique : Canopy Douilles E27W / 230Vac	0,5	u	19,25%	72	1 800	129 600
12	Efficacité énergétique : Canopy Ampoule LED E27 - 5W / 230Vac	0,5	u	19,25%	127	4 200	533 400
13	Efficacité énergétique : Canopy Ampoule - LED ø70*135mm 3000K/E27 9 W	0,5	u	19,25%	45	6 179	278 064

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

14	Structure métallique 12 modules au sol	1,0	ens	19,25%	1	2 400 000	2 400 000
15	Local technique, clôture et massifs	1,0	ens	19,25%	1	3 600 000	3 600 000
16	Armoire BOS - Protection DC	1,0	ens	19,25%	1	2 040 000	2 040 000
17	Coffret AC	1,0	ens	19,25%	1	500 000	500 000
18	boitier de jonction 4 strings 50 A/1000V	1,0	u	19,25%	3	378 000	1 134 000
19	Groupe électrogène	1,0	u	19,25%	1	7 384 906	7 384 906
20	Color Control GX Retail	1,0	u	19,25%	1	282 284	282 284
21	Battery monitor BMV 700	1,0	u	19,25%	1	78 475	78 475
19	Installation	1,0	ens	19,25%	1	3 088 000	3 088 000
20	Transport		ens	19,25%	1	1 063 500	1 063 500
Total HT						<i>FCFA</i>	31 292 075
T.V.A.		<i>19,25%</i>				<i>FCFA</i>	2 502 047,24
Total TTC						<i>FCFA</i>	33 794 123

Annexe 3 : Fiches techniques du matériel

Fiche technique contrôleur de charge



Contrôleurs de charge solaire
MPPT 150/70 et 150/85

Tension PV jusqu'à 150 V

Les contrôleurs de charge BlueSolar MPPT 150/70 et 150/85 chargeront une batterie ayant une tension nominale inférieure à partir d'un champ de panneaux PV ayant une tension nominale supérieure. Le contrôleur s'adaptera automatiquement à une tension de batterie nominale de 12, 24, 36 ou 48 V.

Localisation ultra rapide du point de puissance maximale (MPPT - Maximum Power Point Tracking).

Surtout en cas de ciel nuageux, quand l'intensité lumineuse change constamment, un contrôleur ultra-rapide MPPT améliorera la collecte d'énergie jusqu'à 30 % par rapport aux contrôleurs de charge PWM (modulation d'impulsions en durée), et jusqu'à 10 % par rapport aux contrôleurs MPPT plus lents.

Détection avancée du point de puissance maximale en cas de conditions ombrageuses

En cas de conditions ombrageuses, deux points de puissance maximale ou plus peuvent être présents sur la courbe de tension-puissance.

Les MPPT conventionnels ont tendance à se bloquer sur un MPP local, qui ne sera pas forcément le MPP optimal.

L'algorithme novateur du BlueSolar maximisera toujours la récupération d'énergie en se bloquant sur le MPP optimal.

Efficacité de conversion exceptionnelle

Efficacité maximale dépassant les 98 %. Courant de sortie total jusqu'à 40°C (104°F).

Algorithme de charge souple

Plusieurs algorithmes préprogrammés sont disponibles. Un algorithme programmable par utilisateur.

Égalisation manuelle ou automatique.

Sonde de température de batterie. Sonde de tension de batterie en option.

Relais auxiliaire programmable

À des fins d'alarme ou de démarrage d'un groupe électrogène

Protection électronique étendue

Protection contre la surchauffe et réduction de l'alimentation en cas de température élevée.

Protection contre la polarité inversée PV et les courts-circuits PV.

Protection contre l'inversion de courant.

Bus CAN

Pour configurer en parallèle jusqu'à 25 unités, pour raccorder un tableau de commande ColorControl, ou pour raccorder à un réseau Bus CAN.

Contrôleur de charge BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tension de batterie nominale	Sélection automatique 12 / 24 / 36 / 48 V	
Courant de charge nominal	70A @ 40°C (104°F)	85A @ 40°C (104°F)
Puissance d'entrée maximale du champ de panneaux photovoltaïques 1)	12 V : 1000W / 24 V 2000W / 36V 3000W / 48V 4000W	12 V : 1200W / 24 V 2400W / 36V 3600W / 48V 4850W
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V maximum absolu dans les conditions les plus froides 145 V maximum pour le démarrage et le fonctionnement	
Tension PV minimale	Tension de batterie + 7 Volt pour démarrer	Tension de batterie + 2 Volt en fonctionnement
Consommation d'énergie en mode veille	12 V : 0,55W / 24 V 0,75W / 36V 0,90W / 48V 1,00W	
Efficacité à pleine charge	12 V : 95% / 24V : 96,5% / 36V : 97 % / 48 V : 97,5%	
Charge d'absorption	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V	
Charge float	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8V	
Charge d'égalisation	15,0 / 30,0 / 45 / 60 V	
Sonde de température de batterie à distance	Oui	
Configuration par défaut de la compensation de température	-2,7 mV/°C par cellule de batterie de 2 V	
on/off à distance.	Non	Oui
Relais programmable	DPST Puissance nominale CA : 240 VCA/4 A	Puissance nominale CC : 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 60 VCC
Port de communication	VE.Can : Deux connecteurs RJ45 en parallèle, protocole NMEA2000	
Fonctionnement en parallèle	Oui, avec VE.Can. 25 unités max. en parallèle	
Température d'exploitation	-40°C à 60°C avec réduction de courant de sortie au-dessus de 40°C	
Refroidissement	Convection naturelle	Assisté par ventilateur silencieux
Humidité (sans condensation)	Max. 95%	
Taille de la borne	35 mm ² / AWG2	
Matériel et Couleur	Aluminium, bleu RAL 5012	
Classe de protection	IP20	
Poids	4,2 kg	
Dimensions (h x l x p)	350 x 160 x 135 mm	
Montage	Montage au mur vertical Seulement à l'intérieur	
Sécurité	EN60335-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) Si une puissance solaire supérieure est connectée, le contrôleur limitera la puissance d'entrée au maximum défini.

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Pays-Bas
Téléphone général : +31 (0)36 535 97 00 | Fax : +31 (0)36 535 97 40
E-mail : sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Fiche technique Onduleur



Quattro inverter / charger

3kVA - 10kVA Lithium Ion battery compatible www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
24/3000/70-50/30

Two AC inputs with integrated transfer switch
The Quattro can be connected to two independent AC sources, for example shore-side power and a generator, or two generators. The Quattro will automatically connect to the active source.

Two AC Outputs
The main output has no-break functionality. The Quattro takes over the supply to the connected loads in the event of a grid failure or when shore/generator power is disconnected. This happens so fast (less than 20 milliseconds) that computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption. The second output is live only when AC is available on one of the inputs of the Quattro. Loads that should not discharge the battery, like a water heater for example, can be connected to this output.

Virtually unlimited power thanks to parallel operation
Up to 10 Quattro units can operate in parallel. Ten units 48/10000/140, for example, will provide 90kW / 100kVA output power and 1400 Amps charging capacity.

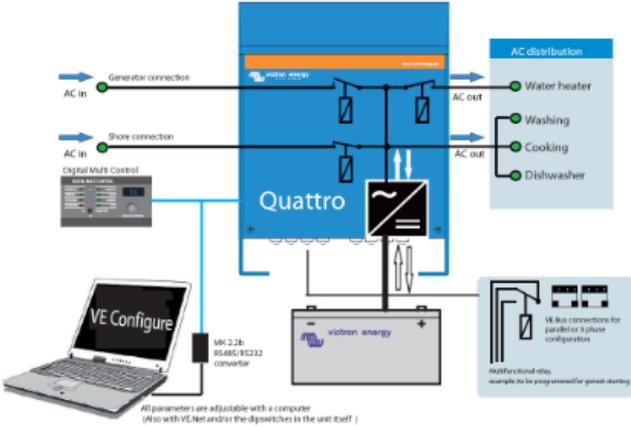
Three phase capability
Three units can be configured for three-phase output. But that's not all: up to 10 sets of three units can be parallel connected to provide 270kW / 300kVA inverter power and more than 4000A charging capacity.

PowerControl – Dealing with limited generator, shore-side or grid power
The Quattro is a very powerful battery charger. It will therefore draw a lot of current from the generator or shore side supply (16A per 5kVA Quattro at 230VAC). A current limit can be set on each AC input. The Quattro will then take account of other AC loads and use whatever is spare for charging, thus preventing the generator or shore supply from being overloaded.

PowerAssist – Boosting shore or generator power
This feature takes the principle of PowerControl to a further dimension allowing the Quattro to supplement the capacity of the alternative source. Where peak power is so often required only for a limited period, the Quattro will make sure that insufficient shore or generator power is immediately compensated for by power from the battery. When the load reduces, the spare power is used to recharge the battery.

Solar energy: AC power available even during a grid failure
The Quattro can be used in off grid as well as grid connected PV and other alternative energy systems.

System configuring has never been easier
After installation, the Quattro is ready to go. If settings have to be changed, this can be done in a matter of minutes with a new DIP switch setting procedure. Even parallel and 3-phase operation can be programmed with DIP switches: no computer needed! Alternatively, VE.Net can be used instead of the DIP switches. And sophisticated software (VE.Bus Quick Configure and VE.Bus System Configurator) is available to configure several new, advanced, features.



