

MODELISATION ET OPTIMISATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL : VALIDATION EXPERIMENTALE PAR LE PILOTE « FLEXY ENERGY »

MEMOIRE POUR OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN GENIE ENERGETIQUE

LABORATOIRE ENERGIE SOLAIRE ET ECONOMIE D'ENERGIE (LESEE)

INSTITUT INTERNATIONAL D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT (ZiE)

Présenté et soutenu publiquement le 15 Juin 2010 par :

NYAMIEN Yao Thomas

Sous la direction de :

Dr Yao AZOUMAH

Pr Yézouma COULIBALY

Enseignants-chercheurs ZiE

M. Daniel YAMEGUEU

Doctorant

JURY D'EVALUATION DU STAGE

Président : Dr Mariam SIDO

Membres : Pr Yézouma COULIBALY

Pr Xavier PY

Dr Yao AZOUMAH

Ing. Daniel YAMEGUEU

Promotion 2008 - 2010

REMERCIEMENTS

Ce mémoire a vu le jour après un stage de quatre mois au Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de l'UTER GEI du 2^{ie}.

A l'issue de ce travail je tiens à dire merci au Dieu tout puissant pour toutes ses grâces, de m'avoir donné santé et inspiration tout le long de ce stage.

Je voudrais exprimer toute ma gratitude à mes encadrants ; l'aboutissement de ces travaux leur doit énormément :

- Mon directeur de mémoire Dr Yao AZOUMAH, enseignant chercheur au LESEE, UTER GEI
- M. Daniel YAMEGUEU, doctorant au LESEE
- Pr Yézouma COULIBALY, enseignant chercheur au LESEE, chef UTER GEI

Je tiens également à dire merci du fond de cœur à toute ma famille, à mon oncle BROU Bohoussou Célestin et famille et à ma camarade KOUAME Ahou Clarisse de leur soutien et leurs encouragements tout le long de mon cursus.

Je voudrais dire grand merci à toute l'équipe du laboratoire LESEE pour avoir créé une bonne ambiance de travail, pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer quotidiennement.

Je ne saurais clore cette liste sans dire un chaleureux remerciement à :

- M. KOUASSI Michael pour son soutien moral et financier et également pour ses précieux conseils professionnels.
- mes très chers amis ETTIEN Auguste et GUIE Bi Galo avec qui j'ai passé de bons moments de fraternité et d'échanges de connaissances et à l'ensemble des étudiants de ma promotion pour leur esprit d'ouverture et d'amitié.

Egalement merci à tous ce que je n'ai pas pu citer qui ont de près ou de loin contribué au succès de ce stage.

Je dédie ce mémoire à toute ma famille et particulièrement à ma grande sœur NYAMIEN COFFI Aya Juliette.

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Ceinture solaire, régions du globe où l'ensoleillement est propice à l'implantation des systèmes solaires. Source [3]	2
Figure 2: Répartition des ressources dans la production mondiale d'énergie. Source [3]	3
Figure 3: Exemple de système PV/diesel. Source : [8]	7
Figure 4: Types de couplages : de la gauche vers la droite: couplage en série et couplage en parallèle. Source: [8]	8
Figure 5: Schéma de principe du système PV-EOLIENNE-DIESEL avec stockage. Source: [10]	9
Figure 6: Schéma de principe du système PV-DIESEL avec stockage. Source : [11]	11
Figure 7: Schéma de principe du système PV-EOLIENNE . Source [12]	12
Figure 8: Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée	13
Figure 9: Schéma de principe PV/éolienne. Source [13]	14
Figure 10: Schéma du bilan énergétique du système PV/diesel sans stockage	17
Figure 11: Les données solaires. Source: Données expérimentales du "flexy energy"	22
Figure 12: Profile de demande. Source: Données expérimentales "flexy energy"	22
Figure 13: Comparaison des données de sortie du modèles avec celles obtenues expérimentalement avec le "flexy energy"	23
Figure 14: Production des différentes composantes et demande électrique	23
Figure 15: Evolution du nombre de modules PV en fonction du nombre de groupes électrogènes pour une puissance de 1,25kVA	24
Figure 16: Coût total d'investissement de chaque type de système	25
Figure 17: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de un an	25
Figure 18: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 5ans	26
Figure 19: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 10ans	27
Figure 20: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 15ans	27
Figure 21: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de vingt ans	28

