



Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
International Institute for Water and Environmental Engineering



Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE)

ANALYSE, MODELISATION ET SIMULATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER SPECIALISE GENIE ELECTRIQUE,
ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES (GEER)**

OPTION : ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté et soutenu publiquement le 26 Septembre 2011

Par : **Bébé Magloire NANA NEUWOUH**

Sous la direction de :

Dr Yao AZOUMAH

Enseignant Chercheur UTER, GEI
Responsable LESEE

&

M. Daniel YAMEGUEU

Doctorant LESEE

JURY D'EVALUATION :

- **Ahmed BAGRE**
- **Yao AZOUMAH**
- **Daniel YAMEGUEU**

Promotion 2010/2011

DEDICACE

*A mon très cher Oncle Isaac JOUONANG
et son épouse Charlotte JOUONANG*

*« Vous êtes l'artisan de la personne dont je suis aujourd'hui et pour cela je vous dis
grandement merci !!!! »*



REMERCIEMENTS

Je tiens tout particulièrement à remercier :

- Le Service de Coopération et d'Action Culturelle (SCAC) de l'Ambassade de France pour le financement accordé à ma formation ;
- Dr. Yao AZOUMAH, responsable du LESEE, et M. Daniel YAMEGUEU, doctorant au LESEE, pour m'avoir permis de vivre ce stage et pour la rigueur du suivi tout au long de stage ;
- L'ensemble du personnel enseignant, administratif, de nettoyage et de sécurité du 2iE pour la qualité des enseignements, la qualité des services, la qualité de propreté et la qualité de sécurité respectivement ;
- M. Henry KOTTIN, M. Gildas TAPSOBA et l'ensemble de l'équipe de recherche du LESEE pour l'accueil, le suivi et le partage des expériences ;
- L'ensemble de mes camarades de promotion GEER 2010-2011 pour l'ambiance partagée tout au long du parcours académique ;
- William FOTSEU, Patrice DANGANG, Eric NOUMI, TATSI Parfait, David TSUANYO pour leur accueil chaleureux et leur complicité à mon égard depuis mon arrivée au Burkina Faso ;
- Tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué à mon épanouissement.



LABORATOIRE D'ACCUEIL DE STAGE

Le stage s'est déroulé pendant une durée de cinq (05) mois, allant du 12 avril au 31 août 2011 conformément à la convention de stage, au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE).

Le LESEE est créé en novembre 2008 avec Yao AZOUMAH comme responsable. L'équipe de recherche actuelle est composée de (02) enseignants chercheurs, (03) doctorants, (06) ingénieurs de recherche, (03) techniciens de laboratoire et de nombreux stagiaires internes et externes au 2iE.

Le LESEE entend contribuer au développement des capacités d'innovation industrielle en Afrique dans le domaine du solaire (PV, thermique basse et haute températures) pour une production et une utilisation rationnelle d'énergies électrique et thermique (à petite et grande échelles).

Les orientations de recherche dudit laboratoire sont regroupées en quatre grands axes :

Axe 1 : Evaluation « précise et continue » de la ressource solaire et des besoins en énergie en Afrique ;

Axe 2 : Centrales solaires à concentration (thermodynamiques) ;

Axe 3 : Habitat, architecture bioclimatique & Systèmes solaire PV/thermique (basse température) ;

Axe 4 : Conception optimale et optimisation thermodynamique des systèmes énergétiques.



RESUME / ABSTRACT

RESUME

Ce mémoire présente une méthode de dimensionnement optimal d'un système hybride PV/diesel, sans stockage d'énergie, de production d'électricité. Elle découle d'une modélisation complète du système basée sur les modèles mathématiques à série chronologique à pas de temps d'une heure pour équilibrer l'exactitude et la disponibilité des données à un pas de temps meilleur. Pour un profil de charge et un parc de générateurs diesels adaptés, sous le critère d'un coût minimum du système, un nombre optimal de modules photovoltaïques (pénétration solaire) est évalué. Un profil de charge type correspondant à celui généralement rencontré dans les sites isolés a été adopté pour la simulation.

Mots clés : Dimensionnement, modélisation, photovoltaïque, générateur diesel, optimisation, sites isolés.

ABSTRACT

This report presents an optimal design method of a hybrid PV / diesel without energy storage power generation. It results from a complete modeling of the system based on mathematical models for time series with time steps of one hour to balance the accuracy and availability of data at no time better. For a load profile and a fleet of diesel generators adapted under the criterion of a minimum cost of the system, an optimal number of photovoltaic modules (solar penetration) is evaluated. A rural load profile has been adopted for the simulation.

Keywords: Design, modeling, load profile, photovoltaic, diesel generator, optimization, remote areas.

LISTE DES ABREVIATIONS



BOS : Balance du Système

CA : Courant Alternatif

CC : Courant Continu

GD : Générateur Diesel

LESEE : Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie

PV : Photovoltaïque

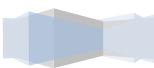
SEH : Système d'Energie Hybride

VBE : Visual Basic Editor

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

SOMMAIRE

v

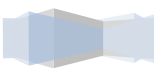


<i>DEDICACE</i>	<i>i</i>
<i>REMERCIEMENTS</i>	<i>ii</i>
<i>LABORATOIRE D'ACCUEIL DE STAGE</i>	<i>iii</i>
<i>RESUME / ABSTRACT</i>	<i>iv</i>
<i>LISTE DES ABREVIATIONS</i>	<i>iv</i>
<i>SOMMAIRE</i>	<i>v</i>
<i>LISTE DES FIGURES</i>	<i>vii</i>
<i>LISTE DES TABLEAUX</i>	<i>ix</i>
<i>LISTE DES COURBES</i>	<i>x</i>
<i>Introduction générale</i>	<i>1</i>
<i>I. Revue Bibliographique</i>	<i>2</i>
1. Généralités.....	<i>2</i>
2. Etat de l'art.....	<i>2</i>
3. Classification des systèmes hybrides PV/Diesel	<i>5</i>
4. Générateur photovoltaïque	<i>7</i>
5. Générateur diesel.....	<i>8</i>
6. Onduleurs	<i>9</i>
7. Charges.....	<i>9</i>
8. Système d'exploitation.....	<i>9</i>
9. Les techniques de modélisation.....	<i>9</i>
10. Dimensionnement des SEH.....	<i>10</i>
11. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH	<i>12</i>
12. Système hybride de la présente étude.....	<i>13</i>
<i>II. Modélisation du système de production hybride PV/diesel</i>	<i>14</i>
1. Introduction	<i>14</i>
2. Hypothèses générales	<i>15</i>
3. Modélisation du gisement solaire	<i>15</i>
4. Modélisation du générateur solaire PV	<i>20</i>
5. Modélisation du générateur diesel.....	<i>21</i>
6. Modélisation du générateur hybride PV/diesel	<i>23</i>
7. Fonction objective	<i>23</i>
<i>III. Simulations et analyse des résultats</i>	<i>27</i>
1. Contraintes de simulation.....	<i>27</i>
a) Profil de charge (demande en puissance)	<i>27</i>



b)	Puissance du générateur solaire.....	27
c)	Puissance nominale des générateurs diesels.....	28
d)	Taux de charge du générateur diesel.....	29
e)	Fonction coût du système.....	30
2.	Procédure de simulation.....	31
3.	Résultats et analyse.....	32
a)	Irradiation sur le plan des capteurs.....	32
b)	Profil de charge.....	33
c)	Dimensionnement adéquat des GD pouvant répondre à ce profil de charge.....	34
d)	Production horaire du générateur PV.....	36
e)	Configuration optimale du système.....	36
f)	Analyse de la sensibilité du système.....	38
g)	Impact environnemental.....	40
	<i>CONCLUSION ET PERSPECTIVE.....</i>	<i>41</i>
	<i>BIBLIOGRAPHIE.....</i>	<i>42</i>
	<i>ANNEXE.....</i>	<i>45</i>

LISTE DES FIGURES



<i>Figure I-1: Architecture des SEH</i>	3
<i>Figure I-2 : Configuration du générateur diesel [10]</i>	8
<i>Figure II-1 : Schéma synoptique du SEH à modéliser</i>	14
<i>Figure II-2 : Irradiation solaire totale et ses composantes [23]</i>	15
<i>Figure III-1 : Variations journalières moyennes de charge selon le type d'usage en site isolé [33]</i>	27
<i>Figure III-2 : Feuille d'accueil du classeur de dimensionnement</i>	31
<i>Figure III-3 : Feuilles constituant le classeur Excel de dimensionnement</i>	32



LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau I-1: Classification des SEH par gamme de puissance [10]</i>	4
<i>Tableau III-1: Caractéristiques des GD nécessaires pour répondre au profil de charge</i>	34
<i>Tableau III-2: Réduction relative des taux de charge GD extrêmes utilisés due à l'injection solaire</i>	38



LISTE DES COURBES

<i>Courbe I-1: Evolution du rendement et de la consommation d'un moteur diesel en fonction du pourcentage de la puissance nominale [10, 19]</i>	12
<i>Courbe III-1: Evolution horaire des irradiances sur le plan des capteurs</i>	33
<i>Courbe III-2: Evolution horaire comparée des irradiances</i>	33
<i>Courbe III-3: Courbe de charge</i>	34
<i>Courbe III-4: Appel horaire des GD dans la configuration initiale</i>	35
<i>Courbe III-5: Evolution Offre – Demande dans la configuration initiale</i>	35
<i>Courbe III-6: Evolution de la production horaire d'un module HIP-190BA3</i>	36
<i>Courbe III-7: Coût de revient du kWh en fonction de la pénétration solaire</i>	37
<i>Courbe III-8: Contribution horaire de production au point optimal</i>	37
<i>Courbe III-9: Appel horaire des GD dans la configuration optimale</i>	38
<i>Courbe III-10: Tendances du coût de revient du kWh sous la réduction du coût des modules PV</i>	39
<i>Courbe III-11: Tendances du coût de revient du kWh sous l'augmentation du taux de balance du système PV.....</i>	39
<i>Courbe III-12: Tendances de l'écart absolu du coût de revient du kWh entre la configuration initiale et la configuration optimale sous l'augmentation du coût du combustible</i>	40



Introduction générale

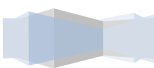
Les pays de l'Afrique subsaharienne dont le Burkina Faso en particulier ont encore un faible taux d'accès à l'électricité. En particulier dans les zones rurales de ces pays, le taux d'électrification est de 12% en moyenne ; et l'Afrique de l'Ouest de façon générale connaît un taux d'électrification de 19% [1]. Les besoins en électricité des pays ci-dessus mentionnés sont majoritairement satisfaits par des centrales thermiques, par conséquent le coût de l'énergie électrique est en permanence tributaire du coût des hydrocarbures, lequel ne cesse d'augmenter. L'utilisation des combustibles fossiles donne lieu en outre à l'émission de nombreux polluants et de gaz à effet de serre. De plus, la consommation de l'énergie électrique est précédée de la production, le transport et la distribution aux consommateurs. Ce qui représente un lourd fardeau financier pour l'électrification des sites isolés.

Paradoxalement, l'Afrique dispose d'un énorme potentiel énergétique peu ou presque pas exploité, en l'occurrence le soleil (74% du continent reçoit un ensoleillement moyen annuel supérieur à $1900\text{kWh/m}^2/\text{an}$ [2]). Le développement de ce potentiel énergétique renouvelable, dont disposent les pays africains, à travers le photovoltaïque, permettra sans doute à ces derniers d'accélérer leur développement économique. Cependant, due à la nature intermittente de la ressource solaire et pour assurer une fiabilité de la production électrique, il est nécessaire d'associer cette source d'énergie à une autre moins vulnérable aux conditions climatiques. L'intégration de l'énergie solaire aux systèmes diesels (gasoil ou biocarburant) se présente ainsi comme une solution technologique appropriée pour la production efficace d'électricité et à coût réduit. Aussi, cette technologie est particulièrement bien adaptée pour les zones rurales des pays africains où la fourniture en électricité est majoritairement assurée pour l'instant par les générateurs diesels isolés du réseau.

La conception optimale des systèmes hybrides, notamment des systèmes PV/Diesel est donc un enjeu majeur de l'heure car la réduction du coût de production de l'électricité en Afrique passera entre autres par un dimensionnement adéquat des systèmes de production. C'est dans ce contexte que s'inscrit la présente étude. Elle s'articulera autour de trois grandes parties.

La première partie est consacrée à des rappels sur les systèmes hybrides à travers les concepts physiques régissant leur fonctionnement. Ces rappels sont suivis par un état de l'art sur la conversion énergétique à travers les différents types de générateurs utilisés et les éléments qui leur sont associés. Dans cette même partie, les techniques et logiciels de modélisation et les difficultés rencontrées dans les systèmes hybrides sont illustrés. Cette partie s'achève par la présentation du système hybride de la présente étude.

La seconde partie présente la modélisation de toute la chaîne de conversion. Cette modélisation basée sur les modèles mathématiques retenus et une programmation sous Excel



2007 suivie de Visual Basic Editor (VBE) est réalisée de façon à reproduire le comportement physique d'une manière visible des éléments du système.

La troisième et dernière partie illustre d'abord les contraintes de la simulation pour ensuite présenter l'analyse des résultats obtenus suivant les scénarios envisagés.

Les résultats obtenus dans ces investigations nous permettront de conclure sur les méthodes et outils utilisés et sur les perspectives de généralisation de cette étude.

I. Revue Bibliographique

1. Généralités

Les systèmes d'énergie hybrides (SEH) associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergies classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable [3, 4, 5, 6]. Les sources d'énergies renouvelables, comme le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Les SEH sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Le but d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergies renouvelables, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie [3].

Du point de vue technologique, la fiabilité n'est pas seulement une question de respect des normes pour l'alimentation en électricité, mais aussi de maintenance, compte tenu des conditions particulières des régions isolées. Les régions isolées sont souvent caractérisés par une infrastructure (communication, services, etc.) pauvre, un accès difficile et un manque de personnel qualifié.

Les performances d'un SEH, le rendement et la durée de vie, sont influencés en partie par sa conception, c'est-à-dire l'architecture, le dimensionnement des composants, le type de composants etc., et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ces performances sont : la consommation spécifique du groupe électrogène, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêt pour l'entretien, le coût du kWh etc.