All parameters are adjustable with a computer (Also with VE.Net and/or the dipswitches in the unit itself)

Quattro	12/3000/120-50/30 24/3000/70-50/30	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100
PowerControl / PowerAssist	Yes			
Integrated Transfer switch	Yes			
AC inputs (2x)	Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 – 65 Hz Power factor: 1			
Maximum feed through current (A)	50 / 30	2x100	2x100	2x100
INVERTER				
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V			
Output (1)	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1%			
Cont. output power at 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000
Cont. output power at 25 °C (W)	2500	4500	7000	9000
Cont. output power at 40 °C (W)	2200	4000	6300	8000
Peak power (W)	6000	10000	16000	20000
Maximum efficiency (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96
Zero-load power (W)	15 / 15	25 / 25 / 25	30 / 35	35
Zero load power in AES mode (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	25 / 30	30
Zero load power in Search mode (W)	4 / 5	5 / 5 / 6	8 / 10	10
CHARGER				
Charge voltage 'absorption' (V DC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6
Charge voltage 'float' (V DC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2
Storage mode (V DC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8
Charge current house battery (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140
Charge current starter battery (A)	4 (12V and 24V models only)			
Battery temperature sensor	Yes			
GENERAL				
Auxiliary output (A) (5)	25	50	50	50
Programmable relay (6)	1x	3x	3x	3x
Protection (2)	a-g			
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration			
General purpose com. port (7)	1x	2x	2x	2x
Remote on-off	Yes			
Common Characteristics	Operating temp.: -40 to +50 °C Humidity (non condensing): max. 95%			
ENCLOSURE				
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP 21			
Battery-connection	Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections)			
230 V AC-connection	Screw terminals 13 mm ² (6 AWG)	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6
Weight (kg)	19	34 / 30 / 30	45/41	45
Dimensions (hwxwd in mm)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280
STANDARDS				
Safety	EN 60335-1, EN 60335-2-29			
Emission, Immunity	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1			
1) Can be adjusted to 60 Hz; 120 V 60 Hz on request	3) Non linear load, crest factor 3:1			
2) Protection key:	4) At 25 °C ambient			
a) output short circuit	5) Switches off when no external AC source available			
b) overload	6) Programmable relay that can a. o. be set for general alarm, DC undervoltage or genset start/stop function			
c) battery voltage too high	AC rating: 230V/4A			
d) battery voltage too low	DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
e) temperature too high	7) A. o. to communicate with a Lithium Ion battery BMS			
f) 230 VAC on Inverter output				
g) Input voltage ripple too high				



Digital Multi Control Panel

A convenient and low cost solution for remote monitoring, with a rotary knob to set Power Control and Power Assist levels.



Blue Power Panel

Connects to a Multi or Quattro and all VE.Net devices, in particular the VE.Net Battery Controller.

Graphic display of currents and voltages.



Computer controlled operation and monitoring

Several interfaces are available:

- **MK2.2 VE.Bus to RS232 converter**
Connects to the RS232 port of a computer (see 'A guide to VEConfigure')
- **MK2-USB VE.Bus to USB converter**
Connects to a USB port (see 'A guide to VEConfigure')
- **VE.Net to VE.Bus converter**
Interface to VE.Net (see VE.Net documentation)
- **VE.Bus to NMEA 2000 converter**
- **Victron Global Remote**

The Global Remote is a modem which sends alarms, warnings and system status reports to cellular phones via text messages (SMS). It can also log data from Victron Battery Monitors, Multi's, Quattro's and Inverters to a website through a GPRS connection. Access to this website is free of charge.

- **Victron Ethernet Remote**

To connect to Ethernet.

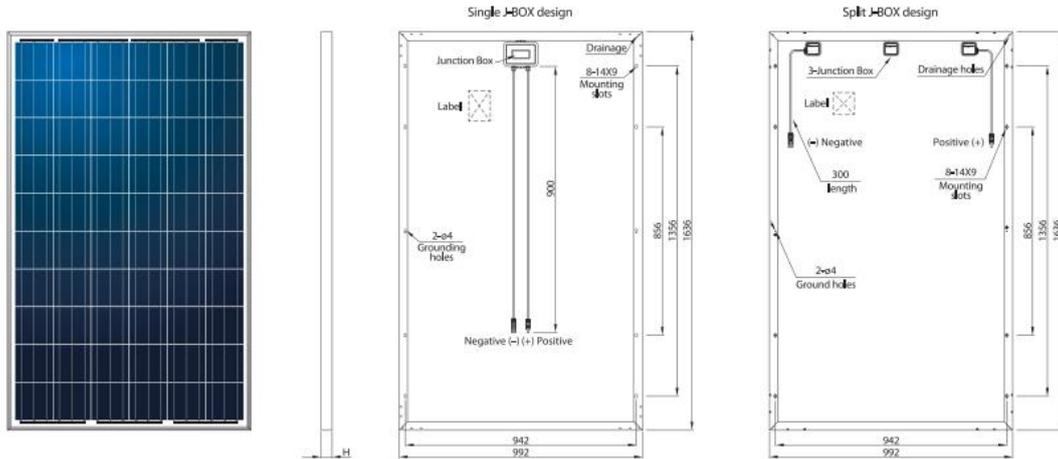


BMV Battery Monitor

The BMV Battery Monitor features an advanced microprocessor control system combined with high resolution measuring systems for battery voltage and charge/discharge current. Besides this, the software includes complex calculation algorithms, like Peukert's formula, to exactly determine the state of charge of the battery. The BMV selectively displays battery voltage, current, consumed Ah or time to go. The monitor also stores a host of data regarding performance and use of the battery.

Several models available (see battery monitor documentation).

Fiche technique Module PV



Customized cable length available upon request.

MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	156x156 Poly
Weight (kg)	19.0/19.3
Dimensions (LxWxH) (mm)	1636x992x35/40
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	60(6x10)
No. of Diodes	3

QUALIFICATION

Max. System Voltage	1000VDC
Temperature Cycling Range	-40°C~+85°C
Max. Series Fuse	15 A
Max. Wind Load / Max. Snow Load	2400Pa / 5400Pa
Damp Heat Test	85°C and 85% relative humidity for 1000h
Hot Spot Free	100%EL inspection before and after lamination

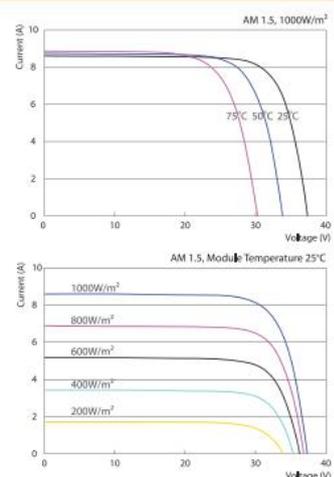
PACKING CONFIGURATION

MODULE SIZE	CONTAINER	20'GP	40'HC
1636x992x35	Pieces Per Pallet	30	30
	Pallets Per Container	6	28
	Pieces Per Container	180	840
1636x992x40	Pieces Per Pallet	25	25
	Pallets Per Container	6	28
	Pieces Per Container	150	700

ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	HR-240W	HR-245W	HR-250W	HR-255W	HR-260W	HR-265W	
STC AM 1.5, 1000W/m ² , Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W)	240	245	250	255	260	265
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	29.67	29.88	29.98	30.25	30.51	30.71
	Max. Power Current / Imp (A)	8.09	8.20	8.34	8.43	8.52	8.63
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	37.25	37.34	37.41	37.54	37.65	37.81
	Short Circuit Current / Isc (A)	8.48	8.63	8.79	8.94	9.09	9.24
	Module Efficiency (%)	14.79	15.10	15.40	15.71	16.02	16.33
NOCT AM 1.5, 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s	Rated Max. Power at NOCT (W)	173.0	176.7	180.4	184.1	187.5	191.0
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	27.50	27.60	27.70	27.80	27.90	28.00
	Max. Power Current / Imp (A)	6.29	6.40	6.51	6.62	6.72	6.82
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	33.90	34.00	34.10	34.20	34.30	34.45
	Short Circuit Current / Isc (A)	6.86	6.98	7.11	7.23	7.35	7.47
	Module Efficiency (%)	13.32	13.61	13.89	14.18	14.44	14.71
Temperature Coefficient of Pm	-0.44%/°C						
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C						
Temperature Coefficient of Isc	+0.055%/°C						
Nominal Operating Cell Temperature	45°C±3°C						
Output Tolerance	0~5W						

265W CURVES



LINEAR WARRANTY

No more than 2.5% peak power degradation in	No more than 0.72% peak power degradation in coming	Free from defects of materials and workmanship for
1ST YEAR	24 YEARS	10 YEARS



Specifications in this catalog sheet are subject to technical changes and product innovations. Hareon Solar reserves the right of final interpretation. 2015.06