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1: Paramètres généraux de simulation. Source: Rapport "flexy energy"</i>	<i>21</i>
<i>Tableau 2: Paramètres du module SANYO190BA3(voir Annexe2)</i>	<i>21</i>

LISTE DES ABBREVIATIONS

PV : Photovoltaïque

LESEE : Laboratoire Energie solaire et Economie d'Energie

GEI : Génie Energétique et Industriel

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	i
LISTE DES FIGURES	ii
LISTE DES TABLEAUX	iii
LISTE DES ABBREVIATIONS	iv
RESUME.....	vii
ABSTRACT	vii
I. INTRODUCTION GENERALE.....	1
1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE.....	1
1.2 DISPONIBILITE DE LA RESSOURCE SOLAIRE	1
1.3 PRESENTATION DU CADRE DE L'ETUDE.....	3
1.4 OBJECTIFS DU MEMOIRE	4
1.4.1 Objectif général	4
1.4.2 Objectifs spécifiques	4
1.5 METHOLOGIE DE TRAVAIL	4
II. SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE	5
2.1 APERÇU SUR LES SYSTEMES HYBRIDES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE.....	5
2.2 LES SYSTEMES HYBRIDES PHOTOVOLTAIQUES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DECENTRALISEE	6
2.2.1 Introduction	6
2.2.2 Les différents types de systèmes PV-hybride.....	6
2.3 ETAT DES MODELES DE SYSTEMES PV HYBRIDES	8
2.3.1 PV-EOLIEN-DIESEL avec stockage.....	9
2.3.2 Système hybride PV-DIESEL avec stockage.....	11
2.3.3 Système hybride PV-EOLIENNE	12
2.3.4 Système hybride PV-EOLIEN	13
Conclusion partielle	15
III. MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL SANS STOCKAGE.....	16
3.1 Introduction.....	16
3.2 MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL SANS STOCKAGE	16
3.2.1 Choix technologique.....	16
3.2.2 Analyse énergétique	16
3.2.3 Analyse économique	18

3.3	SIMULATION NUMERIQUE	20
3.3.1	Paramètres de simulation.....	21
3.3.2	Validation énergétique du modèle photovoltaïque par le prototype.....	22
3.4	Optimisation du système hybride solaire PV-diesel	24
3.4.1	Méthodologie d'optimisation	Erreur ! Signet non défini.
3.4.2	Résultats et discussions	24
IV.	STRATEGIE DE GESTION DU SYSTEME	29
V.	CRITIQUES ET RECOMMANDATIONS	30
	CONCLUSION	31
	BIBLIOGRAPHIE	32
	ANNEXES	34

RESUME

La configuration du système hybride solaire proposée ici est la combinaison de deux sources d'énergie (solaire et diesel) sans stockage pour une production continue et fiable de l'énergie électrique. A ce propos, notre travail a consisté en la modélisation énergétique complète et de l'optimisation du coût total appelé fonction objectif du système qui inclus toutes les caractéristiques techniques, les coûts initiaux de chaque élément, les frais de maintenance et d'opération et également les coûts de remplacement. Ainsi, après une implémentation sur Excel, nous avons fait une simulation sur un profile de consommation type urbain qui a aboutit à une optimisation du système à savoir la détermination des dimensions optimales de chaque composante qui minimise la fonction objectif.

ABSTRACT

The hybrid system solar PV/Diesel design performed in this paper is the combination of two energies ressources (solar and diesel) without storage in order to produce permanent and reliable electricity.