2. Etat de l'art



En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SEH peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées sur la figure I-1 ci-dessous. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [4] : un bus à CC pour les batteries, les sources et les charges à CC et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution. Les sources d'énergies renouvelables peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. A part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires (charges différées, charge optionnelle, charges de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un SEH avec les batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelables et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

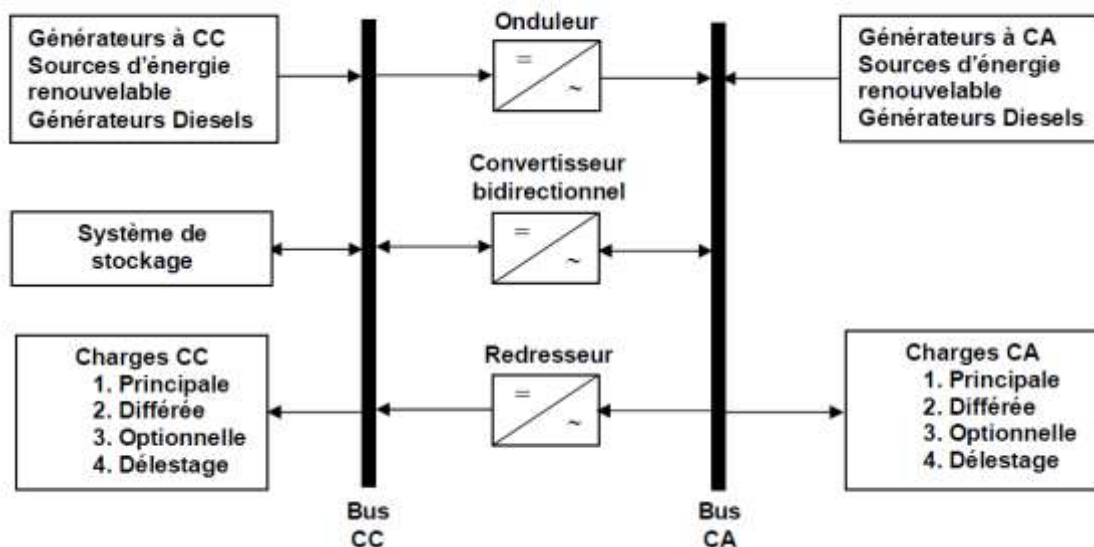
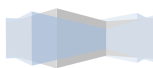


Figure I-1: Architecture des SEH

La puissance délivrée par les SEH peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [6]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue [5, 7]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SEH utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle



vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en dessous de 5kW) alimentent généralement des charges à CC [8].

Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable appréciés pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [9]. Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

Le champ d'application des SEH est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (voir Tableau I-1 ci-dessous). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

Tableau I-1: Classification des SEH par gamme de puissance [10]

Puissance du SEH (kW)	Applications
Faible : < 5	Systèmes autonomes : stations de télécommunication, de pompage de l'eau, autres applications isolées de faible puissance
Moyenne : 10 - 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés

Notons que les grands SEH en site isolé peuvent être classifiés en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [6]. Les expressions permettant de calculer l'indice de pénétration solaire sont les suivantes :

$$I_{ins} = \frac{P_{rw}(kW)}{P_{ch}(kW)} \quad (Eq. I. 1)$$

et

$$I_{moy} = \frac{W_{rw}(kWh)}{W_{ch}(kWh)} \quad (Eq. I. 2)$$

I_{ins} : Pénétration instantanée (Elle représente la proportion de la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable en instantané) ;

P_{rw} : Puissance renouvelable instantanée ;

P_{ch} : Puissance électrique maximale de la charge (la charge principale, s'il y a plusieurs types de charge) ;

I_{moy} : Pénétration moyenne (mesurée pendant des jours, des mois ou même des années) ;



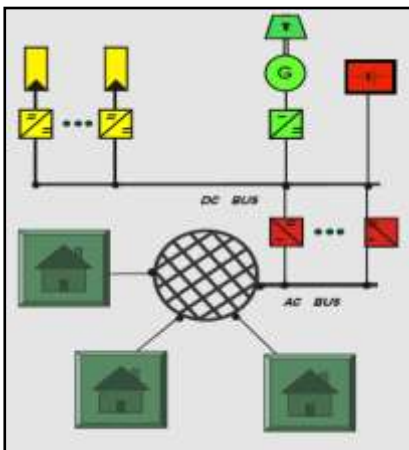
W_{rw} : Énergie renouvelable moyenne;

W_{ch} : Énergie moyenne consommée par la charge principale.

3. Classification des systèmes hybrides PV/Diesel

La classification suivante permet d'obtenir une gamme de configuration plus large :

- **Single master fixe :**



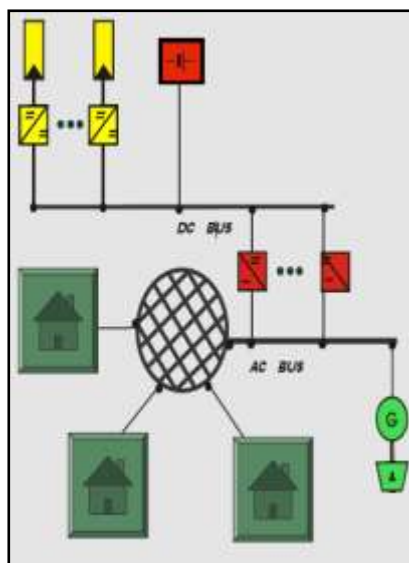
Typique pour les petits systèmes incluant un générateur diesel qui est rarement utilisé.

L'onduleur batterie est unidirectionnel et contrôle la tension du réseau.

Le générateur diesel ainsi que les sources renouvelables sont connectés sur le bus DC de la batterie.

En cas de panne de l'onduleur batterie, le générateur diesel peut être manuellement connecté au réseau.

- **Single master changeant :**



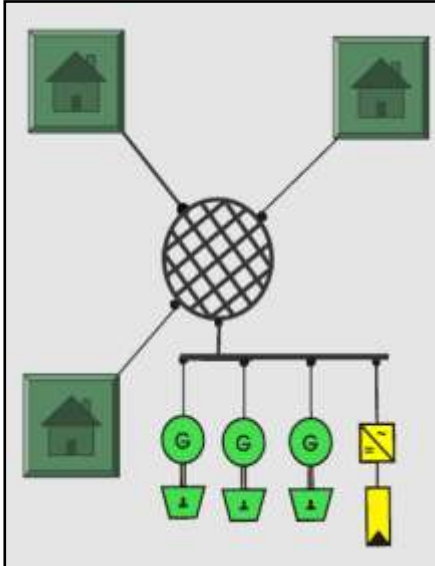
Le générateur diesel est connecté sur le bus AC, ce qui est plus efficace que la configuration précédente si la contribution en diesel est importante dans le mix énergétique.

Utilisation d'onduleurs batterie bidirectionnels permettant la charge des batteries depuis le bus AC.

La tension est contrôlée par l'onduleur batterie ou par le générateur diesel quand il est en opération.

La durée de la transition lors du changement de master cause généralement des variations de tension et doit être minimisée.

- **Multi-master avec générateurs diesels :**



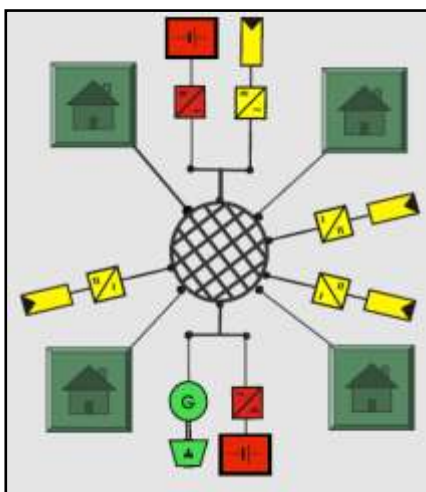
Configuration typique pour les grands systèmes. Au moins un générateur diesel produit et contrôle la tension du réseau.

Un stockage n'est pas indispensable.

L'ajout d'un stockage court terme (10 minutes par exemple) servira à atténuer les fluctuations rapides de la ressource renouvelable et à réduire au minimum la réserve tournante.

Un Système de contrôle central peut être installé afin d'optimiser l'opération des générateurs (niveau de puissance, synchronisation, démarrage, arrêt).

- **Multi-master avec onduleurs :**



Couplage sur le bus AC de la majorité des générateurs via un onduleur.

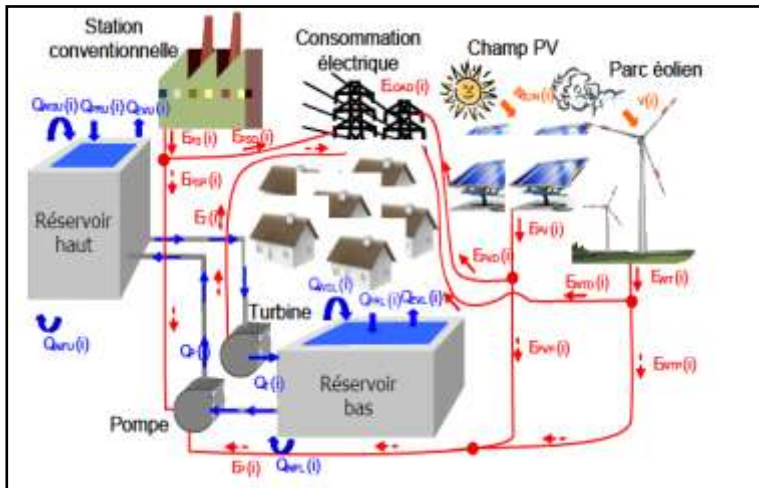
Les générateurs peuvent être distribués dans le mini-réseau (par exemple le PV peut être intégré dans le toit des maisons).

Différents générateurs capables de contrôler la tension (par exemple le stockage batterie ou groupe diesel) peuvent produire simultanément et se partager la charge.

Augmentation aisée de la capacité du système.



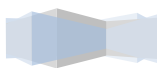
- **Mode complémentarité de production :**



Systèmes hybrides PV/groupe électrogènes peuvent être couplés avec d'autres sources d'énergies telles les éoliennes et les micros centrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques.

4. Générateur photovoltaïque

La conversion photovoltaïque est la transformation directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, sous forme de courant continu directement utilisable. D'un point de vue purement technique, on estime que les systèmes de conversion à énergie solaire sont potentiellement capables de répondre à une grande partie de la demande énergétique mondiale [11]. Cette transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques. Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans la cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques non linéaires dépendant de l'éclairement. Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (le rendement le plus élevé aujourd'hui en laboratoire est de 25%) et sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 . Ce rendement faible de source photovoltaïque a incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur PV et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseur statique contrôlé (onduleur) pour différents modes de fonctionnement. La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il



est donc nécessaire de disposer d'association en série et en parallèle de telles cellules pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel électrique usuel. Pour obtenir des puissances supérieures, il est donc nécessaire de mettre en série et en parallèle plusieurs modules.

5. Générateur diesel

Dans le cas d'un système d'énergie renouvelable, la production d'énergie électrique est réalisée en fonction des ressources (soleil, vent,...) et non de la demande. Dans le cas des installations autonomes, il est donc nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Dans un système hybride PV/diesel, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone (voir figure I-2 ci-dessous). La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [12]. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder les vitesses du moteur du générateur constantes. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

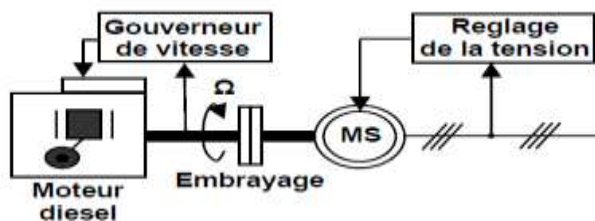


Figure I-2 : Configuration du générateur diesel [10]

Le réseau de courant alternatif avec diesel, tout comme ceux interconnectés, fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive. Dans les processus industriels et domestiques utilisant l'énergie électrique, seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production, en énergie mécanique, thermique, lumineux, etc., l'autre, l'énergie réactive, sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteur, autotransformateurs, etc.). En fait, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes dans le système. Notons que la puissance réactive dans un système de CA avec générateur diesel est produite par le générateur synchrone. Cela est fait conjointement avec le réglage de la tension, en ajustant le courant d'excitation du générateur synchrone. Par conséquent, dans un système d'énergie à CA avec plusieurs générateurs diesels, on doit avoir au moins un générateur diesel connecté au réseau isolé, pour fournir la puissance réactive.



6. Onduleurs

Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Ils sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome (ou encore onduleur réseau) exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont les plus chers.

7. Charges

Les charges électriques rendent utile une puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et les charges inductives. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau, etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont de charges résistive et inductive. Ils sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à courant continu (CC) peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système.

8. Système d'exploitation

Les réseaux multi-diesels utilisent des méthodes relativement sophistiquées pour gérer et assurer une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Des exemples de commandes intégrées sont le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le régulateur de tension sur le générateur synchrone ou diesel. Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants. Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, et la répartition de la puissance pour les différents types de charges.

9. Les techniques de modélisation

Il existe essentiellement deux types de techniques de modélisation des SEH : les modèles de séries chronologiques et les modèles statistiques [13].



Dans les modèles de séries chronologiques, l'analyse est divisée en pas de temps discret et la performance du système est simulée à chaque pas de temps. Normalement, le comportement dynamique du système n'est pas modélisé mais considéré comme une succession d'états d'équilibre sur chaque pas de temps de calcul. La plupart des modèles utilisent un pas de temps d'une heure car il équilibre à la fois l'exactitude et la non disponibilité de données de ressources et des charges à un pas de temps meilleur (la seconde ou la minute). Le cœur d'un modèle de séries chronologiques est le bilan énergétique sur le flux d'énergie entrant et sortant de toutes les composantes du système. Une ou plusieurs stratégies d'exploitation doit être mise en place afin de savoir comment procéder pour passer d'un pas de temps au suivant et prendre des décisions. Les modèles de séries chronologiques exigent parfois des algorithmes pour créer des valeurs horaires de charges et des ressources (rayonnement solaire, vitesse du vent), souvent plus facilement disponibles sous forme de valeurs moyennes. De même, des algorithmes pour représenter la production horaire sont utilisés pour permettre une interprétation plus compréhensible des résultats.

Dans les modèles statistiques, la performance du système est évaluée pour chaque mois d'une année, et afin de prendre en compte l'effet des variations à court terme (plus court que le mois par exemple) une certaine forme de manipulation statistique doit être utilisée. Les données nécessaires sont limitées aux valeurs mensuelles ou annuelles moyennes de charge, aux données sur les ressources, et certains paramètres de performance des composantes. D'autres paramètres tels que la mesure dans laquelle une charge est liée à une source peut être fournie si elle n'est pas calculée par le modèle lui-même. Enfin, les modèles statistiques sont plus rapides que les modèles de séries chronologiques au détriment de la précision et de la flexibilité. Notons tout de même qu'il n'est, en fait, pas si facile à mettre en œuvre les configurations des systèmes complexes (plusieurs sources d'énergie renouvelables, de multiples générateurs, les stratégies de contrôle sophistiquées, etc.) dans ces modèles.