Fiche technique Groupe électrogène



Groupes électrogènes Cat Olympian 12,5 – 165 kVA

Modèle	GEP13.5	GEP18	GEP22	GEP30
Puissance du courant de secours	13,8 kVA/11 kW	18 kVA/14,4 kW	22 kVA/20 kW	30 kVA/24 kW
Puissance du courant permanent	12,5 kVA/10 kW	16,5 kVA/13,2 kW	17,6 kVA/16 kW	27 kVA/21,6 kW
Tension nominale/fréquence	400 V/50 Hz	400 V/50 Hz	400 V/50 Hz	400 V/50 Hz
Courant nominal I/N ①	20 A/18 A	26 A/23,8 A	36 A/29 A	43 A/39 A
Moteur PERKINS	403	404	404	1103
Capacité du réservoir (en litres) ②	45/45	45/45	45/45	144/230
Consommation approximative (en l/h) aux % de la charge	2,8	3,4	3,9	5,2
Puissance acoustique LwA ③	90	91	91	96
Niveau de pression acoustique dBA ④	85,7	84,6	85,5	86,8
Poids approximatif à sec (kg) ②	396/580	447/641	460/654	790/1114
Dimension long. x larg. x h en mm:				
Standard	1320 x 552 x 1258	1320 x 552 x 1179	1320 x 552 x 1180	1770 x 714 x 1368
Capot insonorisé	1593 x 900 x 1275	1593 x 900 x 1275	1593 x 900 x 1275	2097 x 950 x 1565

① Courant nominal I
Courant nominal II

Mode courant de secours (Standby), facteur de charge 65%, max. 500 heures de service par année, pas de surcharge possible
Mode courant permanent (Prime), facteur de charge 60-70%, pas de limitation des heures de service, surcharge possible jusqu'à 10% (1 heure pour 12 heures de fonctionnement)

② Standard ouvert/avec capot insonorisé
③ Avec capot insonorisé
④ A 7 m de distance et à 75% de charge, avec capot insonorisé

Les niveaux sonores correspondent à la directive UE 2004/14/EC

Fiche technique batterie

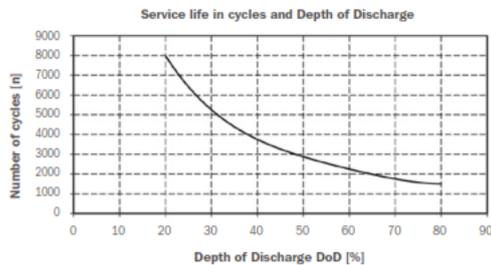


OPzS solar.power

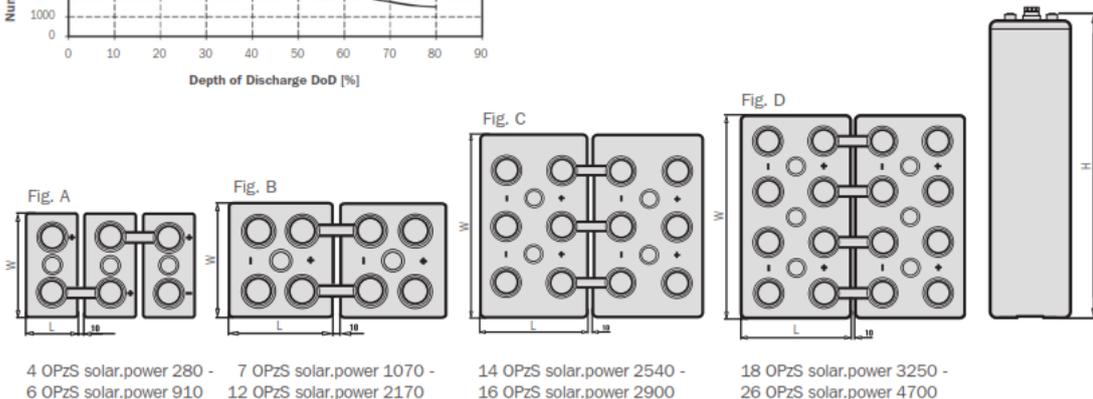
Type overview

Capacities, dimensions and weights

Type	C ₁₀₀ /1.85 V Ah	C ₅₀ /1.85 V Ah	C ₂₄ /1.83 V Ah	C ₁₀ /1.80 V Ah	C ₅ /1.77 V Ah	max. Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	max.* Length L mm	max.* Width W mm	max.* Height H mm	Fig.
4 OPzS solar.power 280	280	265	245	213	182	17.1	4.5	105	208	420	A
5 OPzS solar.power 350	350	330	307	266	227	20.7	5.6	126	208	420	A
6 OPzS solar.power 420	420	395	370	320	273	24.6	6.7	147	208	420	A
5 OPzS solar.power 520	520	490	454	390	345	29.1	8.5	126	208	535	A
6 OPzS solar.power 620	620	585	542	468	414	34.1	10.1	147	208	535	A
7 OPzS solar.power 730	730	685	634	546	483	39.2	11.7	168	208	535	A
6 OPzS solar.power 910	910	860	797	686	590	46.1	13.3	147	208	710	A
7 OPzS solar.power 1070	1070	1002	930	801	691	59.1	16.7	215	193	710	B
8 OPzS solar.power 1220	1220	1145	1063	915	790	63.1	17.3	215	193	710	B
9 OPzS solar.power 1370	1370	1283	1192	1026	887	72.4	20.5	215	235	710	B
10 OPzS solar.power 1520	1520	1425	1325	1140	985	76.4	21.1	215	235	710	B
11 OPzS solar.power 1670	1670	1572	1459	1256	1086	86.6	25.2	215	277	710	B
12 OPzS solar.power 1820	1820	1715	1591	1370	1185	90.6	25.8	215	277	710	B
12 OPzS solar.power 2170	2170	2010	1843	1610	1400	110.4	32.7	215	277	855	B
14 OPzS solar.power 2540	2540	2349	2163	1881	1632	142.3	46.2	215	400	815	C
16 OPzS solar.power 2900	2900	2685	2472	2150	1865	150.9	45.9	215	400	815	C
18 OPzS solar.power 3250	3250	3015	2765	2412	2097	179.1	56.4	215	490	815	D
20 OPzS solar.power 3610	3610	3350	3072	2680	2330	187.3	55.7	215	490	815	D
22 OPzS solar.power 3980	3980	3685	3388	2952	2562	212.5	67.0	215	580	815	D
24 OPzS solar.power 4340	4340	4020	3696	3220	2795	221.2	66.4	215	580	815	D
26 OPzS solar.power 4700	4700	4355	4004	3488	3028	229.6	65.4	215	580	815	D



C₁₀₀, C₅₀, C₂₄, C₁₀ and C₅ = Capacity at 100 h, 50 h, 24 h, 10 h and 5 h discharge
 * according to DIN 40736-1 data to be understood as maximum values



Optimal environmental compatibility - closed loop for recovery of materials in an accredited recycling system

IEC 60896-11
 IEC 61427

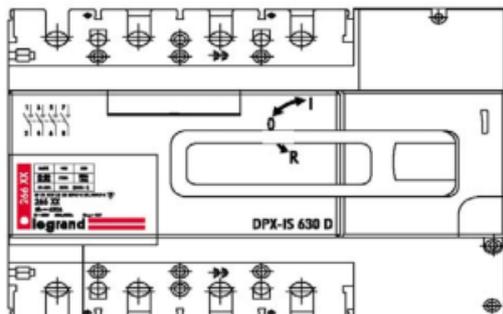
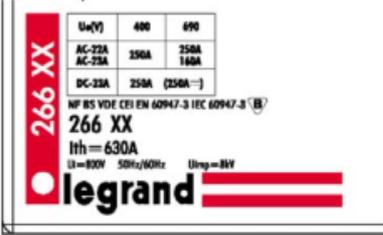
¹ Partial State of Charge (Teilentladebetrieb)
² Similar to sealed lead-acid batteries



HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG
 P.O. Box 1140 · D-59914 Brilon · Germany
 Bontkirchener Straße 1 · D-59929 Brilon-Hoppecke

Phone +49(0)2963 61-374 Email info@hoppecke.com
 Fax +49(0)2963 61-270 www.hoppecke.com