A model was done for the overhall hybrid system and its total cost was optimized. This total cost includes all the technical characteristics, the cost of each components as well as the maintenance, operation and the spare parts cost.

Therefore, for the given consumption profile (urban profil) a simulation was done and has given the optimal configuration of the hybrid system that minimize the total cost (objective function of our system).

I. INTRODUCTION GENERALE

1.1 CONTEXTE DE L'ETUDE

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Cependant près de 50% de la population mondiale n'est pas raccordée aux réseaux électriques de distribution. L'Afrique pour sa part présente le taux d'électrification le plus bas parmi les pays en voie de développement avec une moyenne de moins 40% d'accès de la population à l'électricité. Ce taux atteint 11% dans la plupart des pays de l'Afrique sub-saharienne [1]

Si rien n'est fait, ceci pourrait s'aggraver d'avantage avec la forte croissance démographique dans ces pays en voie de développement. Il est cependant difficile de résoudre cet handicap uniquement par l'extension des réseaux électriques nationaux dans les zones non électrifiées. Heureusement, l'Afrique dispose d'un énorme potentiel en ressources énergétiques naturelles, notamment le soleil (74 % du continent reçoit un ensoleillement moyen annuel de plus de 1900 kWh / m²/jour) [2] dont le développement pourra contribuer de façon efficace à la production décentralisée de l'électricité pour les zones rurales et périurbaines. Aussi, les systèmes hybrides et en particulier les systèmes Solaire PV/Diesel (gasoil ou biomasse) sans stockage s'avèrent être une option qui offrirait plus de fiabilité que les systèmes purement solaire(PV) ou diesel et aurait moins d'effet sur l'environnement que l'utilisation unique du groupe électrogène. Cependant, l'atteinte des avantages ci-dessus cités passe nécessairement par la modélisation du système en vue de son dimensionnement et par la mise en place d'une stratégie de gestion conséquente.

1.2 DISPONIBILITE DE LA RESSOURCE SOLAIRE

La consommation en énergie primaire mondiale est estimée à 120.000 TWh/an. La plupart de ce besoin est fournit part les énergies fossiles (voir figure 2) avec 34,8% pour le pétrole seul, 23,5% pour le charbon et 21,1% pour le gaz. La part des énergies renouvelables dans la fourniture d'énergie primaire mondiale n'est que de 13%. Une analyse fine démontre que sur les 13% des énergies renouvelables, la contribution de l'énergie solaire (PV et thermique confondus) est négligeable car ne représentant que 0,039% de la fourniture mondiale en énergie primaire (figure 1)., alors que d'après les réserves mondiales en énergie primaire

(figure 2), l'énergie solaire est la réserve la plus importante surtout dans les pays en développement mais malheureusement est la moins exploitée.

Une autre approche d'évaluation de la réserve solaire à travers la ceinture solaire (zones où l'ensoleillement normal direct excède 2000kWh/m²/an) confirme l'analyse précédente en montrant que les pays en voie de développement (Amérique Latine, Afrique, Moyen Orient...) sont les plus ensoleillés.

Le Burkina Faso faisant partie de cette zone est donc un site potentiel d'implantation des systèmes utilisant le soleil pour la génération de l'électricité.