10. Dimensionnement des SEH

La conception des SEH exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des différents éléments constitutifs du système, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace. Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH. Les principaux facteurs du dimensionnement sont :

- Les conditions environnementales du site (éclairage énergétique, température, humidité, vitesse du vent) ;
- Le profil de charge ;
- Les ressources financières ;



- La disponibilité de la technologie et le support technique.

Il existe plusieurs logiciels de simulation des SEH [14, 15] : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM... Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d'optimisations sont différentes. Une brève description de chaque outil est donnée ci-après :

HOMER : C'est un outil, basé sur le modèle des séries chronologiques, développé par le « National Renewable Energy Laboratory », capable d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. Il exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. Il estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût de leurs cycles de vie. En ce qui concerne les composants à prendre en considération, ils doivent être préalablement prévus afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme [16].

SOMES : C'est un outil de simulation et d'optimisation développé par la « Utrecht University » au Pays Bas. Les composants disponibles sont : éolienne, PV, générateur diesel, réseau électrique, batteries de stockage et plusieurs types de convertisseurs. La simulation est réalisée sur une base de temps horaire. Le système optimal est trouvé en comparant les coûts de plusieurs systèmes, dans les limites définies par l'utilisateur.

RAPSIM : Cet outil a été développé par la « Murdoch University Energy Research Institute » d'Australie. Il est conçu pour simuler des systèmes d'énergies alternatives tels que des générateurs PV, des éoliennes et des générateurs diesels. Un dimensionnement optimal est réalisé par tâtonnement. Les utilisateurs changent les paramètres du système (nombre de batteries, d'éoliennes, puissance des générateurs diesels) et jugent le résultat pour choisir la meilleure solution répondant à leurs besoins.

SOLSIM : Il est développé au Fachhochschule Konstanz, en Allemagne. C'est un outil de simulation qui permet aux utilisateurs de concevoir, analyser et optimiser des systèmes connectés ou pas à un réseau et des SEH. Les sources d'énergies disponibles sont : panneaux PV, éoliennes, installations de biogaz ou de biomasse, batteries et générateurs diesels. C'est un progiciel qui comporte des outils différents : un programme de simulation général appelé SOLSIM, une unité d'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV appelée SolOpti, une unité de calcul des coûts du cycle de vie appelée SolCal et l'unité simulant des générateurs éoliens appelée SolWind.

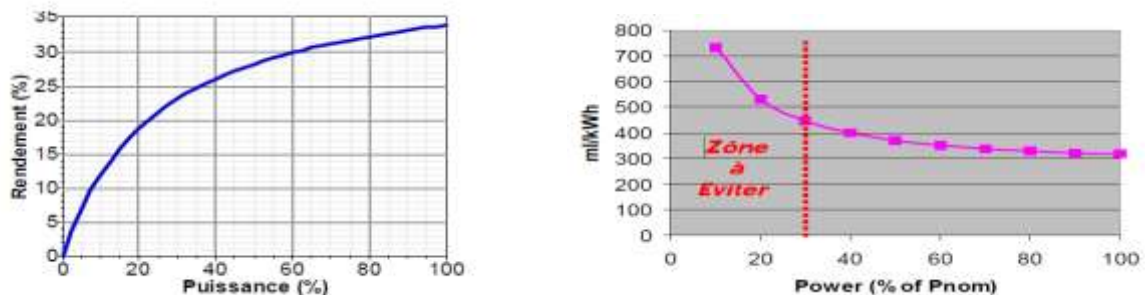
Il est clair que tous ces logiciels sont plus adaptés au contexte des régions où ils sont développés respectivement. Il s'avère donc indispensable, pour les initiateurs Africains de tels systèmes, de mettre en place leur propre logiciel inspiré de ceux existant ailleurs afin de mieux l'adapter aux réalités du continent.



Par ailleurs la plupart de ces logiciels ne font pas le dimensionnement car il revient à l'utilisateur de rentrer les dimensions des composants du système. L'outil que nous proposons ici permettra en fonction des données du site de l'étude de faire le dimensionnement du système.

11. Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des SEH

Compte tenu de la nature aléatoire des sources d'énergie renouvelable, la difficulté principale des SEH comportant ce type de sources est de pouvoir produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge. Le moyen le plus simple d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner des sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (le générateur diesel fonctionne sans arrêt) [17]. Dans ce type de fonctionnement, les sources d'énergie renouvelable agissent comme une charge négative, en réduisant la charge moyenne des générateurs diesels. Ces derniers peuvent fonctionner à une puissance très basse (voir Courbe I-1 ci-dessous), mais l'économie de carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnement à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30% de la consommation à pleine charge) [18]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime de ralenti pour une demande de puissance nulle suppose une consommation de carburant non négligeable.



Courbe I-1: Evolution du rendement et de la consommation d'un moteur diesel en fonction du pourcentage de la puissance nominale [10, 19]

Si l'énergie renouvelable est suffisante pour alimenter la plupart de la charge, la quantité de carburant économisé peut alors être augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesels par intermittence [5]. En fonctionnement intermittent, les générateurs diesels démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge. Le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels peut, par conséquent, être élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des générateurs diesels et de leurs démarreurs [20, 21]. Un autre problème devant être pris en compte quand le générateur diesel fonctionne par intermittence est le temps nécessaire pour le démarrage et l'arrêt. Le système peut, par exemple, s'effondrer subitement pendant le démarrage du générateur diesel, si l'énergie renouvelable diminue plus vite que le temps nécessaire pour la phase de démarrage.

Il arrive parfois que la production d'énergie renouvelable soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau ne peut pas être éliminé, la production d'énergie renouvelable doit alors être limitée ou même arrêtée. En général, les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage pour maintenir l'équilibre énergétique et la stabilité de la fréquence. D'autres applications nécessitent des systèmes de commande supplémentaires pour maintenir la qualité de la tension. Tous ces dispositifs, tels que les charges de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride. Seule une stratégie de commande adéquate peut permettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le système rentable.

Une autre perturbation qui peut poser des problèmes est la surtension. Une surtension peut être causée par un court circuit, l'arrêt d'une charge importante ou la connexion d'un banc de condensateurs.

Du point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un SEH sont résumés comme suit :

- Les variations de la charge à long terme : les régions isolées avec des petits réseaux électriques peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité (généralement, la demande augmente).
- Les variations de la charge à court terme : en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivies par des pics.
- La nature intermittente de la ressource solaire.
- Les perturbations du réseau : les défauts, tels que les courts circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes, mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.

12. Système hybride de la présente étude

Dans le cadre de la présente étude, nous avons à faire au système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage. Il est constitué de deux sources de production d'électricité : le générateur PV et les générateurs diesels. Les avantages de ce type de système sont d'une part la suppression des coûts d'achat et d'entretien des batteries et d'autre part la réduction des effets néfastes sur l'environnement que pourraient engendrer les métaux lourds contenus dans les batteries. Il faut aussi noter que les stockages électrochimiques conventionnels sont limités techniquement en puissance et restreints en capacité. La configuration adoptée du système est une configuration parallèle (Muti-master avec générateurs diesels) c'est à dire que le générateur PV et les générateurs diesels (eux aussi en parallèle) sont sollicités en même temps



pour satisfaire une charge donnée. Notons que l'objectif de la configuration avec plusieurs générateurs diesel en parallèle plutôt qu'un seul est de permettre à chacun d'eux de fonctionner dans sa plage optimale pour une charge donnée.

La cible ici est de trouver la configuration optimale (en terme : de taux de pénétration solaire, de puissance et de nombre de groupe diesel à installer) qui couplée à la meilleure stratégie de gestion permettra d'avoir un coût minimal de production de l'électricité pour un profil de charge donné.

II. Modélisation du système de production hybride PV/diesel

1. Introduction

Dans le cadre de cette partie, nous proposons l'élaboration des modèles mathématiques pour les systèmes de production du type « Flexy Energy » du LESEE, afin de renforcer la maîtrise de leur exploitation, surtout du point de vue des écoulements des puissances de production en fonction des conditions météorologiques données ou estimées. La modélisation aura ainsi pour but d'établir les modèles mathématiques à la fois précis qui régissent les fonctionnements physiques de telles installations étudiées et en suite retrouver par simulation l'influence des paramètres sur les caractéristiques des générateurs (générateur photovoltaïque et générateur diesel) pour un transfert optimum de l'énergie vers les récepteurs.

Le système de production à modéliser est en moyenne constitué des équipements suivants (voir figure II-1 ci-dessous):

- Un champ photovoltaïque ;
- Un convertisseur statique (Onduleur) ;
- Un groupe ou plusieurs groupes électrogènes ;
- La charge.

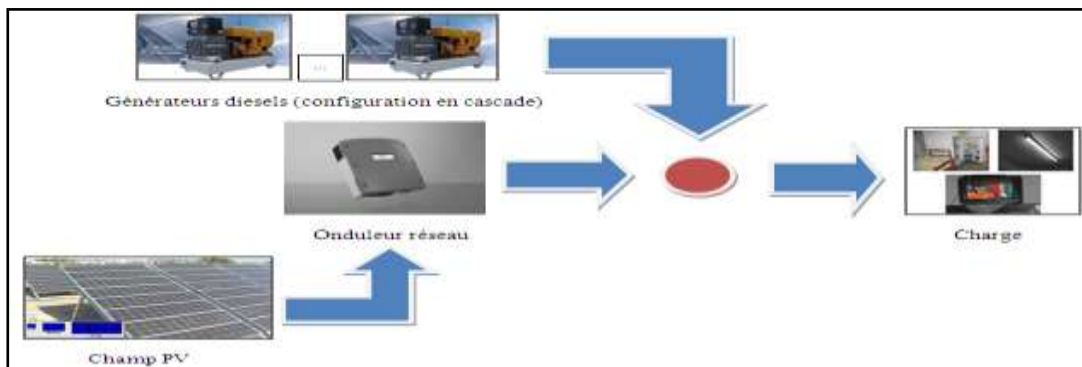


Figure II-1 : Schéma synoptique du SEH à modéliser

Il existe de nombreux modèles pour représenter les composants du système ; nos choix se sont portés sur des modèles jugés adéquats à notre système, c'est-à-dire, permettant de tenir compte des interactions entre les différents éléments tout en donnant lieu à une modélisation simple du système global.

2. Hypothèses générales

Compte tenu de la diversité d'appréhension que l'on pourrait avoir de ce problème, les hypothèses suivantes sont émises [22]:

- Pas de batterie de stockage ;
- Plusieurs groupes électrogènes (générateurs diesels) en parallèle et au moins un générateur diesel toujours en position « on » ;
- Onduleur réseau triphasé ;

3. Modélisation du gisement solaire

L'irradiation solaire totale (globale) arrivant sur une surface quelconque a trois composantes [23] :

- L'irradiation solaire directe : c'est celle reçue directement du soleil sans être dispersée par l'atmosphère ;
- L'irradiation solaire diffuse : elle représente celle reçue du soleil après qu'elle ait changée de direction suite à une dispersion atmosphérique (elle est souvent attribuée à l'irradiation reçue du ciel) ;
- L'irradiation solaire réfléchie : ici, il s'agit de celle reçue du sol et/ou de l'environnement (elle est nulle lorsqu'on considère une surface horizontale).

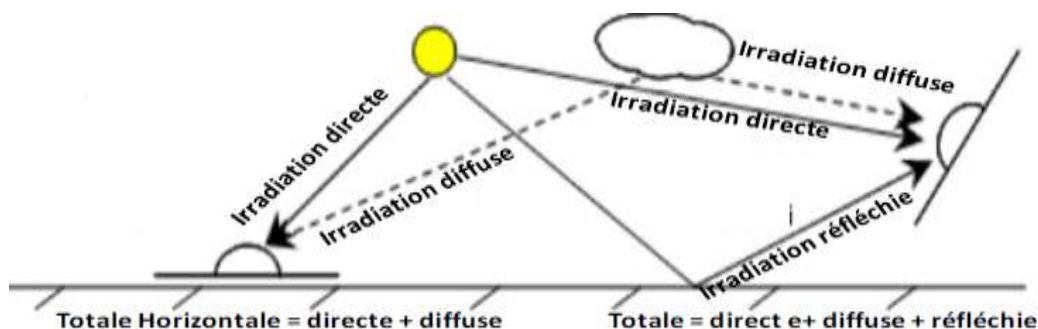


Figure II-2 : Irradiation solaire totale et ses composantes [23]

Généralement les différentes composantes du rayonnement solaire sont mesurées sur un plan horizontal. Cependant, pour estimer la puissance produite par un générateur photovoltaïque ayant une certaine inclinaison par rapport au plan horizontal, la connaissance de la radiation solaire globale sur l'horizontal (fourni par des instruments de mesure tel que le pyranomètre) ne suffit pas. Il faut reconstituer cette composante sur le plan du champ PV.

Il existe plusieurs modèles qui permettent le calcul de la radiation solaire sur un plan incliné [24]:

- Le modèle de Temps et coulson (1977)
- Le modèle de Klucher (1979)
- Le modèle de Hay and Davies (1980)
- Le modèle de Reindl et al (1990)
- Etc ...

Ces modèles sont assez complexes à manipuler, raison pour laquelle nous considérons dans cette étude, le modèle isotropique de Liu et Jordan dans lequel on suppose que la distribution de la radiation solaire dans la voûte céleste se fait de manière isotropique (Hotel et woertz, 1942). Sous cette hypothèse Liu et Jordan (1963) ont proposé l'expression suivante qui permet un calcul plus aisé de la radiation solaire sur un plan incliné [24]:

$$G_{inc}(t) = B_{inc}(t) + D_{inc}(t) + R_{inc}(t) \quad (Eq.II.1)$$

Avec :

$B_{inc}(t)$: Irradiation directe moyenne horaire sur le plan incliné ;

$D_{inc}(t)$: Irradiation diffuse moyenne horaire sur le plan incliné ;

$R_{inc}(t)$: Irradiation réfléchiée moyenne horaire sur le plan incliné.

- **Reconstitution de la moyenne horaire de l'irradiation directe sur le plan incliné**

$$B_{inc}(t) = R_b * B_H(t) = R_b * [G_H(t) - D_H(t)] \quad (Eq.II.2)$$

Avec :



G_H : Irradiation horaire globale sur le plan horizontal (elle est le plus souvent obtenue à l'aide des instruments de mesures tel que le pyranomètre) ;

D_H : Irradiation horaire diffuse sur le plan horizontal ;

B_H : Irradiation horaire directe sur le plan horizontal ;

R_b : Facteur de forme.