Fiche technique sectionneur DC

<p>DPX-IS 630 sectionneurs avec et sans déclenchement, à coupure visible</p>	<p>Référence(s) : 266 60 / 61 / 62 / 63 / 64 / 65 / 66 / 67 / 68 / 69 / 70 / 71 / 72 / 73 / 74 / 75 / 76 / 77 / 78 / 79 / 80 / 81 / 82 / 83</p>																																																																																																																																																																	
<p>6. CARACTÉRISTIQUES ELECTRIQUES ET MECANIQUES</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Interrupteurs-sectionneurs</th> <th>DPX-IS 630</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">Norme de référence</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">CEI EN 60947-3</td> </tr> <tr> <td>Intensité I_n (A)</td> <td></td> <td>400 (DPX-IS 630 avec I_n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I_n 630A)</td> </tr> <tr> <td>I admissible pour 1s I_{cw} (kA)</td> <td></td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Calibre max. fusible gG (A)</td> <td></td> <td>400 (DPX-IS 630 avec I_n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I_n 630A)</td> </tr> <tr> <td>Calibre max. fusible aM (A)</td> <td></td> <td>400 (DPX-IS 630 avec I_n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I_n 630A)</td> </tr> <tr> <td>I admissible I_{cc} (kA) (avec fusible)</td> <td></td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>Tension d'isolement U_i (Va.c.)</td> <td></td> <td>800</td> </tr> <tr> <td>Tension nominale U_e (Va.c.)</td> <td>(50-60Hz)</td> <td>690</td> </tr> <tr> <td>Tension de tenue au choc U_{im} (kVa.c.)</td> <td></td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>Pouvoir de fermeture en court-circuit I_{cm} (kA crête présumé)</td> <td></td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Fréquence nominale</td> <td>(Hz)</td> <td>50-60</td> </tr> <tr> <td>Température d'emploi (°C)</td> <td></td> <td>-25-70</td> </tr> <tr> <td>N° max manoeuvres électriques (AC23 -400Va.c.) / mécaniques</td> <td></td> <td>1.500/15.000</td> </tr> <tr> <td>Module associable différentiel</td> <td></td> <td>no</td> </tr> <tr> <td>Contacts auxiliaires et d'alarme</td> <td></td> <td>oui</td> </tr> <tr> <td>Déclencheurs a minimum de tension et a émission</td> <td></td> <td>oui</td> </tr> <tr> <td>Commande motorisée</td> <td></td> <td>no</td> </tr> <tr> <td>Version fixe</td> <td></td> <td>oui</td> </tr> <tr> <td>Version débrochable</td> <td></td> <td>no</td> </tr> <tr> <td>Commandes rotatives</td> <td></td> <td>oui</td> </tr> <tr> <td>IP</td> <td></td> <td>IP20</td> </tr> <tr> <td>Dimensions (lxhxp) (mm)</td> <td></td> <td>265x200x143 (3P) 265x200x143 (4P)</td> </tr> <tr> <td>Pois (kg)</td> <td></td> <td>5,5</td> </tr> <tr> <td>Section du cable souple/rigide (mm²)</td> <td></td> <td>1x240 o 2x185/1x300 o 2x240</td> </tr> <tr> <td>Largeur barres (mm)</td> <td></td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table> <p>6.1 Courants nominaux d'emploi (A)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Courants nominaux d'emploi (A)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>I_n (A)</td> <td></td> <td>500 630</td> </tr> <tr> <td>AC23A (A)</td> <td>(400Va.c.)</td> <td>500 630</td> </tr> <tr> <td></td> <td>(690Va.c.)</td> <td>500 630</td> </tr> <tr> <td>DC23A (A)</td> <td>(250Vd.c.)*</td> <td>500 630</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>**deux pôles en série</small></p> <p>6.2 Puissance dissipée par pôle sous In</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="3">Puissance dissipée pour pôle (W)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>I_n (A)</td> <td></td> <td>500 630</td> </tr> <tr> <td>DPX-IS 630</td> <td></td> <td>20 32</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>Nota: pour calculer la puissance dissipée totale additionner les valeurs relatives aux accessoires installés</small></p> <p>6.3 Fonctionnement en conditions particulières</p> <p>6.3.1 Altitude</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4">Altitude</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Altitude (mt)</td> <td>2000</td> <td>3000</td> <td>4000</td> </tr> <tr> <td>U_e (V)</td> <td>690 V</td> <td>600 V</td> <td>480 V</td> </tr> <tr> <td>I_n (A) (T_a=40°C)</td> <td>I_n</td> <td>0,96 x I_n</td> <td>0,93 x I_n</td> </tr> </tbody> </table> <p>6.3.2 Température</p> <p>Kt correction due à la température ambiante</p> <p>Température de l'air au voisinage de l'appareil - méthode rapide:</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> $I_{th} \leq I_n \times K_t$ </div> <p>Kt: facteurs de correction en fonction de la température t_a (ambiance)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>40°C < t_a ≤ 50°C</td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td>50°C < t_a ≤ 60°C</td> <td>0,9</td> </tr> <tr> <td>60°C < t_a ≤ 70°C</td> <td>0,8</td> </tr> </tbody> </table>	Interrupteurs-sectionneurs		DPX-IS 630	Norme de référence			CEI EN 60947-3			Intensité I _n (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)	I admissible pour 1s I _{cw} (kA)		12	Calibre max. fusible gG (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)	Calibre max. fusible aM (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)	I admissible I _{cc} (kA) (avec fusible)		100	Tension d'isolement U _i (Va.c.)		800	Tension nominale U _e (Va.c.)	(50-60Hz)	690	Tension de tenue au choc U _{im} (kVa.c.)		8	Pouvoir de fermeture en court-circuit I _{cm} (kA crête présumé)		24	Fréquence nominale	(Hz)	50-60	Température d'emploi (°C)		-25-70	N° max manoeuvres électriques (AC23 -400Va.c.) / mécaniques		1.500/15.000	Module associable différentiel		no	Contacts auxiliaires et d'alarme		oui	Déclencheurs a minimum de tension et a émission		oui	Commande motorisée		no	Version fixe		oui	Version débrochable		no	Commandes rotatives		oui	IP		IP20	Dimensions (lxhxp) (mm)		265x200x143 (3P) 265x200x143 (4P)	Pois (kg)		5,5	Section du cable souple/rigide (mm²)		1x240 o 2x185/1x300 o 2x240	Largeur barres (mm)		30	Courants nominaux d'emploi (A)			I _n (A)		500 630	AC23A (A)	(400Va.c.)	500 630		(690Va.c.)	500 630	DC23A (A)	(250Vd.c.)*	500 630	Puissance dissipée pour pôle (W)			I _n (A)		500 630	DPX-IS 630		20 32	Altitude				Altitude (mt)	2000	3000	4000	U _e (V)	690 V	600 V	480 V	I _n (A) (T _a =40°C)	I _n	0,96 x I _n	0,93 x I _n	40°C < t _a ≤ 50°C	1,0	50°C < t _a ≤ 60°C	0,9	60°C < t _a ≤ 70°C	0,8	<p>7. CONFORMITE</p> <p>IEC 60 947-2 et EN 60947-2</p> <p>7.1 MARQUAGE</p>   <p>The label on the breaker provides the following specifications:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>U_e(V)</th> <th>400</th> <th>690</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>AC-23A</td> <td>250A</td> <td>250A</td> </tr> <tr> <td>AC-23A</td> <td>160A</td> <td>160A</td> </tr> <tr> <td>DC-23A</td> <td>250A</td> <td>(250A-)</td> </tr> </tbody> </table> <p>NP RS VDE CEI EN 60947-3 IEC 60947-3 'B'</p> <p>266 XX</p> <p>266 XX</p> <p>I_{th} = 630A</p> <p>U = 800V 50Hz/60Hz U_{imp} = 8kV</p> <p>legrand</p> <p>"Tropicalisation" :</p> <ul style="list-style-type: none"> exécution II (tous climats) selon guide UTE C63100 <p>8. EQUIPEMENTS ET ACCESSOIRES</p> <p>8.1 Déclencheurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> à émission de courant (Puissance d'appel= 300 VA) avec tensions : <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 60%;">24 V ~ et =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 64</td> </tr> <tr> <td>48 V ~ et =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 65</td> </tr> <tr> <td>110 V ~ et =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 66</td> </tr> <tr> <td>230 V ~ et =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 67</td> </tr> <tr> <td>400 V ~ et =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 68</td> </tr> </table> à minimum de tension (Puissance consommée= 5 VA) avec tensions : <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 60%;">24 V =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 80</td> </tr> <tr> <td>24 V ~</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 81</td> </tr> <tr> <td>48 V =</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 82</td> </tr> <tr> <td>110 V ~</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 86</td> </tr> <tr> <td>230 V ~</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 83</td> </tr> <tr> <td>400 V ~</td> <td style="text-align: right;">réf. 261 84</td> </tr> </table> 	U _e (V)	400	690	AC-23A	250A	250A	AC-23A	160A	160A	DC-23A	250A	(250A-)	24 V ~ et =	réf. 261 64	48 V ~ et =	réf. 261 65	110 V ~ et =	réf. 261 66	230 V ~ et =	réf. 261 67	400 V ~ et =	réf. 261 68	24 V =	réf. 261 80	24 V ~	réf. 261 81	48 V =	réf. 261 82	110 V ~	réf. 261 86	230 V ~	réf. 261 83	400 V ~	réf. 261 84
Interrupteurs-sectionneurs		DPX-IS 630																																																																																																																																																																
Norme de référence																																																																																																																																																																		
CEI EN 60947-3																																																																																																																																																																		
Intensité I _n (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)																																																																																																																																																																
I admissible pour 1s I _{cw} (kA)		12																																																																																																																																																																
Calibre max. fusible gG (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)																																																																																																																																																																
Calibre max. fusible aM (A)		400 (DPX-IS 630 avec I _n 400A) 630 (DPX-IS 630 avec I _n 630A)																																																																																																																																																																
I admissible I _{cc} (kA) (avec fusible)		100																																																																																																																																																																
Tension d'isolement U _i (Va.c.)		800																																																																																																																																																																
Tension nominale U _e (Va.c.)	(50-60Hz)	690																																																																																																																																																																
Tension de tenue au choc U _{im} (kVa.c.)		8																																																																																																																																																																
Pouvoir de fermeture en court-circuit I _{cm} (kA crête présumé)		24																																																																																																																																																																
Fréquence nominale	(Hz)	50-60																																																																																																																																																																
Température d'emploi (°C)		-25-70																																																																																																																																																																
N° max manoeuvres électriques (AC23 -400Va.c.) / mécaniques		1.500/15.000																																																																																																																																																																
Module associable différentiel		no																																																																																																																																																																
Contacts auxiliaires et d'alarme		oui																																																																																																																																																																
Déclencheurs a minimum de tension et a émission		oui																																																																																																																																																																
Commande motorisée		no																																																																																																																																																																
Version fixe		oui																																																																																																																																																																
Version débrochable		no																																																																																																																																																																
Commandes rotatives		oui																																																																																																																																																																
IP		IP20																																																																																																																																																																
Dimensions (lxhxp) (mm)		265x200x143 (3P) 265x200x143 (4P)																																																																																																																																																																
Pois (kg)		5,5																																																																																																																																																																
Section du cable souple/rigide (mm²)		1x240 o 2x185/1x300 o 2x240																																																																																																																																																																
Largeur barres (mm)		30																																																																																																																																																																
Courants nominaux d'emploi (A)																																																																																																																																																																		
I _n (A)		500 630																																																																																																																																																																
AC23A (A)	(400Va.c.)	500 630																																																																																																																																																																
	(690Va.c.)	500 630																																																																																																																																																																
DC23A (A)	(250Vd.c.)*	500 630																																																																																																																																																																
Puissance dissipée pour pôle (W)																																																																																																																																																																		
I _n (A)		500 630																																																																																																																																																																
DPX-IS 630		20 32																																																																																																																																																																
Altitude																																																																																																																																																																		
Altitude (mt)	2000	3000	4000																																																																																																																																																															
U _e (V)	690 V	600 V	480 V																																																																																																																																																															
I _n (A) (T _a =40°C)	I _n	0,96 x I _n	0,93 x I _n																																																																																																																																																															
40°C < t _a ≤ 50°C	1,0																																																																																																																																																																	
50°C < t _a ≤ 60°C	0,9																																																																																																																																																																	
60°C < t _a ≤ 70°C	0,8																																																																																																																																																																	
U _e (V)	400	690																																																																																																																																																																
AC-23A	250A	250A																																																																																																																																																																
AC-23A	160A	160A																																																																																																																																																																
DC-23A	250A	(250A-)																																																																																																																																																																
24 V ~ et =	réf. 261 64																																																																																																																																																																	
48 V ~ et =	réf. 261 65																																																																																																																																																																	
110 V ~ et =	réf. 261 66																																																																																																																																																																	
230 V ~ et =	réf. 261 67																																																																																																																																																																	
400 V ~ et =	réf. 261 68																																																																																																																																																																	
24 V =	réf. 261 80																																																																																																																																																																	
24 V ~	réf. 261 81																																																																																																																																																																	
48 V =	réf. 261 82																																																																																																																																																																	
110 V ~	réf. 261 86																																																																																																																																																																	
230 V ~	réf. 261 83																																																																																																																																																																	
400 V ~	réf. 261 84																																																																																																																																																																	
<p>Fiche technique : F00698FR/02</p>	<p>Mise à jour le : 06/05/2008</p> <p>Créée le : 16/11/2007</p> <p style="text-align: right;">legrand</p>																																																																																																																																																																	