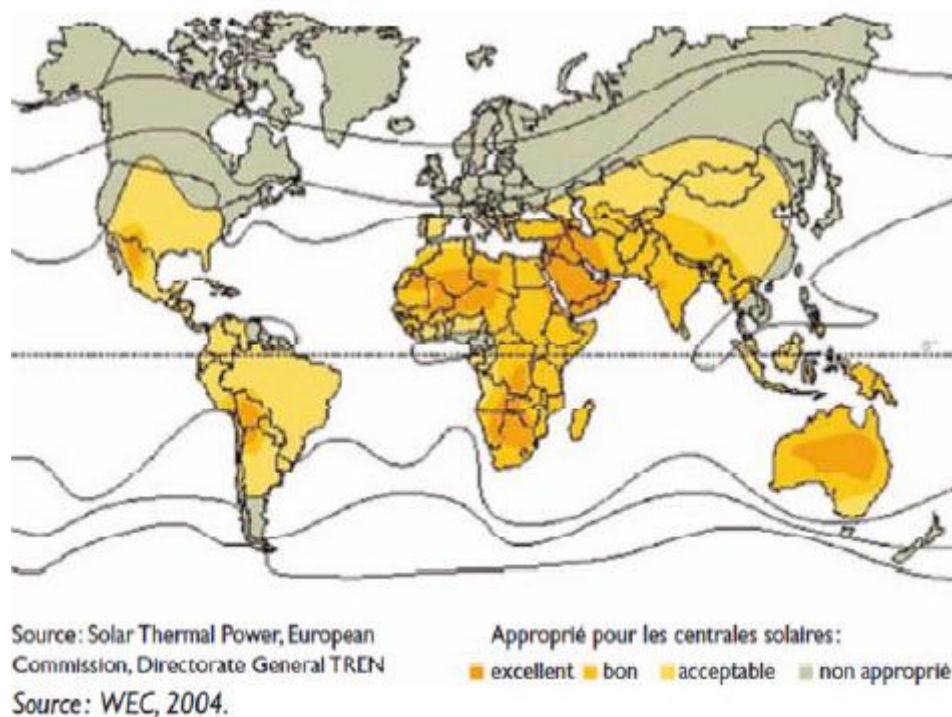


Figure 1: Ceinture solaire, régions du globe où l'ensoleillement est propice à l'implantation des systèmes solaires. Source [3]

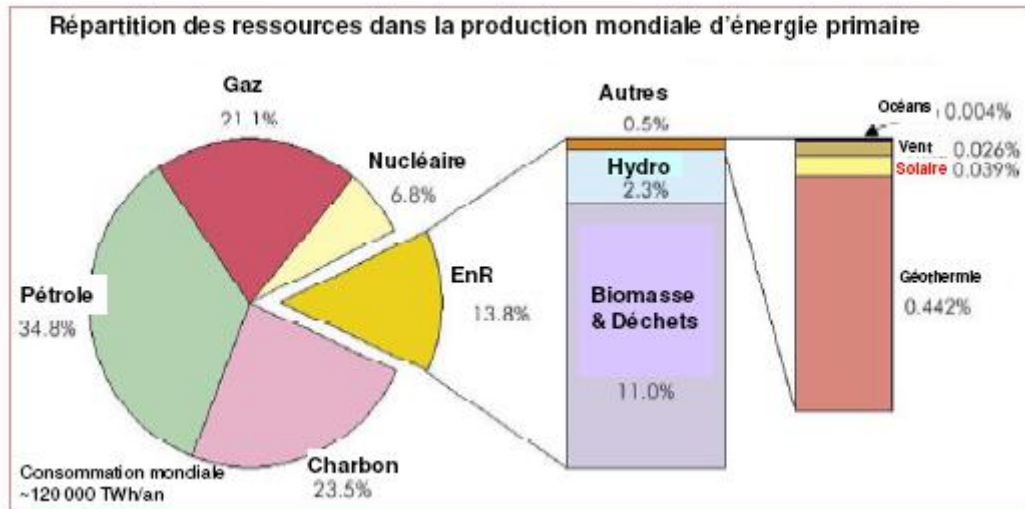


Figure 2: Répartition des ressources dans la production mondiale d'énergie. Source [3]

1.3 PRESENTATION DU CADRE DE L'ETUDE

Ce stage qui a donné naissance au présent mémoire s'est effectué au Laboratoire Energie Solaire Economie d'Energie (LESEE), Il relève de l'Unité Thématique de Recherche et d'Enseignement Génie Energétique et Industrielle (UTER GEI).