Ce dernier terme est donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\sin(h)} \quad (\text{Eq. II. 3})$$

θ et h étant respectivement l'angle d'incidence et la hauteur du soleil.

La hauteur du soleil est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Elle se calcule par l'expression suivante [25]:

$$\sin(h) = \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(\omega) + \sin(\varphi) * \sin(\delta) \quad (\text{Eq. II. 4})$$

δ : est la déclinaison ; c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle est donnée par :

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365} * (n + 284)\right) \quad (\text{Eq. II. 5})$$

n est le numéro du jour dans l'année à partir du premier janvier.

φ : est la latitude ;

ω : est l'angle horaire solaire (c'est l'angle compris entre le méridien d'origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel) ;

$$\omega = 15 * (TSV - 12) \quad (\text{Eq. II. 6})$$



TSV est le temps solaire vrai (il est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu de l'étude et la longitude de référence). Il est obtenu par la relation suivante [22] :

$$TSV = TL - dh + \left(\frac{E_t + 4 * L_{loc}}{60} \right) \quad (Eq. II.7)$$

TL et dh sont respectivement le temps légal (temps donné par une montre) et le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

E_t est la correction de l'équation du temps et est exprimé comme suit :

$$E_t = 229,2 * (0,000075 + 0,001868 * \cos(\vartheta) - 0,032077 * \sin(\vartheta) - 0,014615 * \cos(2 * \vartheta) - 0,04089 * \sin(2 * \vartheta)) \quad (Eq. II.8)$$

Avec :

$$\vartheta = \frac{360}{365} * (n - 1) \quad (Eq. II.9)$$

L_{loc} est la longitude de la localité.

Quant à l'angle d'incidence de la radiation solaire sur le champ PV, il est donné par l'expression suivante [23]:

$$\cos(\theta) = (A - B) * \sin(\delta) + [C * \sin(\omega) + (D + E) * \cos(\omega)] \cos(\delta) \quad (Eq. II.10)$$

Où :

$$A = \sin(\varphi) * \cos(\beta) \quad (Eq. II.11)$$

$$B = \cos(\varphi) * \sin(\beta) * \cos(\gamma) \quad (Eq. II.12)$$

$$C = \sin(\beta) * \sin(\gamma) \quad (Eq. II.13)$$

$$D = \cos(\varphi) * \cos(\beta) \quad (Eq. II.14)$$

$$E = \sin(\varphi) * \sin(\beta) * \cos(\gamma) \quad (Eq. II.15)$$



γ : est la hauteur du plan (c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal). Il est donné par :

$$\gamma = 90 - \beta \quad (\text{Eq. II. 16})$$

La composante diffuse horaire de la radiation solaire dépend de la valeur de l'indice de clarté (K_t) qui peut être défini comme le rapport de la radiation solaire globale sur le plan horizontal (G_H) sur la radiation solaire extraterrestre (G_0) :

$$K_t = \frac{G_H(t)}{G_0(t)} \quad (\text{Eq. II. 17})$$

$G_0(t)$ est calculée par la formule suivante :

$$G_0(t) = G_{sc} \left(1 + 0,033 * \cos \left(\frac{360}{365} * n \right) \right) * \sin(h) \quad (\text{Eq. II. 18})$$

Où G_{sc} est la constante solaire ($G_{sc} = 1367W/m^2$)

De la valeur de (K_t) on déduit celle de $D_H(t)$ par la corrélation suivante :

$$\frac{D_H(t)}{G_H(t)} = \begin{cases} 1 - 0,09 * K_t & \text{pour } K_t < 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 * K_t + 4,388 * K_t^2 - 16,638 * K_t^3 + 12,336 * K_t^4 & \text{pour } 0,22 < K_t \leq 0,80 \\ 0,165 & \text{pour } K_t > 0,80 \end{cases} \quad (\text{Eq. II. 19})$$

- **Reconstitution de la moyenne horaire de l'irradiation diffuse sur le plan incliné**

$$D_{inc}(t) = D_H(t) * \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \quad (\text{Eq. II. 20})$$

Avec :

β : Angle d'inclinaison de la surface de captation ;



- **Reconstitution de la moyenne horaire de l'irradiation réfléchie sur un plan incliné**

$$R_{inc}(t) = G_H(t) * \rho * \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (Eq. II. 21)$$

Avec :

ρ : Albédo du sol.

4. Modélisation du générateur solaire PV

La puissance horaire délivrée par le générateur solaire PV, de surface de captation totale $A_{pv}(m^2)$, lorsqu'il reçoit une irradiation horaire incidente Gh_{inc} , est donnée par [26] :

$$P_{Gpv}(t) = G_{inc}(t) * \eta(t) * A_{pv} = G_{inc}(t) * \eta(t) * n_{mpv} * n_{c/mpv} * S_{cmpv} \quad (Eq. II. 22)$$

Où le rendement du système $\eta(t)$ est donné par [27] :

$$\eta(t) = \eta_m(t) * \eta_{ond} * F_p \quad (Eq. II. 23)$$

Et, le rendement des modules $\eta_m(t)$ est donné par :

$$\eta_m(t) = \eta_{r_m} * \{1 - \beta_T * [T_c(t) - T_{r_c}]\} \quad (Eq. II. 24)$$

Avec :

n_{mpv} : Nombre de module PV ;

$n_{c/mpv}$: Nombre de cellule par module PV ;

S_{cmpv} : Surface d'une cellule PV (m^2) ;

η_{r_m} : Rendement de référence des modules ;

η_{ond} : Rendement de l'onduleur ;



F_p : Facteur représentant les différentes pertes du système (pertes de connexion, pertes dues à la température, etc....) ;

β_T : Coefficient de variation du rendement ;

T_{r_c} : Température de référence pour l'efficacité des cellules PV ;

T_c : Température des cellules PV.

Cette dernière est calculée par la relation suivante [28]:

$$T_c(t) = T_a(t) + \left(\frac{NOCT - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \right) * Gh_{inc}(t) \quad (Eq. II. 25)$$

Avec :

$T_a(t)$: Température ambiante horaire ;

$NOCT$: Température normale de fonctionnement des cellules PV ;

$T_{a,NOCT} = 20^\circ\text{C}$;

$G_{T,NOCT} = 800\text{W}/\text{m}^2$.

5. Modélisation du générateur diesel

Le Courant fourni par un générateur diesel à un instant t est donné par [29] :

$$I_{GD}(t) = I_{GD,max} * x_{GD}(t) \quad (Eq. II. 26)$$

Où :

$I_{GD,max}$: Intensité maximale du générateur diesel ;

$x_{GD}(t)$: Taux de charge (exprimée en pourcentage de sa puissance nominale) à un instant t .

Pour un nombre n_{GD} de générateurs, le courant total généré à un instant t est donné par :



$$I_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} I_{GDi,max} * x_{GDi}(t) * \varepsilon_i(t) \quad (Eq. II. 27)$$

$\varepsilon_i(t)$: Traduit l'état d'arrêt ou de marche du groupe i à un instant t ($\varepsilon_i(t) = 1$ si le groupe est en marche et $\varepsilon_i(t) = 0$ si le groupe est à l'arrêt).

Un générateur diesel est caractérisé par sa consommation (horaire ou spécifique) de carburant. La consommation horaire d'un générateur diesel est donnée par la formule suivante [30] :

$$q_{GD}(t) = a * P_{GD}(t) + b * P_{GD,nom} \quad (Eq. II. 28)$$

Où :

$a(\frac{l}{kWh})$ et $b(\frac{l}{kWh})$: Constantes ;

$P_{GD}(t)$ et $P_{GD,nom}$: Respectivement la puissance délivrée à un instant t et la puissance nominale du générateur diesel. Leurs expressions sont :

$$P_{GD}(t) = \sqrt{3} * I_{GD}(t) * U_{GD,nomAC} * \cos(\phi) \quad (Eq. II. 29)$$

$$P_{GD,nom} = \sqrt{3} * I_{GD,max} * U_{GD,nomAC} * \cos(\phi) \quad (Eq. II. 30)$$

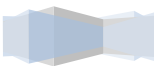
$U_{GD,nomAC}$ et $\cos(\phi)$ sont respectivement la tension nominale du générateur diesel et le facteur de puissance.

Pour un nombre n_{GD} de générateurs, on a :

$$P_{GD}(t) = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} * I_{GDi}(t) * U_{GDi,nomAC} * \cos(\phi) * \varepsilon_i(t) \quad (Eq. II. 31)$$

$$P_{GD,nom} = \sum_{i=1}^{n_{GD}} \sqrt{3} * I_{GDi,max} * U_{GDi,nomAC} * \cos(\phi) * \varepsilon_i(t) \quad (Eq. II. 32)$$

D'où à un instant t , la consommation en carburant des générateurs diesels est donnée par :



$$q_{GD}(t) = \sqrt{3} * \cos(phi) * \sum_{i=1}^{n_{GD}} [I_{GD_i,max} * U_{GD_i,nomAC} * (a * x_{GD_i}(t) + b) * \varepsilon_i(t)] \quad (Eq. II. 33)$$

6. Modélisation du générateur hybride PV/diesel

Ici les trois modèles précédemment développés respectivement pour le gisement solaire, le générateur PV et les générateurs diesels sont combinés et la configuration adoptée du système est une configuration parallèle c.à.d. que le générateur PV et les générateurs diesels sont sollicités en même temps pour satisfaire une charge donnée.

L'objectif ici est de trouver la configuration optimale (en terme : du taux de pénétration solaire et donc du nombre de module PV) qui couplée à la meilleure stratégie de gestion permettra d'avoir un coût minimal de production de l'électricité pour un profil de charge donné. L'analyse du système est ainsi basée sur une "fonction coût " ou "fonction objective" du système à minimiser.

7. Fonction objective

Elle regroupe les coûts initiaux, les coûts actualisés d'opération et de maintenance du système sur une période donnée ou sur toute la durée de vie du système. L'actualisation de ces coûts est faite selon qu'il s'agisse des opérations courantes (coût d'opération et de maintenance des groupes diesels et coût de maintenance des modules PV) ou non courantes (coûts de remplacement des générateurs diesels, des onduleurs,...).

On peut donc écrire [31] :

$$C_{syst} = n_{mod_pv} * C_{u_mod_pv} + BOS_{pv} + CA_{m_pv} + \sum_{i=1}^{n_{GD}} C_{u_GD_i} + BOS_{GD} + CA_{os} + CA_{vr} \quad (Eq. II. 34)$$

Avec :



n_{mod_pv} , n_{GD} : Respectivement le nombre de modules PV et de générateurs diesels du système.

$C_{u_mod_pv}$: Coût unitaire des modules PV;

BOS_{pv} : Balance du système PV (Elle englobe les coûts : de la structure de soutien des modules, de la fondation, du câblage, des équipements de contrôle et de l'onduleur) ;

BOS_{GD} : Balance du système des générateurs diesels ;

$C_{u_GD_i}$: Coût unitaire du générateur diesel i (FCFA) ;

CA_{m_pv} : Coût actualisé de maintenance du générateur PV et est donné par :

$$CA_{m_Gpv} = PW_c * C_{m_Gpv} \quad (Eq. II. 35)$$

C_{m_Gpv} est le coût annuel de maintenance du générateur PV (FCFA).

CA_{os} : est la fonction qui regroupe tous les coûts actualisés dépendant de la stratégie de gestion :

$$CA_{os} = CA_{rem_GD} + CA_{rem_Ond} + CA_{m_GD} + CA_{o_GD} \quad (Eq. II. 36)$$

Avec :

CA_{rem_GD} : Coût actualisé de remplacement des générateurs diesel donné par :

$$CA_{rem_GD} = PW_{nc} * C_{rem_GD} \quad (Eq. II. 37)$$

C_{rem_GD} est le coût annualisé de remplacement des générateurs diesels (il correspond au coût annualisé d'acquisition).

CA_{rem_Ond} : Coût actualisé de remplacement des onduleurs donné par :

$$CA_{rem_Ond} = PW_{nc} * C_{rem_Ond} \quad (Eq. II. 38)$$



C_{rem_ond} est le coût annualisé de remplacement des onduleurs (il correspond au coût annualisé d'acquisition).

CA_{m_GD} : Coût actualisé de maintenance des générateurs diesels. Il est donné par :

$$CA_{m_GD} = PW_c * C_{m_GD} \quad (Eq. II. 39)$$

C_{m_GD} est le coût annuel de maintenance des générateurs diesels fonctionnant à 1500 tr/mn donné par la relation suivante [32] :

$$C_{m_GD} = \sum_{i=0}^{n_{GD}} \left\{ \frac{[(0,242 + 0,3505 * P_{GDi,nom}) * 15,2 + 120,8]}{600} * 1,18 * 500 * T_i \right\} \quad (Eq. II. 40)$$

Avec T_i la durée annuelle de fonctionnement du générateur i (en heure).

CA_{o_GD} : Coût actualisé d'opération des générateurs diesel et est donné par :

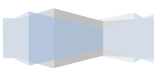
$$CA_{o_GD} = PW_c * C_{o_GD} \quad (Eq. II. 41)$$

Où C_{o_GD} , le coût annuel d'opération des générateurs diesels, s'exprime comme suit :

$$C_{o_GD} = C_{u_f} * \sqrt{3} * \cos(phi) * 365 * \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_{GD}} [I_{GDi,max} * U_{GDi,nomAC} * (a * x_{GDi}(t) + b) * \varepsilon_i(t)] \quad (Eq. II. 42)$$

Avec C_{u_f} comme coût actuel d'un litre de combustible

PW_c et PW_{nc} sont respectivement les facteurs d'actualisation des dépenses courantes et non courantes et sont exprimés comme suit :



$$PW_c = \frac{\left(\frac{1+e}{1+i}\right) * \left[\left(\frac{1+e}{1+i}\right)^{n_a} - 1\right]}{\left(\frac{1+e}{1+i}\right) - 1} \quad (Eq. II. 43)$$

$$PW_{nc} = \frac{\left(\frac{1+e}{1+i_{adj}}\right) * \left[\left(\frac{1+e}{1+i_{adj}}\right)^{n_a} - 1\right]}{\left(\frac{1+e}{1+i_{adj}}\right) - 1} \quad (Eq. II. 44)$$

e : Taux d'inflation ;

i : Taux d'intérêt ou Taux d'actualisation ;

n_a : Durée de vie du système (Durée de vie de l'analyse) ;

i_{adj} est le taux d'intérêt ajusté pour les dépenses non courantes et est donné par :

$$i_{adj} = \frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} - 1 \quad (Eq. II. 45)$$

p est le temps entre deux dépenses non courantes.