Fiche technique parafoudre DC

Références		DS220-12DC	DS220-24DC	DS230-48DC	DS240-75DC	DS240-95DC	DS240-110DC	DS240-130DC	DS240-220DC	DS240-280DC	DS240-350DC
Tension nominale DC	Un	12 Vdc	24 Vdc	48Vdc	75 Vdc	95 Vdc	110 Vdc	130 Vdc	220 Vdc	280 Vdc	350 Vdc
Tension DC max de fonction.	Uc	24 Vdc	38 Vdc	65 Vdc	100 Vdc	125 Vdc	150 Vdc	180 Vdc	275 Vdc	350 Vdc	460 Vdc
Tension AC max. de fonction.	Uc	20 Vac	30 Vac	50 Vac	75 Vac	95 Vac	115 Vac	150 Vac	210 Vac	275 Vac	350 Vac
Courant décharge nominal	In	10kA	10 kA	15 kA	20 kA	20kA	20 kA				
Courant décharge maximal	Imax	20 kA	20 kA	30 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA
Niveau de protection (à In)	Up	250 V	250 V	300 V	390 V	450 V	500 V	620 V	900 V	1200 V	1400 V
Niveau de protection (à 3kA)		195 V	195 V	230 V	280 V	310 V	370 V	510 V	690 V	920 V	1000 V
Dimension (largeur)		18 mm	18 mm	18 mm	18 mm	18 mm					

Fiche technique BMV 700



BMV 700 series: Precision Battery Monitoring

www.victronenergy.com



BMV 700

Battery 'fuel gauge', time-to-go indicator, and much more

The remaining battery capacity depends on the ampere-hours consumed, discharge current, temperature and the age of the battery. Complex software algorithms are needed to take all these variables into account.

Next to the basic display options, such as voltage, current and ampere-hours consumed, the BMV-700 series also displays state of charge, time to go, and power consumption in Watts.

The BMV-702 features an additional input which can be programmed to measure the voltage (of a second battery), temperature or midpoint voltage (see below).

Easy to install

All electrical connections are to the quick connect PCB on the current shunt. The shunt connects to the monitor with a standard RJ12 telephone cable. Included: RJ 12 cable (10 m) and battery cable with fuse (2 m); no other components needed.

Also included are a separate front bezel for a square or round display appearance; a securing ring for the rear mounting and screws for the front mounting.

Easy to program

A quick install menu and a detailed setup menu with scrolling texts assists the user when going through the various settings. Please consult the manual for details.

New: midpoint voltage monitoring (BMV-702 only)

This feature which is often used in industry to monitor large and expensive battery banks, is now for the first time made available at a low cost, to monitor any battery bank.

A battery bank consists of a string of series connected cells. The midpoint voltage is the voltage halfway along the string. Ideally, the midpoint voltage would be exactly half of the total voltage. In practice, however, deviations will be seen, dependent on many factors such as a different state of charge for new batteries or cells, different temperatures, internal leakage currents, capacities and much more.

Large or increasing deviation of the midpoint voltage, points to improper battery care or a failed battery or cell. Corrective action following a midpoint voltage alarm can prevent severe damage to an expensive battery. Please consult the BMV manual for more information.

Standard features

- Battery voltage, current, power, ampere-hours consumed and state of charge
- Time to go at the current rate of discharge
- Programmable visual and audible alarm
- Programmable relay, to turn off non critical loads or to run a generator when needed.
- 500 Amp quick connect shunt and connection kit
- Shunt selection capability up to 10.000 Amps
- VE.Direct communication port
- Stores a wide range of historical events, which can be used to evaluate usage patterns and battery health
- Wide input voltage range: 9.5 – 95 V
- High current measurement resolution: 10 mA (0,01A)
- Low current consumption: 2,9 Ah per month (4 mA) @ 12V and 2,2 Ah per month (3mA) @ 24V

BMV-702 additional features

Additional input to measure voltage (of a second battery), temperature or midpoint voltage, and corresponding alarm and relay settings.

BMV 700HS: 60 to 385VDC voltage range

No prescaler needed. Note: suitable for systems with grounded minus only (battery monitor is not isolated from shunt).

Other battery monitoring options

- VE.Net Battery Controller
- High voltage VE.Net Battery Controller: 70 to 350VDC
- Lynx Shunt VE.Net
- Lynx Shunt VE.Can



BMV bezel square



BMV shunt 500A/50mV
With quick connect pcb



BMV 702 Black



BMV 700H

Etude et conception d'une centrale solaire hybride PV/GE avec stockage

Battery monitor	BMV 700	BMV 702 BMV 702 BLACK	BMV 700HS
Supply voltage range	6,5 - 95 VDC	6,5 - 95 VDC	60 - 385 VDC
Current draw, back light off	< 4 mA	< 4 mA	< 4 mA
Input voltage range, auxiliary battery	n.a.	6,5 - 95 VDC	n.a.
Battery capacity (Ah)	20 - 9999 Ah		
Operating temperature range	-20 +50°C (0 - 120°F)		
Measures voltage of second battery, or temperature, or midpoint	No	Yes	No
Temperature measurement range	-20 +50°C		
VE.Direct communication port	Yes	Yes	Yes
Relay	60V/1A normally open (function can be inverted)		
RESOLUTION & ACCURACY (with a 500 A shunt)			
Current	± 0,01 A		
Voltage	± 0,01 V		
Amp hours	± 0,1 Ah		
State of charge (0 - 100 %)	± 0,1 %		
Time to go	± 1 min		
Temperature (0 - 50°C or 30 - 120°F)	n.a.	± 1 °C/°F	n.a.
Accuracy of current measurement	± 0,4 %		
Accuracy of voltage measurement	± 0,3 %		
INSTALLATION & DIMENSIONS			
Installation	Flush mount		
Front	63 mm diameter		
Front bezel	69 x 69 mm (2.7 x 2.7 inch)		
Body diameter	52mm (2.0 inch)		
Body depth	31mm (1.2 inch)		
STANDARDS			
Safety	EN 60335-1		
Emission / Immunity	EN 55014-1 / EN 55014-2		
Automotive	ECE R10-4 / EN 50498		
ACCESSORIES			
Shunt (included)	500 A / 50 mV		
Cables (included)	10 meter 6 core UTP with RJ12 connectors, and cable with fuse for '+' connection		
Temperature sensor	Optional (ASS000100000)		



Victron Global Remote

The Global Remote is a modem which sends alarms, warnings and system status reports to cellular phones via text messages (SMS). It can also log data from Victron Battery Monitors, MultiPlus units, Quattro and Inverters to a website through a GPRS connection to the [VRM Portal](#). Access to this website is free of charge. VE.Direct to Global remote interface cable needed (ASS030534000).



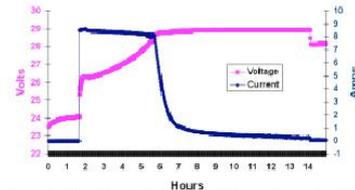
1000A/50mV and 2000A/50mV shunt

For ease of use with the BMV series: the quick connect PCB on the standard 500A/50mV shunt can also be mounted on these shunts.