Ce laboratoire a pour ambition de 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/thermique à petite et grande échelles.

Le projet scientifique du laboratoire se résume en quatre principaux axes à savoir :

- ✓ 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)
- ✓ AXE4 : Conception optimale et optimisation thermodynamique des systèmes énergétiques.

1.4 OBJECTIFS DU MEMOIRE

1.4.1 Objectif général

L'objectif général de ce mémoire vise : « ***la modélisation et l'optimisation d'un système hybride Photovoltaïque/groupe électrogène ainsi que sa validation expérimentale par le pilote flexy energy*** »

1.4.2 Objectifs spécifiques

L'objectif général ci-dessus se traduit par les objectifs spécifiques ci-après définis:

- ❖ Modéliser et optimiser le système hybride solaire PV/diesel

Il s'agit dans cette partie de proposer un modèle mathématique du système PV/diesel et de l'implémenter dans un langage de programmation en vue de générer des tailles optimisées de chaque composante du système hybride solaire en fonction du profile de demande. Ensuite nous analyserons la possibilité de mettre plusieurs groupes en cascade avec une gestion automatisée de la centrale hybride.

- ❖ Valider expérimentalement le modèle retenu avec les données expérimentales du pilote « flexy energy ».

Il s'agit dans cette seconde partie de vérifier l'exactitude et la fiabilité du modèle en comparant les sorties du modèle avec les données expérimentales obtenues avec le prototype « flexy energy ».

1.5 METHOLOGIE DE TRAVAIL

Afin d'atteindre notre objectif, nous avons adopté la méthodologie de travail suivante :

- ✓ Recherche bibliographique approfondie sur les différents modèles des systèmes hybrides solaires existants
- ✓ Modélisation du système PV-diesel
- ✓ Simulation numérique
- ✓ Validation du modèle par le pilote du 2iE

II. SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE

Face à une constante croissance de la demande en énergie et à une répartition inégale entre les zones géographiques des ressources énergétiques, les Etats se trouvent confrontés à des enjeux majeurs : équilibrer leur bilan énergétique, limiter leur dépendance vis-à-vis des zones politiquement instables, concilier besoins et respect de l'environnement et enfin, préparer l'inévitable épuisement des ressources actuellement exploitées en développant des énergies alternatives. Pour faire face à ce souci, la production de l'électricité décentralisée à partir des énergies renouvelables semble être la solution la plus adaptée. Cependant, les coûts des technologies de production encore élevés constituent un véritable frein à son développement.

Pour mettre à profit cette immense réserve d'énergies renouvelables, les chercheurs ont développé des stratégies et des systèmes de production d'électricité qui visent d'une part à la réduction du coût d'installation, d'exploitation et de production, et d'autre part à protéger l'environnement par la réduction de l'émission des gaz à effet de serre.

Parmi ces techniques, on note l'évolution fulgurante des centrales hybrides solaires de production d'électricité.

2.1 APERÇU SUR LES SYSTEMES HYBRIDES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

Un hybride de production de l'électricité dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles et facilement mobilisables.

Il existe trois principaux types de systèmes hybrides possibles pour la production d'électricité que sont:

- systèmes hybrides d'énergies renouvelables pures : l'électricité est produite par une combinaison entre les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectricité, géothermique...)
- systèmes hybrides mixtes : l'électricité est produite grâce à une complémentarité entre une source d'énergie renouvelable et une source d'énergie fossile
- systèmes hybrides d'énergies fossiles pures : l'électricité est produite par une combinaison entre les énergies fossiles (gaz, charbon, fuel...).