CA_{vr} : Valeur de récupération actualisée du système. Elle est donnée par :

$$CA_{vr} = PW_r * C_{vr} \quad (Eq. II. 46)$$

Où :

C_{vr} : Valeur résiduelle actualisée d'un composant du système après un certain temps de fonctionnement. Elle est donnée par :

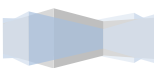
$$CA_{vr} = PW_r * \sum_{comp} C_{comp} * \frac{T_r}{T_t} \quad (Eq. II. 47)$$

C_{comp} est le coût d'achat du composant, T_r durée de vie restante, T_t sa durée de vie totale et

PW_r le facteur d'actualisation des valeurs résiduelles donné par :

$$PW_r = \frac{1}{(1+i)^{n_a}} \quad (Eq. II. 48)$$

Finalement la "fonction objective" se déduit de tout ce qui précède.



L'optimisation recherchée du système se résume à la résolution du système (très complexe à résoudre) suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min}[C_{\text{sys}} = f(n_{\text{mod}_{pv}}, P_{GD_i, \text{nom}})] \\ \text{Sous la contrainte } E_{GD}(t) + E_{Gpv}(t) = D_p(t) \quad \text{avec } t(\text{temps en Heure}) \in [1; 24] \\ x_{GD_i}(t) \in [0,7; 0,9] \end{array} \right. \quad (\text{Eq. II. 50})$$

Avec $E_{GD}(t)$, $E_{Gpv}(t)$ et $D_p(t)$ respectivement la production horaire du parc des générateurs diesels, la production horaire du générateur PV et la demande horaire en puissance.

III. Simulations et analyse des résultats

1. Contraintes de simulation

a) Profil de charge (demande en puissance)

Les besoins à satisfaire, s'ils sont moins variables tout au long de l'année, sont cependant très variable tout au long de la journée. Les courbes simplifiées ci-dessous donnent une idée des variations de charge que l'on peut trouver sur une journée dans les sites isolés [33] :

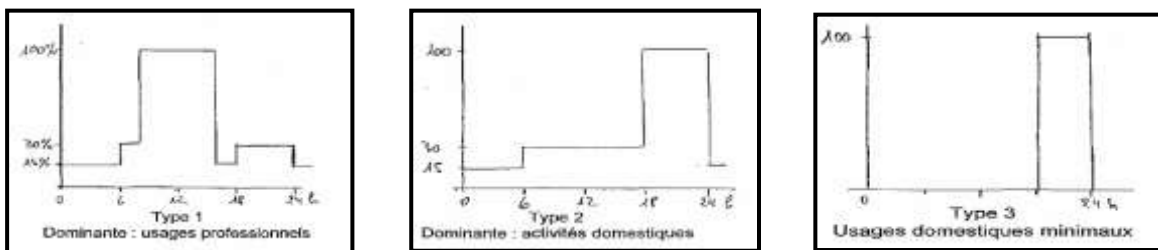


Figure III-1 : Variations journalières moyennes de charge selon le type d'usage en site isolé [33]

Dans la présente étude, nous avons opté pour le profil de charge de type 1 (dominance à usage professionnel).

b) Puissance du générateur solaire



Le taux de pénétration solaire est exprimé ici en pourcentage de la puissance minimale appelée. Ainsi suivant qu'il s'agisse de la faible, moyenne ou forte injection, on aura [34]:

- Faible injection : $P_{pv_pic} < 50\%(D_{p_min})$
- Moyenne injection : $50\%(D_{p_min}) < P_{pv_pic} \leq (D_{p_min})$
- Forte injection : $P_{pv_pic} > D_{p_min}$

Où :

P_{pv_pic} : Puissance PV installée pour le taux de pénétration correspondant ;

D_{p_min} : Demande minimale en puissance.

Le domaine d'injection du générateur PV sera évalué au point optimal de la fonction objective.

c) Puissance nominale des générateurs diesels

Initialement nous avons envisagé des générateurs identiques pour ainsi leur permettre de fonctionner dans leur plage optimale. Et pour déterminer la puissance nominale du générateur diesel, nous avons fait l'hypothèse d'une charge minimale et une production maximale du champ PV. Ainsi, la puissance d'un générateur diesel pour une pénétration solaire et pour un taux de charge est donnée par [22] :

$$P_{GDi,nom} = \frac{D_{p_min} - P_{pv_AC_max}}{x_{GD}} \quad (Eq. III.1)$$

Avec :

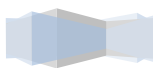
$$P_{pv_AC_max} = F_p * \eta_{ond} * P_{pv_AC_pic} \quad (Eq. III.2)$$

$$\text{Où } P_{pv_AC_pic} = (\%S) * D_{p_min} \quad (Eq. III.3)$$

$\%S$ étant le pourcentage de pénétration solaire.

Ainsi :

$$P_{GDi,nom} = \frac{D_{p_min} * [1 - (\%S) * F_p * \eta_{ond}]}{x_{GD}} \quad (Eq. III.4)$$



La difficulté rencontrée ici est que, lorsque l'on fait varier (en le faisant augmenter) le taux de pénétration solaire, la puissance unitaire des générateurs varie (en diminuant). Et selon un profil de charge tel que celui du type 1 présenté ci-dessus, pour répondre au pic de charge, on se voit obliger de mettre en marche un nombre important de générateurs ; ce qui n'est pas intéressant techniquement parlant.

Pour faire face à cette difficulté et compte tenu de la complexité de ce problème d'optimisation, nous avons envisagé dans cette présente étude un dimensionnement adéquat initial des générateurs capables de répondre seuls au profil de charge ; et la pénétration solaire ne viendra que réduire la production des générateurs en favorisant la mise au repos de certains générateurs (ce qui va permettre de réduire le coût d'exploitation et de maintenance des générateurs et la consommation en combustible).

En considérant une distribution continue d'énergie par hypothèse, on choisira donc une puissance des générateurs diesels telle que [33]:

$$D_{p_max} \leq k * \sum_{i=1}^{n_{GD}} P_{nom_GD_i} \quad \text{avec } k \in \{0.85; 9\} \text{ et } n_{GD} \geq 3 \quad (\text{Eq. III.5})$$

En considérant le minimum de la somme des puissances des générateurs (compte tenu de l'hypothèse d'un profil de charge constant), la relation précédente devient :

$$\sum_{i=1}^{n_{GD}} P_{nom_GD_i} = \frac{D_{p_max}}{k} \quad \text{avec } n_{GD} \geq 3 \quad (\text{Eq. III.6})$$

La taille et le nombre de générateur va dépendre du profil de charge.

d) Taux de charge du générateur diesel

Le taux de charge d'un générateur i à un instant t est donné par [22]:

$$x_{GD,i}(t) = \frac{D_p(t) - P_{Gpv}(t) - P_{GDj}(t)}{P_{GD_i,nom}} \quad (\text{Eq. III.7})$$

Où :

D_p : Puissance (charge) à satisfaire ;

P_{Gpv} : Puissance fournie par le générateur PV ;

P_{GDj} : Puissance totale fournie par les $(i - 1)$ autres générateurs en fonctionnement.

Il faut noter que l'objectif de la configuration avec plusieurs générateurs diesel en parallèle plutôt que d'un seul est de permettre à chacun d'eux de fonctionner dans sa plage optimale pour une charge donnée. Pour un nombre n_{GD} de générateurs en fonctionnement, si

on peut contrôler le taux de charge des $(n_{GD} - 1)$ premiers générateurs en fonctionnement, il est cependant difficile de contrôler celui du dernier générateur dont le taux de charge est donné par l'expression suivante :

$$x_{GD,n_{GD}}(t) = \frac{D_p(t) - P_{Gpv}(t) - x_{GD,op} * \sum_{i=1}^{n_{GD}-1} P_{GDi,nom}}{P_{GDn_{GD},nom}} \quad (Eq. III. 8)$$

$x_{GD,op}$ est le taux de charge optimal d'un générateur diesel et varie entre 0.7 et 0.9 [35].

e) Fonction coût du système

Pour l'évaluation de la fonction coût du système, on considèrera les hypothèses suivantes :

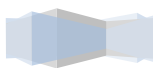
- Coût de maintenance annuelle du générateur PV égale à 3% de la valeur actualisée de l'investissement des modules PV [31];

(Notons que la valeur actualisée ou valeur actualisée équivalente (*AEV*) d'une dépense C_0 est donnée par la relation suivante [36]:

$$AEV = C_0 * \frac{i * (1 + i)^d}{(1 + i)^d - 1} \quad (Eq. III. 9)$$

Avec i et d respectivement le taux d'actualisation et la durée d'amortissement de la dépense correspondante.)

- Taux inflation égal à 4% [31];
- Taux d'intérêt ou d'actualisation égal à 8% [31];
- Balance du système PV égale à 20% de l'investissement des modules PV ;
- Coût de l'onduleur égal à 30% de la balance du système PV ;
- Balance du système des GD égale à 20% de l'investissement des GD ;
- Durée de vie des modules PV égale à 25 ans ;
- Durée de vie des GD égale à 10 ans ;
- Durée de vie de l'onduleur égale à 8 ans ;
- Durée de l'analyse (ou du système) égale à 20 ans ;
- Coût du combustible (gasoil) égal à 700 FCFA.



2. Procédure de simulation

Toutes les équations élaborées précédemment ont été implémentées sous un classeur Excel 2007 constitué comme suit :

- ❖ Une feuille principale (feuille d'accueil nommé "Initialisation") où se trouvent entre autre les boutons de réinitialisation des feuilles de calcul dudit classeur (boutons insérés via les macros programmées sous Visual Basic Editor).

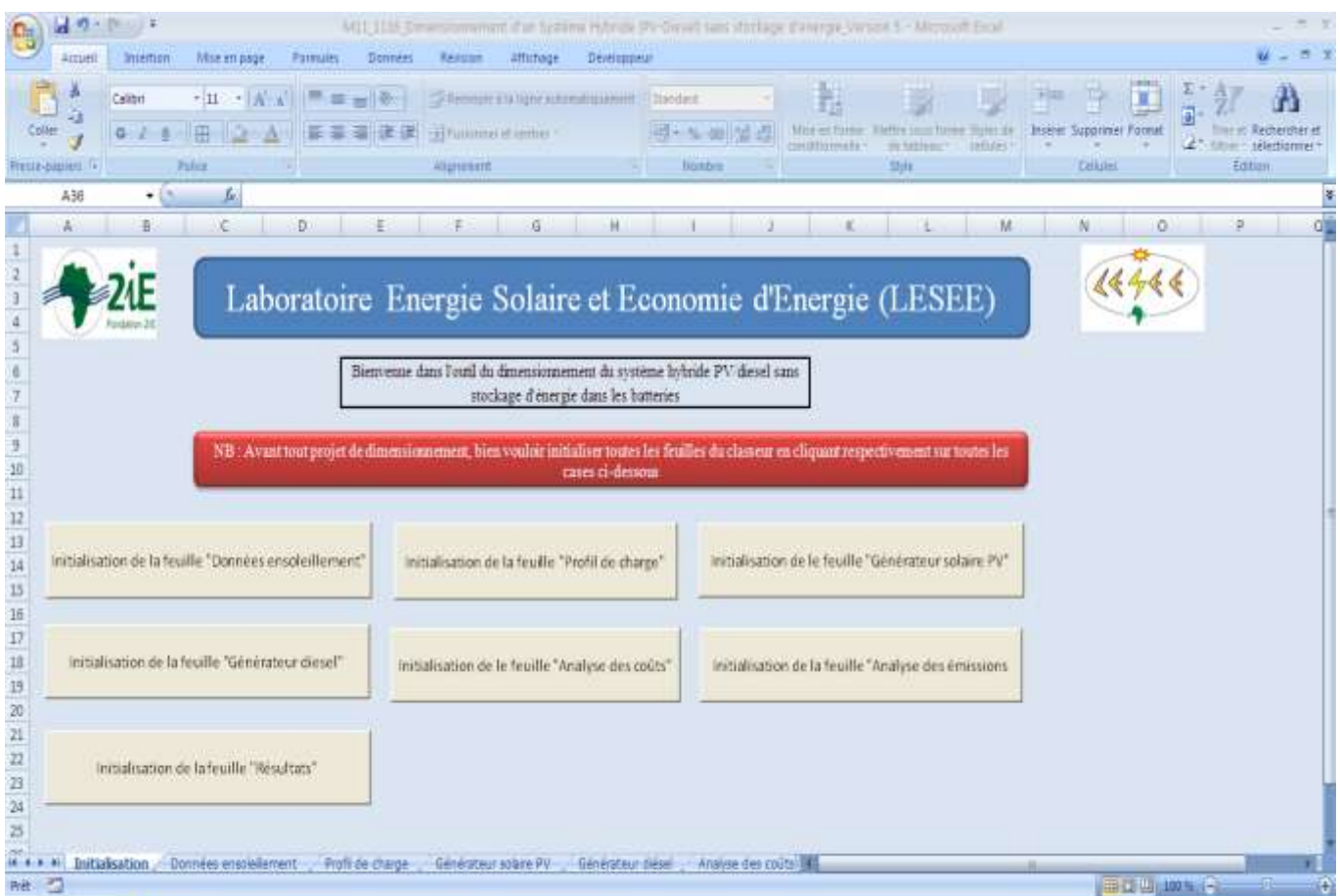


Figure III-2 : Feuille d'accueil du classeur de dimensionnement

- ❖ 6 feuilles de calcul nommées comme suit:
 - ✓ Données ensoleillement (pour le calcul de l'irradiation sur le plan des capteurs) ;
 - ✓ Profil de charge ;

- ✓ Générateur Solaire PV (pour le calcul de la puissance débitée par le générateur PV) ;
 - ✓ Générateur Diesel (pour le calcul de la puissance débitée par les GD) ;
 - ✓ Analyse des Coûts (pour l'optimisation de la fonction coût du système) ;
 - ✓ Analyse des émissions (pour le calcul des émissions évitées dues à l'injection solaire).
-
- ❖ Une feuille de restitution des résultats ;
 - ❖ Une feuille d'aide (pour les valeurs de l'ordre du jour type de dimensionnement) ;



Figure III-3 : Feuilles constituant le classeur Excel de dimensionnement

Pour une localité dont le profil de charge et la courbe d'ensoleillement sont donnés, on a la procédure suivante :

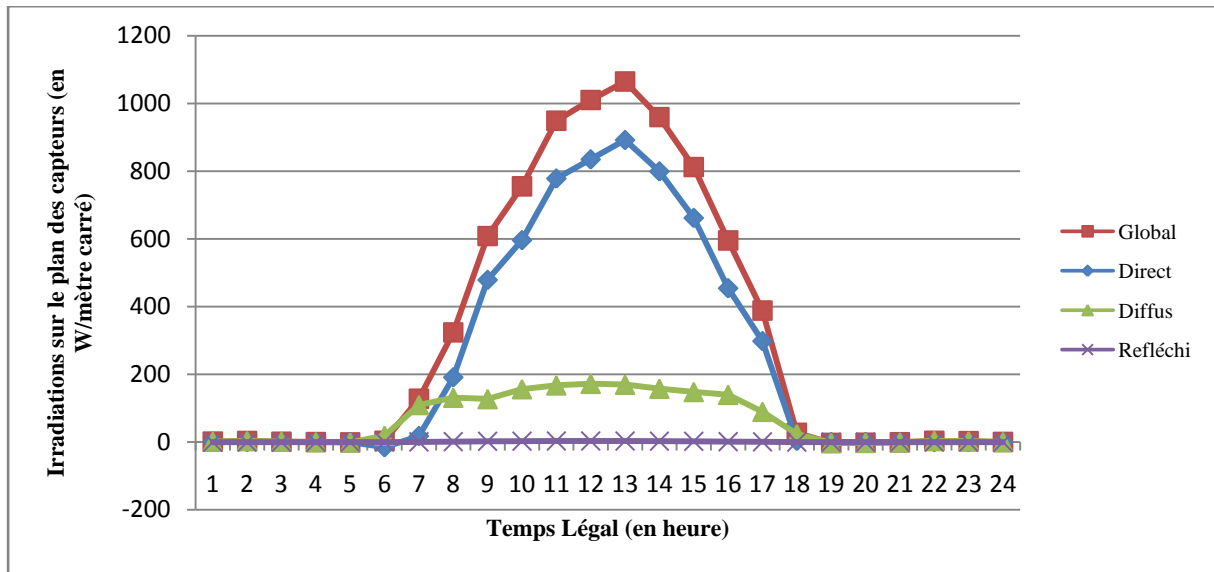
- Choisir confortablement le nombre et les puissances nominales des GD ;
- Choisir la puissance unitaire des modules PV (selon la disponibilité sur le marché) dans une plage de 100 à 250 Wc;
- Pour chaque configuration (puissance des modules PV, pénétration solaire, puissance nominale des groupes), la « fonction objective » est évaluée. La configuration optimale trouvée sera celle qui minimisera la dite fonction.