Interface cables

- VE.Direct cables to connect a BMV 70x to the Color Control (ASS030530xxx)
- VE.Direct to USB interface (ASS030530000) to connect several BMV 70x to the Color Control to a computer.
- VE.Direct to Global remote interface to connect a BMV 70x to a Global Remote. (ASS030534000)



The PC application software **BMV-Reader** will show all current readings on a computer, including history data. It can also log the data to a CSV formatted file. It is available for free, and can be downloaded from our website at the [Support and downloads](#) section. Connect the BMV to the computer with the VE.Direct to USB interface, ASS030530000.



Color Control

The powerful Linux computer, hidden behind the color display and buttons, collects data from all Victron equipment and shows it on the display. Besides communicating to Victron equipment, the Color Control communicates through NMEA2000, Ethernet and USB.

Data can be stored and analyzed on the VRM Portal. iPhone and Android apps are available for monitoring and control.

<https://vrm.victronenergy.com/>



A maximum of four BMVs can be connected directly to the Color Control.

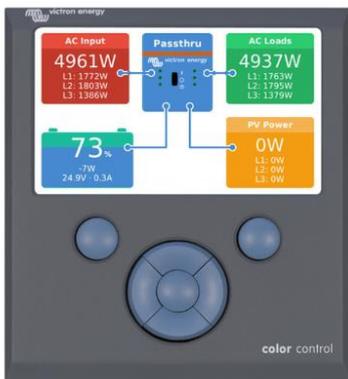
Even more BMVs can be connected to a USB Hub for central monitoring.



Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
 General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
 E-mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Fiche technique Color Control GX Retail



Color Control GX

Le Color Control (CCGX) permet de contrôler et surveiller de manière intuitive tous les produits qui y sont raccordés. La liste des produits Victron pouvant être connectés est interminable : Convertisseurs, Multis, Quattros, tous nos derniers chargeurs solaires MPPT, BMV-700, BMV-600, Lynx Ion + Shunt et bien plus encore.

Portail en ligne VRM.

En plus de surveiller et contrôler les produits sur le CCGX, l'information est également transmise à notre site Web de surveillance à distance : le portail en ligne VRM. Pour découvrir le Portail en ligne VRM, rendez-vous sur <https://vrm.victronenergy.com>, et testez notre démo. Voir ci-après les captures d'écran jointes à cette fiche technique.

Fonctionnalité à venir

Le CCGX présente une infinité de possibilités. Pour implanter toutes nos idées et nos ambitions, il nous faudra des années. Il y a donc certaines fonctions qui ne sont pas encore disponibles. Les fonctions signalées comme « Fonction à venir » seront disponibles plus tard, en tant que mise à jour de micrologiciel. Les mises à jour du micrologiciel sont gratuites avec tous les produits Victron. La mise à jour du produit est très facile : le CCGX se mettra à jour lui-même automatiquement tant qu'il sera connecté à Internet. Des mises à jour manuelles peuvent être réalisées avec une clé USB ou des cartes MicroSD.

Produits compatibles

- Les Multi et les Quattro, y compris les systèmes triphasés et en phase divisée. Surveillance et contrôle (On/Off et limiteur de courant). Le changement de paramètres n'est pas encore disponible.
- BlueSolar MPPT 150/70 et MPPT 150/85. La sortie solaire actuelle est visible sur l'écran de vue générale, et tous les paramètres sont consignés dans le portail en ligne VRM. Notez que l'App VRM présente une jolie vue générale affichant également les données du BlueSolar MPPT 150/70. Lorsque de nombreux BlueSolar MPPT avec VE.Can sont utilisés en parallèle, le Color Control affichera toute l'information en une seule. Voir également notre post de blog concernant la [synchronisation de plusieurs chargeurs solaires MPPT 150/70](#).
- Les chargeurs solaires BlueSolar MPPT avec un port VE.Direct (70/15, 75/15, 100/15, 100/30, 75/50, 100/50, 150/35) peuvent être raccordés aux ports VE.Direct sur le CCGX. Il est possible d'en connecter plusieurs à la fois. Ils apparaîtront en tant que chargeurs solaires séparés dans la liste des appareils.
- La famille des BMV-700 peut être raccordée directement aux ports VE.Direct sur le CCGX. Pour cela, utilisez le câble VE.Direct. [Voir nos tarifs](#).
- La famille des BMV-600 peut être raccordée aux ports VE.Direct sur le CCGX. Pour cela, utilisez le câble VE.Direct à BMV60xS. [Voir nos tarifs](#).
- Lynx Ion + Shunt
- Lynx Shunt VE.Can
- Skylla-i
- Sondes de réservoir NMEA2000
- Un GPS USB peut être connecté au port USB. L'emplacement et la vitesse seront visibles sur l'écran, et les données seront envoyées au portail VRM à des fins de localisation. La carte sur le VRM affichera la dernière position.
- Clé USB Wi-Fi. [Voir nos tarifs](#).

Notez qu'il y a davantage d'options pour les produits qui utilisent les ports VE.Direct, tels que les BMV et les petits MPPT. Ils peuvent également être connectés à travers USB, ce qui est utile quand plus de deux produits doivent être connectés. Utilisez un concentrateur USB standard, et l'interface VE.Direct à USB, ASS030530000.

Autres points forts

- Lorsqu'il est connecté à Internet, le CCGX se mettra à jour lui-même automatiquement si une nouvelle version logicielle est disponible.
- Plusieurs langues : anglais, chinois, allemand, italien, espagnol, français, suédois et néerlandais.
- Utilisez le CCGX comme une passerelle Modbus-TCP vers tous les produits Victron connectés. Consultez notre [FAQ relative au Modbus-TCP](#) pour davantage d'informations.

Notes pour les utilisateurs de VER et VGR2 existants.

- Contrairement au Victron Global Remote 2 (VGR2) et Victron Ethernet Remote (VER), le CCGX garde toutes les données localement en cas d'interruption du réseau. Dès que la connexion au portail en ligne VRM est rétablie, il enverra automatiquement toutes les données accumulées vers le portail. Les données peuvent ainsi être analysées sur le site <https://vrm.victronenergy.com>.
- Le VEConfigure à distance n'est pas encore pris en charge par le CCGX. Cette fonctionnalité est attendue au 1er trimestre 2015. Il sera même mieux que le VGR2 et le VER : il comprendra l'assistance nécessaire pour changer les Assistants et leurs paramètres.
- Le site Web local, tel qu'il est dans le VER, n'est pas encore compatible.
- Le CCGX ne dispose pas d'un modem GPRS interne : vous ne pouvez pas insérer une carte SIM dans le CCGX. Utilisez un routeur 3G ou GPRS standard à la place. Consultez notre [post de blog concernant les routeurs 3G](#).

Davantage d'informations

Pour vous aider lors de l'installation, veuillez consulter le [Manuel du Color Control GX](#) et rendez-vous sur notre page de [Foires Aux Questions](#).

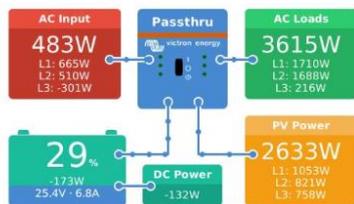
Color Control GX

Version de micrologiciel v1.20

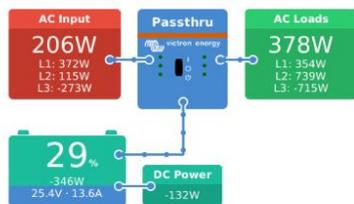
www.victronenergy.com

Color Control GX			
Plage de tension d'alimentation	9 – 70 VCC		
Appel de courant	12 VCC	24 VCC	48 VCC
Éteint	0 mA	0 mA	0 mA
Écran éteint	140 mA	80 mA	40 mA
Écran avec intensité minimale	160 mA	90 mA	45 mA
Écran avec intensité maximale	245 mA	125 mA	65 mA
Contact sec	3 A / 30 VCC / 250 VCA (Ouvrir normalement)		
Ports de communication			
VE.Direct	2 ports VE.Direct séparés – isolés		
VE.Can	2 connecteurs RJ45 en parallèle – isolés		
VE.Bus	2 connecteurs RJ45 en parallèle – isolés		
USB	2 ports USB Host – non isolés		
Ethernet	Connecteur RJ45 10/100/1000 MB RJ45 – isolé sauf le blindage		
Interfaces tiers			
Modbus-TCP	Utilisez le protocole Modbus-TCP pour surveiller et contrôler tous les produits raccordés au Color Control GX		
JSON	Utilisez le JSON API du VRM pour extraire des données du Portail VRM		
Autres			
Dimensions extérieures (h x l x p)	130 x 120 x 28 mm		
Plage de température d'exploitation	-20 à +50 °C		

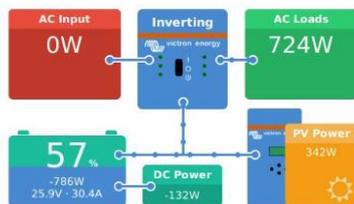
Vue générale - Multi avec un convertisseur PV sur sortie (Hub-2)