2.2 LES SYSTEMES HYBRIDES PHOTOVOLTAIQUES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DECENTRALISEE

2.2.1 Introduction

Le coût de production d'électricité solaire est évalué à environ dix fois plus important que celui de l'énergie traditionnelle [5]. Outre le problème de stockage de l'électricité en général, l'énergie solaire est produite au gré de la variabilité du rayonnement solaire. Par conséquent, cette énergie ne peut subvenir seule aux besoins des pays. Il est donc pour l'instant nécessaire de coupler (hybrider) les installations solaires avec d'autres unités auxiliaires au gaz, au pétrole ou au biocarburant (en phase de recherche) pour assurer la continuité d'énergie pendant les périodes d'insuffisance de rayonnement.

2.2.2 Les différents types de systèmes PV-hybride

On appelle « centrale PV hybride », la combinaison d'un générateur solaire avec un ou plusieurs générateurs utilisant d'autres sources d'énergie primaire pour la production d'électricité décentralisée en vue de palier aux carences de l'énergie solaire et de réduire son coût d'installation.

Il existe plusieurs types de systèmes PV hybrides pour la production d'électricité décentralisée. Dans cette étude, nous ne nous intéresserons seulement qu'au système hybride PV-diesel.

Il existe deux types de configurations possibles : système hybride PV/diesel avec ou sans batterie de stockage.

2.2.2.1 PV- diesel avec batterie

Le groupe électrogène fonctionnant généralement en appoint, le générateur PV fournit la plupart de l'énergie demandée. Dans l'éventualité de mauvaises conditions météorologiques ou d'une demande excessive, le groupe électrogène est programmé pour se mettre en marche dès que la batterie d'accumulateurs est déchargée jusqu'à un certain pourcentage (50%) [6] de sa charge nominale. De cette façon, les accumulateurs sont chargés avant qu'ils n'atteignent leur seuil d'épuisement qui risquerait de les endommager.

L'utilisation de la batterie et du groupe électrogène comme appoint réduit le coût d'installation et augmente la fiabilité du système. A titre d'exemple, à Tarryall Resort,

Catherine Lake, près de Keewatin (Ontario), la mise en place du système hybride PV-DIESEL avec stockage qui substituait deux groupes (un en plein temps de 7,5kW et un appoint), leur a permis de faire des économies de combustible et d'entretien au cours de la première année d'utilisation d'environ 7 000 \$. Le coût initial du système hybride élevé à 36 000 \$ a été récupéré en six ans d'exploitation [6]

2.2.2.2 PV- diesel sans batterie

Ce système d'alimentation des zones hors réseau est encore quasi inexistant.

Dans ce type de système sans batterie, un groupe qui fonctionne en appoint aura un fonctionnement aléatoire dû à l'intermittence de la ressource solaire et du profile de charge qui peut être variable. Cela pourrait réduire sa durée de vie.

Aussi, en faisant fonctionner le générateur PV en appoint, bien qu'on réduise la taille du groupe électrogène et donc par conséquent la consommation en carburant et l'émission de CO₂, on augmente son temps de fonctionnement, ce qui réduit sa durée de vie.