3. Résultats et analyse

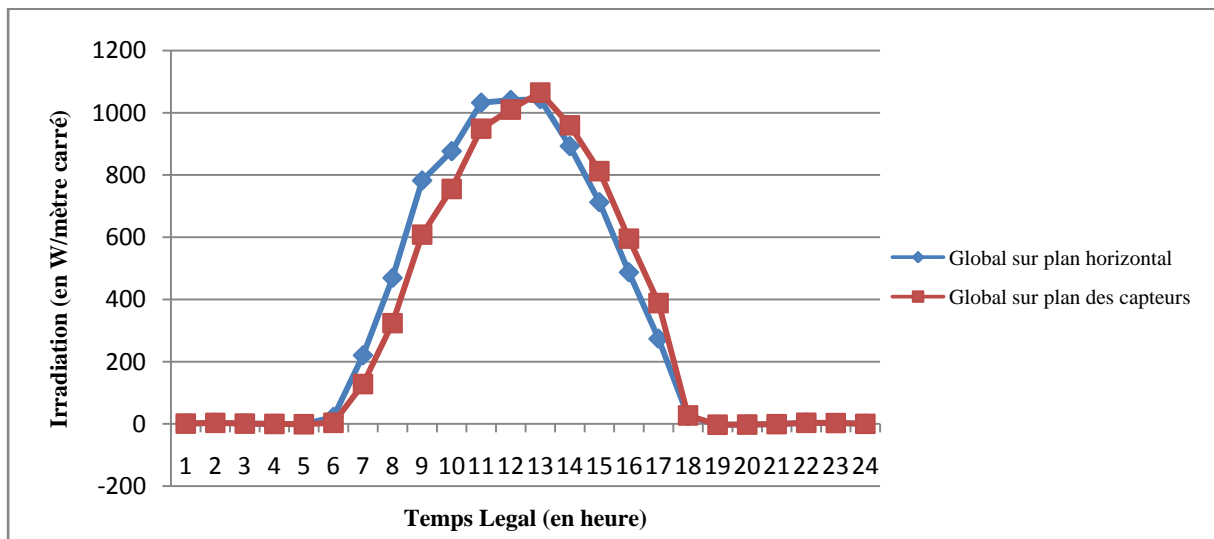
a) Irradiation sur le plan des capteurs

Le jour type retenu pour l'analyse est le 5 mai 2011, ce qui correspond à $n = 121$.





Courbe III-1: Evolution horaire des irradiations sur le plan des capteurs



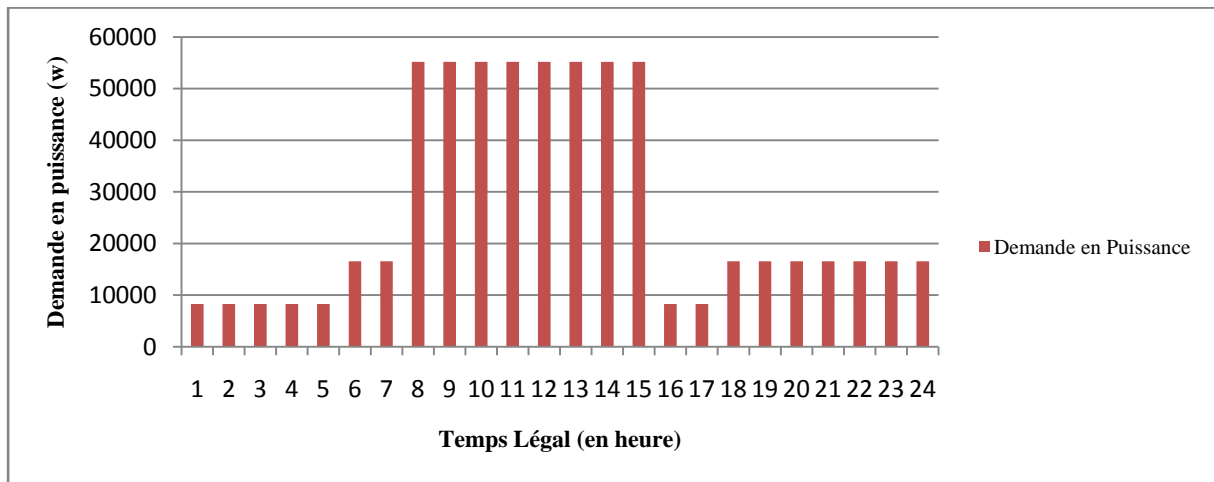
Courbe III-2: Evolution horaire comparée des irradiations

De la courbe comparative (Courbe III-2 ci-dessus) de l'irradiation globale sur plan horizontal (obtenue par le solarimètre de la deuxième station météo du LESEE) et de l'irradiation globale sur le plan des capteurs (obtenue par le modèle mathématique développé) pour une inclinaison optimale de 14° , on observe une translation de l'irradiation, sur le plan des capteurs, dans le sens positif du temps avec un pic plus important (1065 W/m^2 contre 1043 W/m^2 sur le plan horizontal).

b) Profil de charge



Comme signaler plus haut, le profil de charge illustré ci-dessous correspond au type 1 (dominance à usage professionnel).



Courbe III-3: Courbe de charge

La demande d'énergie journalière est de 648 600 kWh.

c) Dimensionnement adéquat des GD pouvant répondre à ce profil de charge

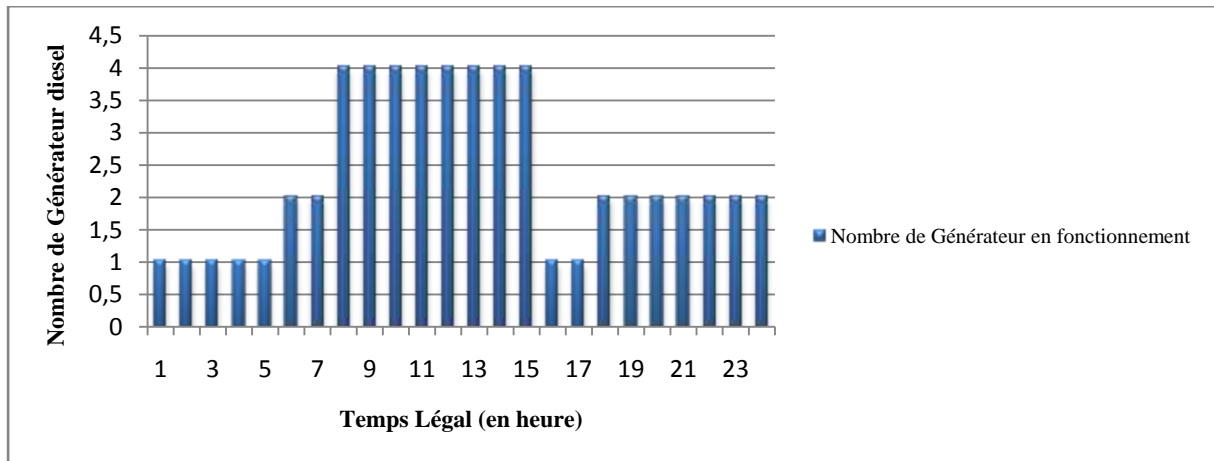
De l'équation (Eq.III.6), le parc minimal des GD chargés de répondre à la demande du profil de charge ci-dessus avec un taux de charge maximum de 90% est le suivant :

Tableau III-1: Caractéristiques des GD nécessaires pour répondre au profil de charge

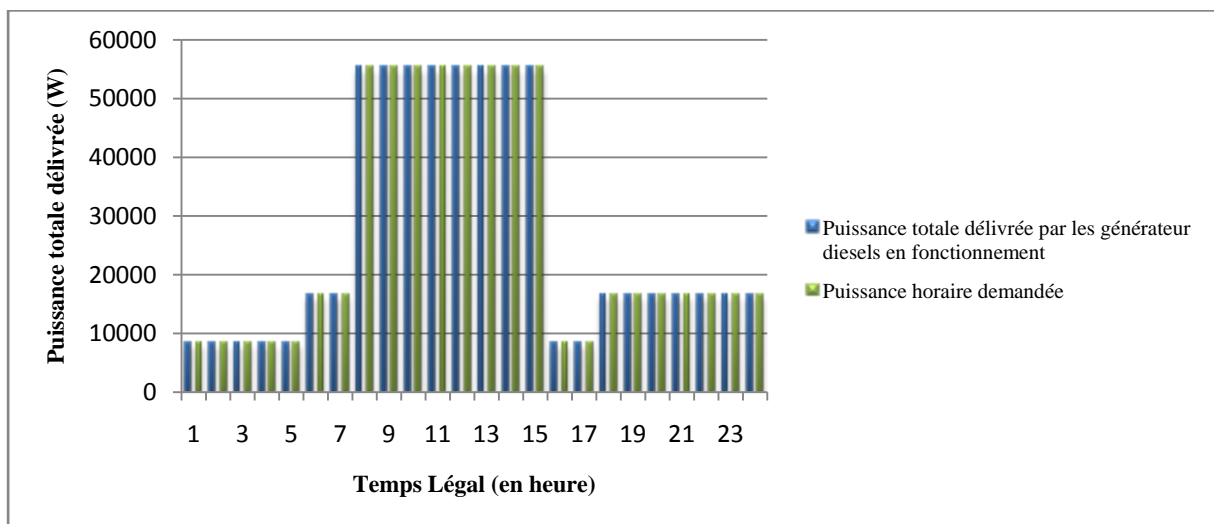
Tension nominale	400V	400V
Fréquence	50 Hz	50Hz
Cos (phi)	0,8	0,8
Puissance nominale (kVA/kW)	11,5 / 9,2	44 / 35,2
Quantité	3	1
Coût unitaire (FCFA)	4 871 000	16 000 000

Des trois GD de puissance nominale 11,5 kVA / 9,2 kW :

- Un servira pour satisfaire la demande minimale (Celui-ci sera toujours en position « on ») ;
- Un autre pour faire face à l'appel supplémentaire de puissance de 6h à 16h, puis de 18h à 24h ;
- Le troisième s'associera avec les deux précédents et le GD de puissance nominale 44 kVA / 93,2 kW pour répondre à la pointe entre 8h et 16h (voir Courbe III-4 ci-dessous).



Courbe III-4: Appel horaire des GD dans la configuration initiale



Courbe III-5: Evolution Offre – Demande dans la configuration initiale

Avec cette configuration (avec 0% de pénétration solaire), la fonction coût du système s'élève à 887 793 744 FCFA et coût de revient du kWh s'évalue à 187,51 FCFA.

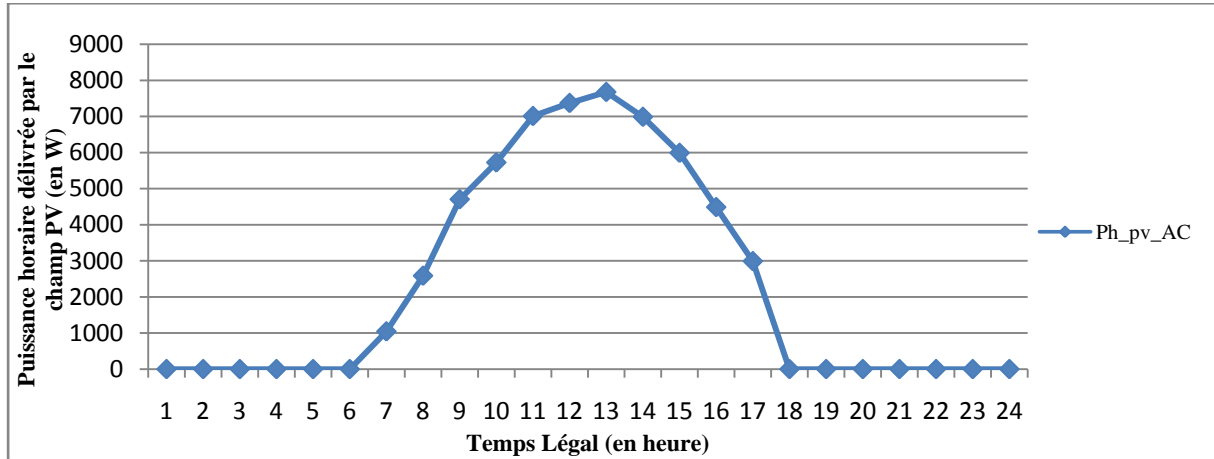
L'injection de l'énergie du générateur PV agira comme économie de diesel dans le réseau alimenté par les GD. Notons que le simple fait de diminuer la charge d'un GD n'a pas un impact particulièrement positif : en effet, comme nous l'avons déjà évoqué un peu plus haut, les GD fonctionnent mal pour une charge partielle. L'impact sera supérieur lorsque cette injection permette l'arrêt périodique de certains GD (à la pointe dans la situation de notre profil de charge) :

- Le temps d'utilisation des GD est ainsi minimisé, ce qui améliore l'économie d'énergie ;
- Le coût de maintenance est minimisé ;
- Le bruit et la pollution sont stoppés périodiquement.



d) Production horaire du générateur PV

Nous avons choisi ici des modules HIP-190BA3 de puissance 190 W (modules de l'installation pilote « Flexy Energy » du LESEE). La courbe ci-dessous (Courbe III-6) illustre l'évolution de la production horaire, donnée par le modèle mathématique adopté, d'un module.