Vue générale - Multi



Vue générale - Multi avec MPPT 150/70



Menu principal



Notifications d'alarme



Vue d'ensemble des tuiles - Système Hub-2

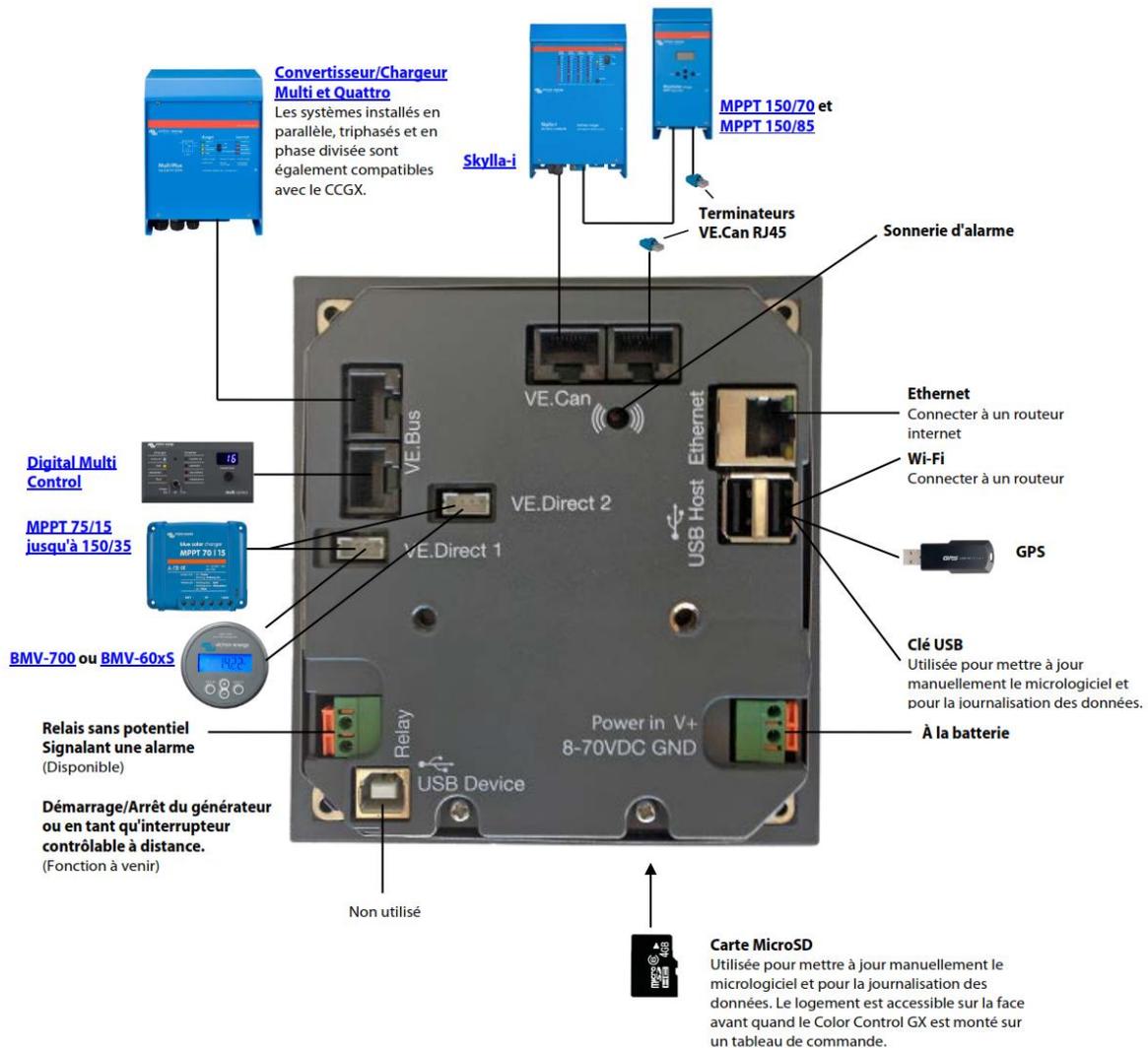


Color Control GX

Version de micrologiciel v1.20

www.victronenergy.com

Schéma de principe du Color Control GX



Annexe 5 : Plans et Schémas

Schéma de communication

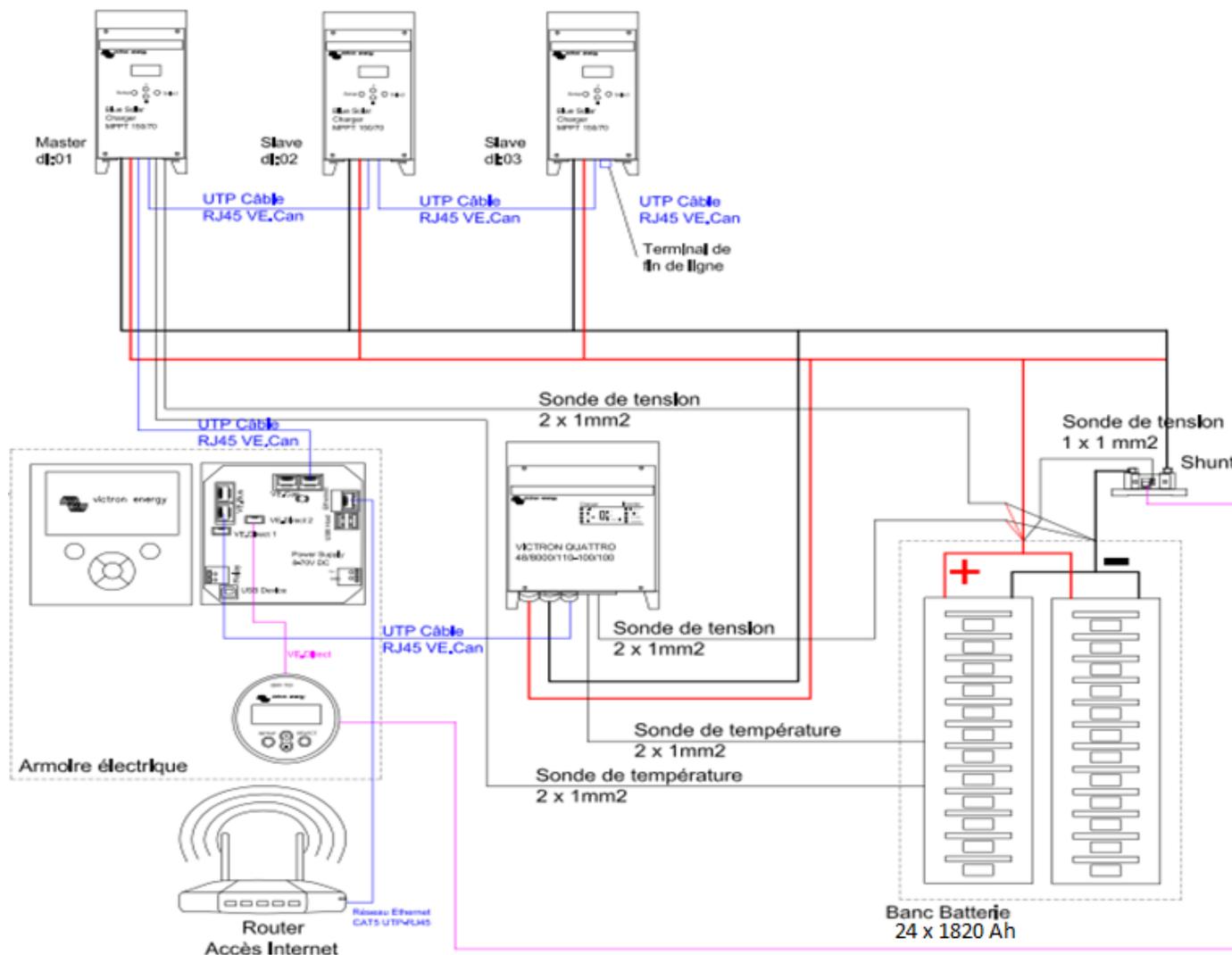
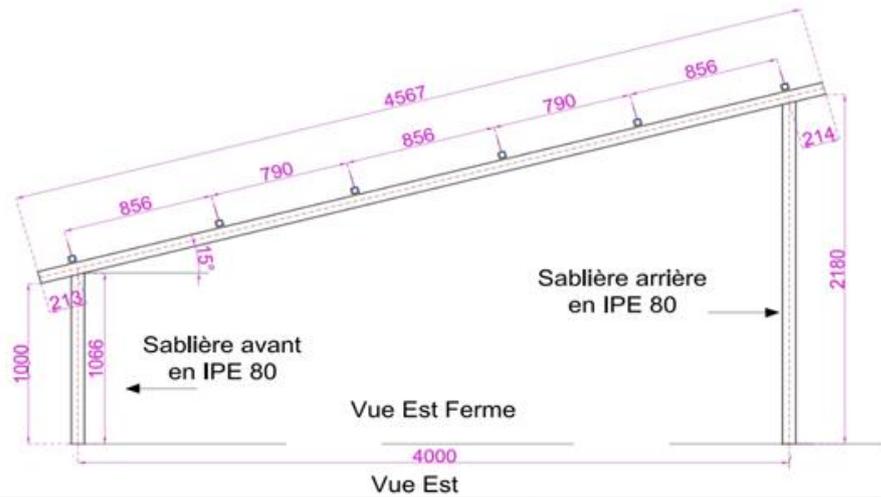
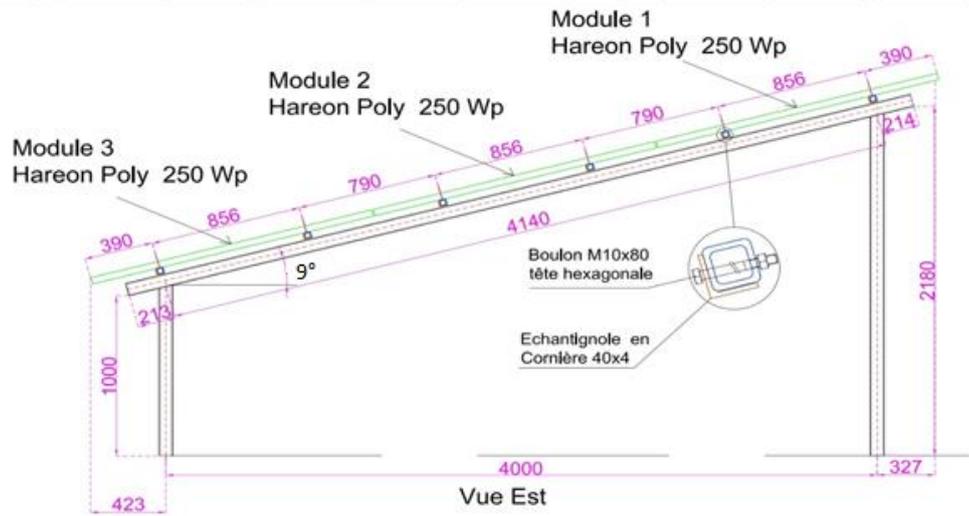