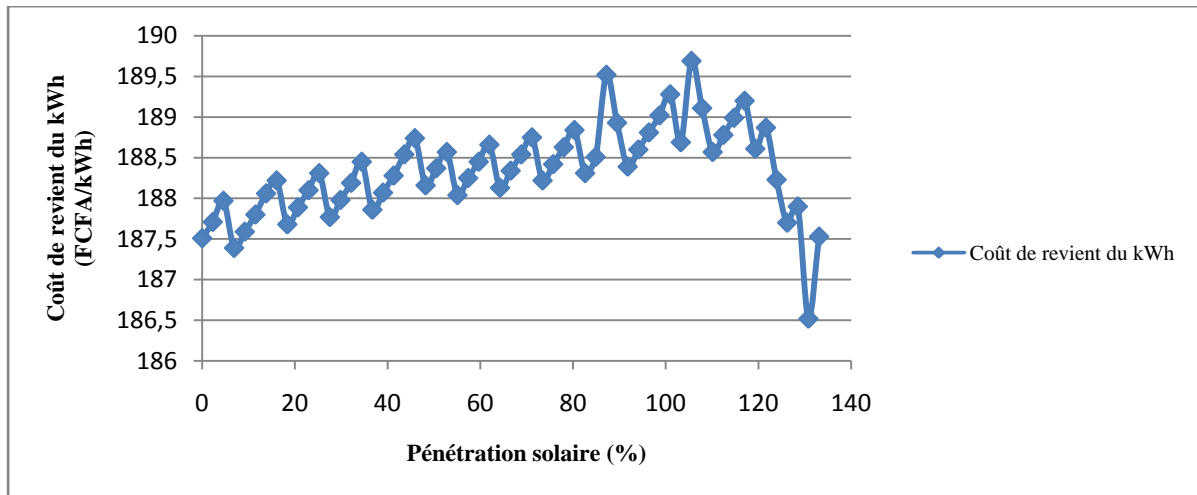
Courbe III-6: Evolution de la production horaire d'un module HIP-190BA3

Le coût du module se chiffre à 729 345 FCFA et sa production d'énergie journalière moyenne est de 0,993 kWh sous l'ensoleillement constant du jour type de dimensionnement.

e) Configuration optimale du système

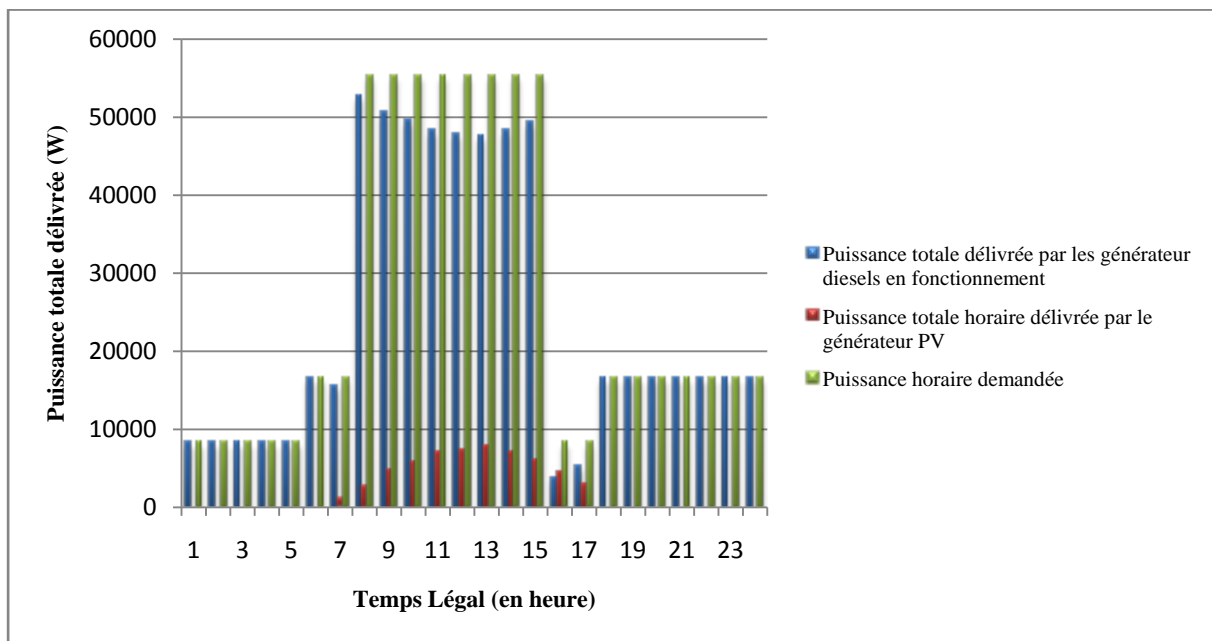
L'impact maximal est obtenu, à un taux de pénétration solaire de 130,80% (forte pénétration bien entendu par rapport à la demande minimale en puissance ; voir Courbe III-7 ci-dessous) correspondant à un total de 57 modules PV (soit une production journalière PV de 56,591 kWh), après une série croissante de variation alternative de la fonction coût (ou du coût du kWh) du système. Dans cette configuration optimale, la fonction du système se chiffre à 883 142 853 FCFA (Voir Annexe) et le coût de revient du kWh à 186,52 FCFA (soit une réduction de 0,53% comparée à 187,51 FCFA dans la configuration initiale). Ceci est un signal considérable pour accentuer les investigations sur ce système malgré le coût encore important des modules PV.





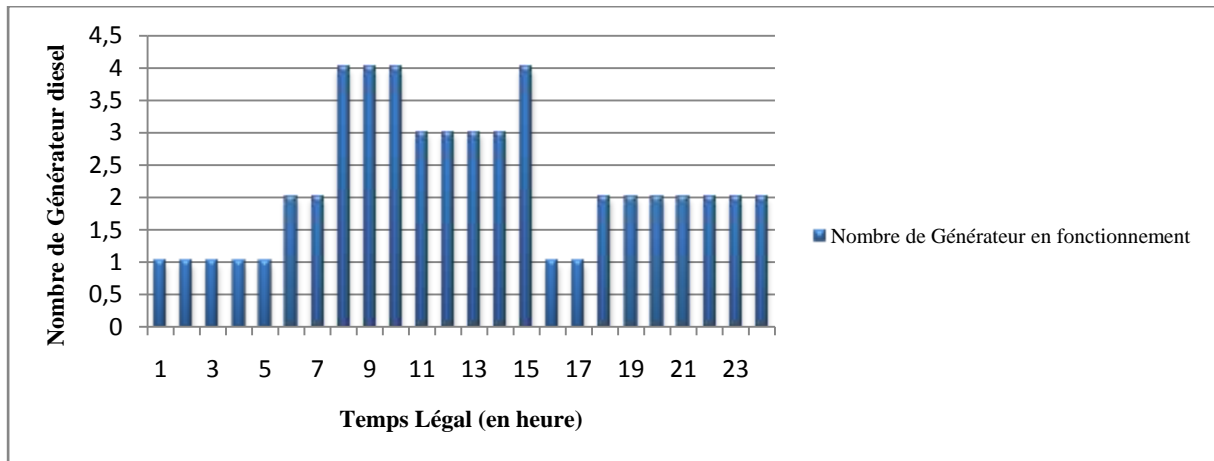
Courbe III-7: Coût de revient du kWh en fonction de la pénétration solaire

Cet impact est due à la mise au repos d'un des GD de puissance nominal 11,5 kVA / 9,2 kW entre 11h et 15h (voir Courbes III-8 & III-9 ci-dessous), soit une réduction du coût d'opération de 756 824 823 FCFA à 696 982 860 FCFA (soit 8% de réduction ;voir Annexe), et la réduction appréciable du taux de charge des derniers GD utilisés pour répondre à la demande entre 7h et 17h (voir Tableau III-2 ci-dessous).



Courbe III-8: Contribution horaire de production au point optimal





Courbe III-9: Appel horaire des GD dans la configuration optimale

Tableau III-2: Réduction relative des taux de charge GD extrêmes utilisés due à l'injection solaire

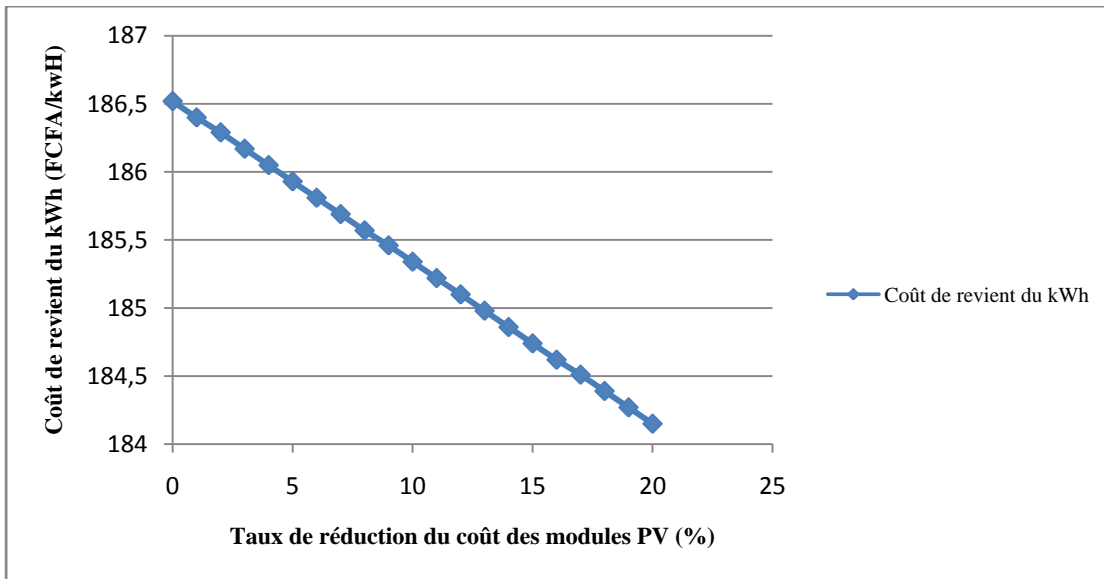
	Puissance nominale (kVA/kW)	Taux de charge à 0% de pénétration solaire	Taux de charge à 130,80% de pénétration solaire	Réduction relative
7h	11,5 / 9,2	0,9	0,78	13,3%
8h	44 / 35,2	0,86	0,78	09,3%
9h	44 / 35,2	0,86	0,72	16,2%
10h	44 / 35,2	0,86	0,69	19,7%
11h	44 / 35,2	0,86	0,89	-
12h	44 / 35,2	0,86	0,88	-
13h	44 / 35,2	0,86	0,87	-
14h	44 / 35,2	0,86	0,89	-
15h	44 / 35,2	0,86	0,69	19,7%
16h	11,5 / 9,2	0,9	0,41	54,4%
17h	11,5 / 9,2	0,9	0,57	36,6%

f) Analyse de la sensibilité du système

Pour mieux apprécier la sensibilité du système aux différents paramètres de l'analyse, nous illustrons ci-dessous les influences de la réduction du coût des modules, de la croissance de la balance du système PV et de la croissance du coût du combustible respectivement :

✓ Influence de la réduction du coût des modules PV

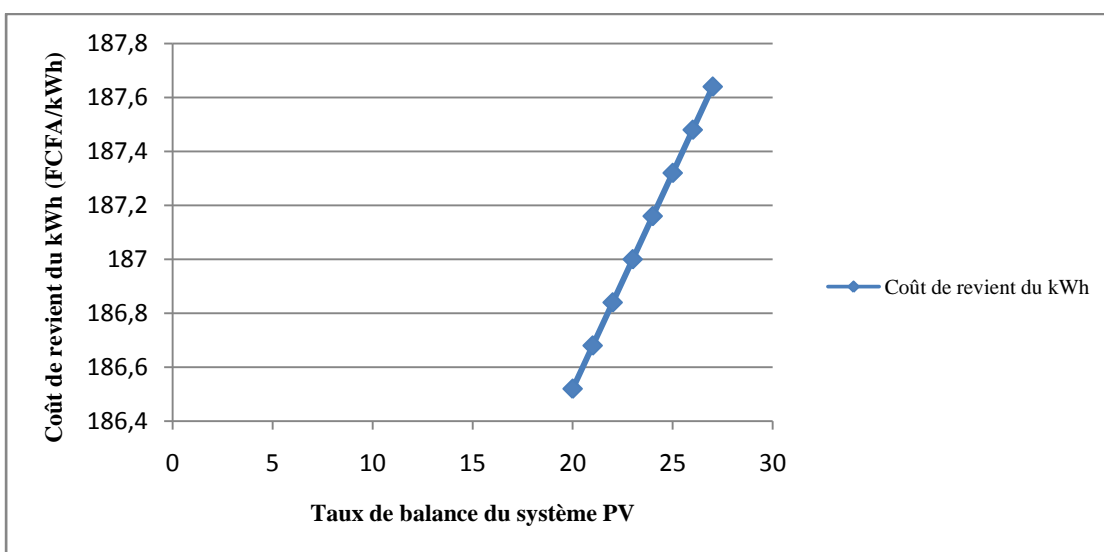




Courbe III-10: Tendence du coût de revient du kWh sous la réduction du coût des modules PV

De la courbe de l'évolution du coût de revient du kWh en fonction du taux de réduction du coût des modules PV ci-dessus (Courbe III-10), il ressort que pour une réduction de 8% du coût des modules PV, on a un effet supplémentaire équivalent à celui atteint pour la configuration optimale (réduction supplémentaire de 0,53% comparée au coût optimal obtenu). Donc la baisse (ou subvention) du coût des modules PV est une option dont les politiques doivent encourager pour rendre compétitive ces systèmes d'électrification des sites isolés.

✓ **Influence de la croissance de la balance du système PV**

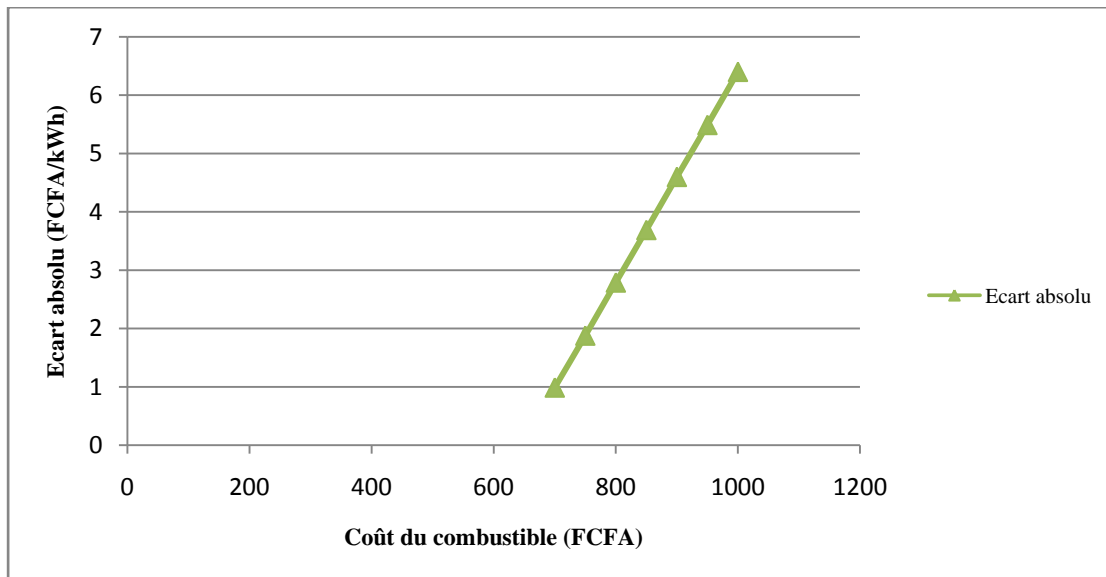


Courbe III-11: Tendence du coût de revient du kWh sous l'augmentation du taux de balance du système PV



Lorsqu'on fait croître la balance du système PV, on constate que le coût de revient du kWh croît à son tour pour égaler le coût obtenu dans la configuration initiale (i.e. à 0% de pénétration solaire) à 26%. Ce qui signifie que la conception du système PV doit se faire de sorte que la balance dudit système se situe en dessous de 20%.

✓ **Influence de la croissance du coût du combustible**

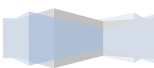


Courbe III-12: Tendence de l'écart absolu du coût de revient du kWh entre la configuration initiale et la configuration optimale sous l'augmentation du coût du combustible

De la courbe de la tendance de l'écart absolu du coût de revient du kWh entre la configuration initiale et la configuration optimale ci-dessus (Courbe III-12), il apparaît que cet écart est très sensible à l'augmentation du coût du combustible : cet écart passe de 1 FCFA à plus de 6 FCFA lorsque le coût du combustible passe de 700 FCFA à 1000 FCFA. Vu les problèmes géopolitiques liés à raréfaction progressive des énergies fossiles observés ces dernières années dans le monde, les coûts de ces énergies ne vont que croître sans doute. Ce qui démontre que ce système deviendra de plus en plus compétitif avec cette croissance du coût des énergies fossiles.

g) Impact environnemental

Pour la configuration optimale, le générateur solaire PV génère annuellement 20,7 MWh soit 414 MWh sur la durée de l'analyse du système (20 ans). En considérant un facteur d'émission de 0,88 tCO₂/MWh [37], il vient que le système permet sur la durée de l'analyse d'éviter les émissions de 364,3 tCO₂, ce qui pourra permettre, dans le cas d'une association des producteurs, un enregistrement en projet MDP.



CONCLUSION ET PERSPECTIVE

Dans la présente étude, nous avons:

- ✓ Présenté une modélisation du gisement solaire sur le plan des modules PV en prenant en entrée du modèle les données de l'irradiation sur le plan horizontal (données venant de la station météorologique du site) ;
- ✓ Présenté une modélisation complète du système hybride PV/diesel, sans stockage d'énergie, de production d'électricité ;
- ✓ Définie la fonction objective ou fonction coût du système ;
- ✓ Conçu un outil de dimensionnement et d'optimisation (avec quelques hypothèses simplificatrices vu la complexité du problème) en implémentant les équations définies dans les modélisations mentionnées précédemment sous Excel 2007 suivi d'une programmation partielle sous Visual Basic Editor ;
- ✓ Appliqué l'outil à un profil de charge type rencontré généralement dans les sites isolés afin de faire une comparaison des coûts de production du système à celui d'un système conventionnel de production.

De la simulation et l'analyse des résultats obtenus, il ressort que ce système est intéressant (existence d'une configuration optimale qui peut être encore plus importante sous les hypothèses d'une réduction du coût des modules PV et d'une augmentation du coût du combustible) comparé au système conventionnel de production d'électricité dans les sites isolés bien que le coût d'investissement initial est bien plus important dans le cas du système hybride (36 735 600 FCFA dans la configuration initiale contre 86 622 798 FCFA dans la configuration optimale de l'exemple de la présente étude, soit 2,4 fois supérieur). Il apparaît aussi que dans l'investissement du système PV, il faut éviter que la balance du dit système n'excède pas les 20%.

Nous pouvons admettre que l'outil que nous avons élaboré constitue un outil de niveau 1. En perspective de cette étude, il serait intéressant d'envisager un outil de niveau 2 en apportant des améliorations à la précédente :

- Considérer le caractère anisotropie de l'irradiation solaire ;
- Valider expérimentalement les modèles mathématiques adoptés ;
- Lever la complexité d'optimisation de la fonction coût du système ;
- Considérer une croissance du profil de charge au fil des années.



BIBLIOGRAPHIE

- [1] Heuraux Christine, “Formation aux métiers de l’électricité : un projet pilote en Afrique de l’Ouest au service de l’électrification rurale”, EDF, 21 et 23 mars 2011, Ouagadougou.
- [2] A. Farcot, “Développement des énergies renouvelables en Afrique”, Sommet de l’énergie en Afrique, Total Energie, 5 et 6 novembre 2002, Paris.
- [3] Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheimer, “Wind hybrid systems technology characterization”, West Texas AM University – AEI, New Mexico State University – SWTDI, USDA – ARS Bushland, Vista University, May 2002.
- [4] J. G. McGowan, J. F. Manwell, “Hybrid/PV/Diesel system experiences”, Renewable Energy, Volume 16, 928-933, 1999.
- [5] S. Ruin, O. Carlson, “Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link”, Wind Power for the 21 century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.
- [6] E. Ian Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, “Worldwide status of wind-diesel applications”, Pre-Workshop Wind-Diesel 101, 2004, Anchorage, Alaska.
- [7] P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, “Isolated systems with wind power”, Riso-R-1256 (EN), 2001.
- [8] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, « A hybrid PV-Wind generator system using a maximum power point tracking technique”, Renewable energies for Islands, china, Crete Greece, 2001.
- [9] T. L. Jensen, “Renewable Energy on Small Islands”, Forum for Energy and development (FED), Second Edition Danmark , August 2000.
- [10] Ionel Vechui, “Modélisation et analyse de l’intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome”, Université du Havre, Thèse de doctorat, soutenue le 15 décembre 2005.
- [11] M. Huart, “Guide des énergies renouvelables”, Association pour la promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.
- [12] I. Kamwa, B. Saulier, “ Modélisation, simulation et régulation d’un réseau éolien/diesel autonome”, Rapport N°IREQ4340, Varennes, Canada, 1989.
- [13] LILIENTHAL P., LAMBERT T., GILMAN P., “Computer modeling of renewable power systems”, In CLEVELAND C.J. (ed) Encyclopedia of Energy, Volume 1, pp. 633-647, 2004.
- [14] L. H. Hansen, P. Lundsager, “Review of relevant studies of isolated systems”, Riso-R-1109 (EN) 2000.



- [15] D. Turcotte, M. Ross, F. Sheriff, “Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs”, PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.
- [16] Enrico Fabrizio, “Modélisation des Systems multi énergies dans les bâtiments”, Politecnico di Torino & Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, Thèse de doctorat, soutenue le 2 juillet 2008.
- [17] S. Drouilhet, M. Shirazi, “Wales, Alaska high-penetration wind-diesel hybrid power system, Theory of operation”, NREL/TP-50031755, May 2002.
- [18] H. G. Beyer, T. Degner, “Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems”, Solar Energy, 61(1), pp. 5-10, Elsevier Science 1997.
- [19] Michel Vandenberg, “Systèmes hybrides PV/diesel pour l’électrification rurale”, Institut für solare Energieversorgungstechnik, présentation PPT.
- [20] B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1997, 1(3), pp. 209-228, Elsevier Science 1997.
- [21] H. G. Beyer, T. Degner, “Assessing the maximum fuel savings obtainable in simple wind-diesel systems”, Solar Energy, 61(1), pp. 5-10, Elsevier Science 1997.
- [22] Daniel YAMEGUEU, “Rapport sur la modélisation du système hybride PV/Diesel”, Laboratoire d’Energie Solaire et Economie d’Energie (LESEE), Institut Internationale d’ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE), Ouagadougou-Burkina Faso, Octobre 2009.
- [23] Yao AZOUMAH, “Cours thermique solaire”, Laboratoire d’Energie Solaire et Economie d’Energie (LESEE), Institut Internationale d’ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE), Ouagadougou-Burkina Faso, 2011.
- [24] J.A. Duffie & W.Beckman, “Solar Engineering of Thermal Process”, Available solar radiation (chap. 2), ed.Wiley-interscience, pp 47-145, 1980.
- [25] J.A. Duffie &W.Beckman, “Solar Engineering of Thermal Process”, solar radiation (chap. 1), ed.Wiley-interscience, pp. 3-47, 1980.
- [26] Markvart T., “Solar electricity”, 2nd ed. USA ,Wiley, 2000.
- [27] Habib MA, Said SAM, EL-Hadidy MA, Al-Zaharna I, “Optimization procedure of a hybrid photovoltaic wind energy system”, Energy, Volume 24, pp. 919-929, 1999.
- [28] Kolhe M., Agbossou K., Hamelin J., Bose TK., “Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen”, Renew Energy , 28(5), pp. 727-742, 2003.



- [29] G.C. Seeling-Hochmuth, “A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems”, *Solar energy* 61(2), pp. 77-87, 1997.
- [30] O. Skarstein and K. Uhlen, “Design considerations *with* respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants”, *Wind Engineering*, Volume 13, pp. 72-87, 1989.
- [31] C.W. Ajan, S.S. Ahmed, H.B Ahmad, F. Taha, and A.A.B.M. Zin, “On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives”, *Solar Energy*, Volume 74, pp. 453-467, 2003.
- [32] M. Museli, G. Notton and A. Louche, “Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management”, *Solar Energy*, 65(3), pp. 143-157, 1999.
- [33] Jean-Jacques GRAFF, “Cours électrification rurale décentralisée”, Institut Internationale d’ingénierie de l’Eau et de l’Environnement (2iE), Ouagadougou-Burkina Faso, 2010.
- [34] AIE – Agence internationale de l’énergie, Injection de photovoltaïque en réseau diesel isolé, quelques critères de faisabilité, http://www.ieapvps.org/products/download/Flyer_PVinjectionFR_2607.pdf, 2007.
- [35] SH. El-Hefnawi. Photovoltaic diesel-generator hybrid power system sizing. *Renewable Energy*, 13(1), pp. 33–40, 1998.
- [36] MEDDAT/CGDD/SEEI, “Calcul coût global: objectifs, méthodologie et principe d’application selon la norme ISO/DIS 15686-5”, EDF, Février 2009.
- [37] <http://WWW.cirad.bf/fr/bioenergie-mdp.php>.



ANNEXE

➤ **Coût de vie du système à 0% de pénétration solaire (Alimentation du système par les GD uniquement)**

Coût initial (FCFA)	36 735 600,00
Coût d'opération (FCFA)	756 824 823,00
Coût de maintenance (FCFA)	34 067 650,00
Coût de remplacement GD (FCFA)	66 733 636,00
Valeur récupérable (FCFA)	6 567 965,00
Coût de vie du système (FCFA)	887 793 744,00
Production du système (kWh)	4 734 780,00
Coût de revient du kWh (FCFA/kWh)	187,51

➤ **Coût de vie du système à 130,80% de pénétration solaire (Alimentation du système par les GD et les PV : Configuration optimale)**

	Système GD	Système PV
Coût initial (FCFA)	36 735 600,00	49 887 198,00
Coût d'opération (FCFA)	696 982 860,00	-
Coût de maintenance (FCFA)	33 098 165,00	1 264 349,00
Coût de remplacement GD (FCFA)	66 733 636,00	
Coût de remplacement Onduleur (FCFA)	7 060 190,00	
Valeur récupérable (FCFA)	6 567 965,00	2 051 450,00
Coût de vie du système (FCFA)	883 142 583,00	
Production du système (kWh)	4 321 666,00	413 122,00
Coût de revient du kWh (FCFA/kWh)	186,52	
Gain sur la vie du système (FCFA)	4 651 161	



- **Coût de vie du système à 130,80% de pénétration solaire (Alimentation du système par les GD et les PV : Configuration optimale avec une réduction de 10% du coût unitaire des modules PV)**

	Système GD	Système PV
Coût initial (FCFA)	36 735 600,00	44 898 478,00
Coût d'opération (FCFA)	696 982 860,00	-
Coût de maintenance (FCFA)	33 098 165,00	1 137 914,00
Coût de remplacement GD (FCFA)		66 733 636,00
Coût de remplacement Onduleur (FCFA)		6 354 171,00
Valeur récupérable (FCFA)	6 567 965,00	1 846 305,00
Coût de vie du système (FCFA)		877 526 554,00
Production du système (kWh)	4 321 666,00	413 122,00
Coût de revient du kWh (FCFA/kWh)		185,34

- **Coût de vie du système à 130,80% de pénétration solaire (Alimentation du système par les GD et les PV : Configuration optimale avec une augmentation de 5% sur la balance du système PV)**

	Système GD	Système PV
Coût initial (FCFA)	36 735 600,00	51 965 832,00
Coût d'opération (FCFA)	696 982 860,00	-
Coût de maintenance (FCFA)	33 098 165,00	1 264 349,00
Coût de remplacement GD (FCFA)		66 733 636,00
Coût de remplacement Onduleur (FCFA)		8 825 238,00
Valeur récupérable (FCFA)	6 567 965,00	2 118 345,00
Coût de vie du système (FCFA)		886 919 370,00
Production du système (kWh)	4 321 666,00	413 122,00
Coût de revient du kWh (FCFA/kWh)		187,32