Schéma d'assemblage des modules



Plan de passage des conducteurs de groupe

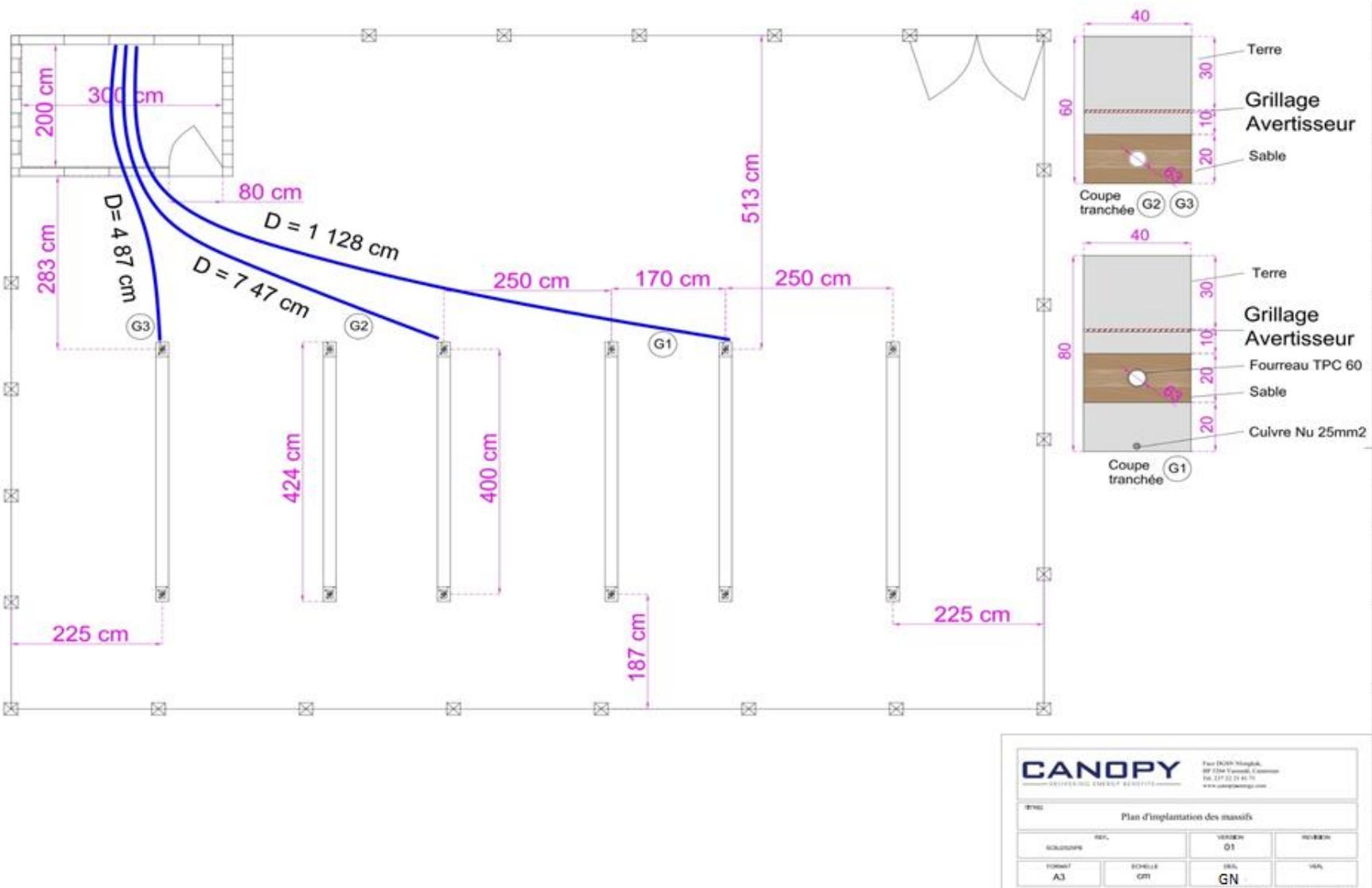
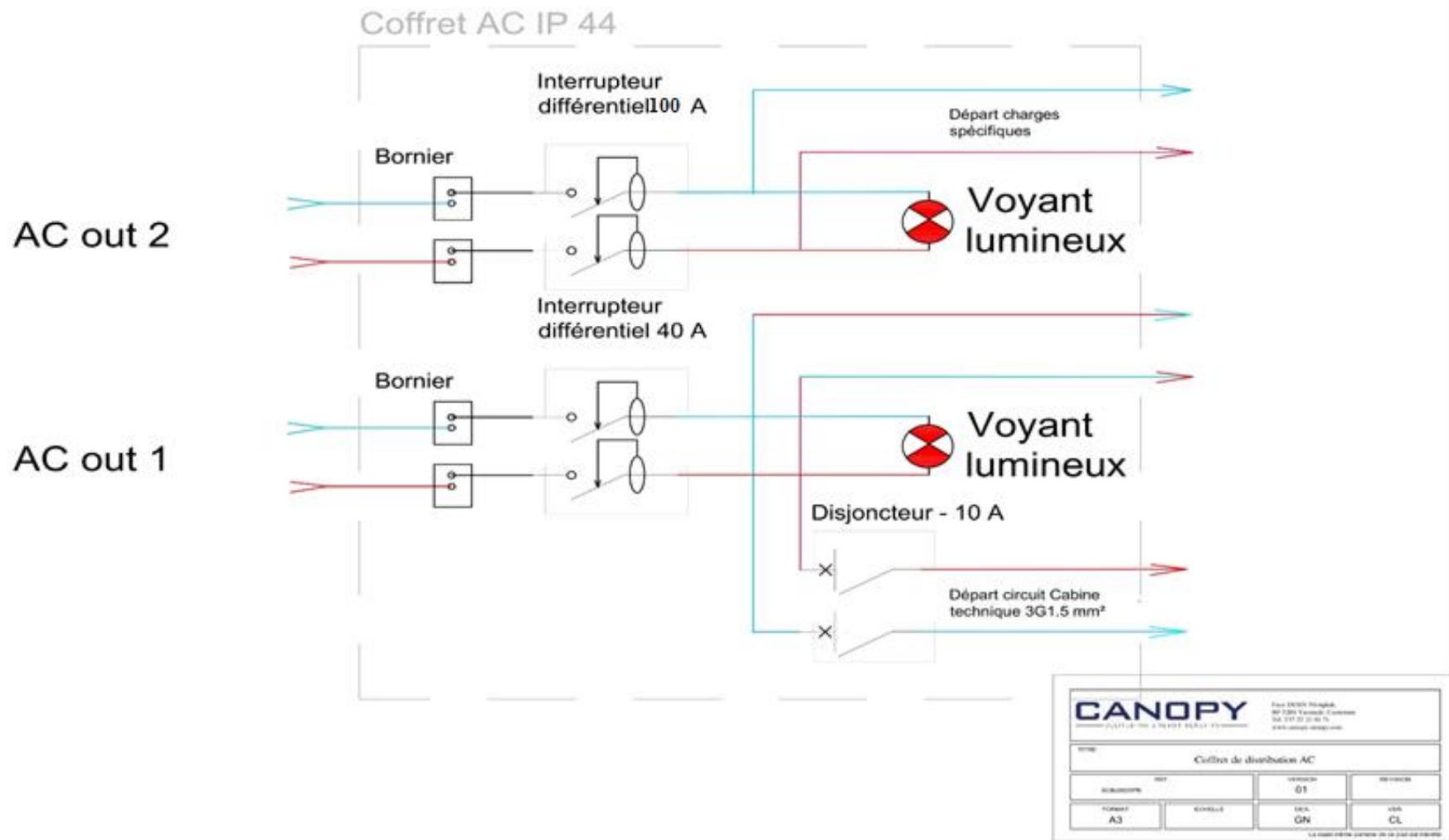


Schéma du coffret de distribution AC



Plan de masse du site Sanaga Camping