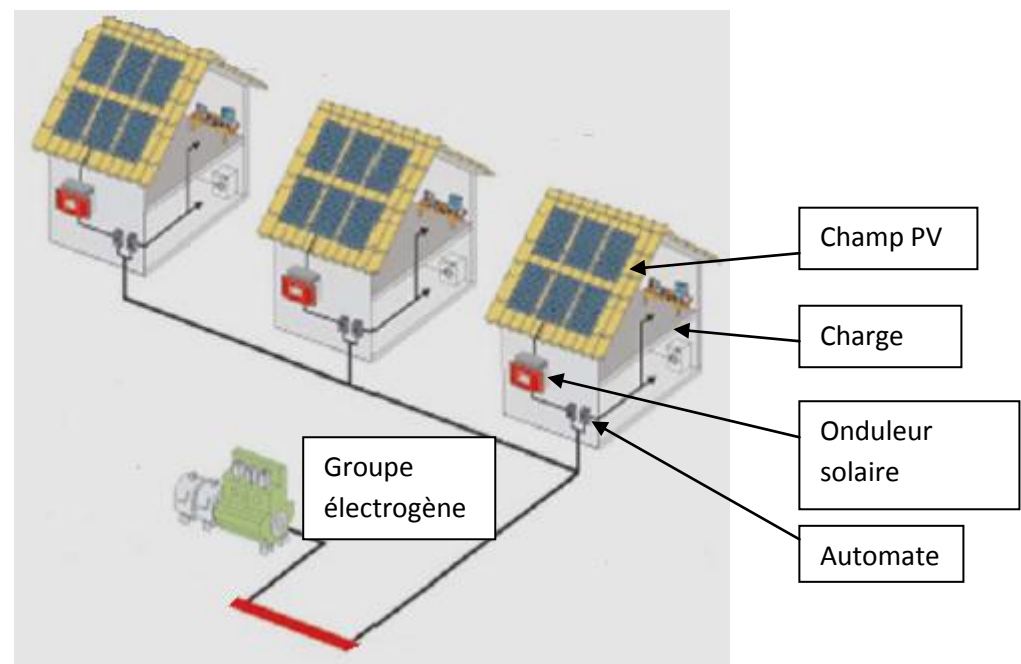


Figure 3:Exemple de système PV/diesel. Source :[8]

Par ailleurs, il existe deux types [8] de couplages de ces technologies qui composent le système hybride PV-diesel : le couplage en série et le couplage en parallèle.

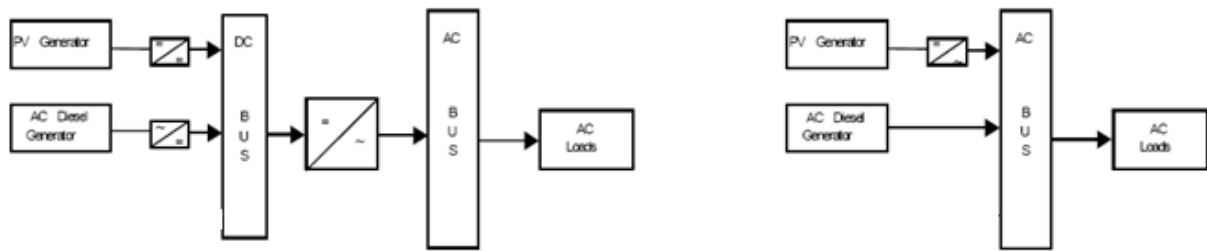


Figure 4: Types de couplages : de la gauche vers la droite: couplage en série et couplage en parallèle. Source: [8]

La différence entre les deux types de couplage est la perte par conversion qui est plus importante dans le cas du couplage en série.

Les avantages irréfutables de ces systèmes sont d'une part la réduction du coût global d'installation et la suppression du coût d'entretien des batteries lors de l'exploitation et d'autre part la réduction des effets néfastes (les métaux lourds contenus dans la batterie) sur l'environnement.

2.3 ETAT DES MODELES DE SYSTEMES PV HYBRIDES

Plusieurs modèles de systèmes PV hybrides ont été développés par des centres de recherches, parmi ceux-ci, on peut citer NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) pour le logiciels HYBRID2 et HOMER, UW (the University of Wisconsin, USA) pour le programme TRNSYS pour une évaluation optimale des différentes composantes et du mode de gestion du système PV hybride. La méthode utilisée par ces développeurs de modèle est la même à savoir la minimisation de la fonction coût du système appelé **fonction objectif** qui regroupe en son sein tous les paramètres des différentes composantes et également leur nombre. On obtient les données de sorties en faisant varier les paramètres d'entrée telles que l'irradiation, la demande et encore certaines caractéristiques des composantes pour un pas de temps défini. Les données optimisées sont généralement le nombre, la taille et le type de chaque composant.

2.3.1 PV-EOLIEN-DIESEL avec stockage

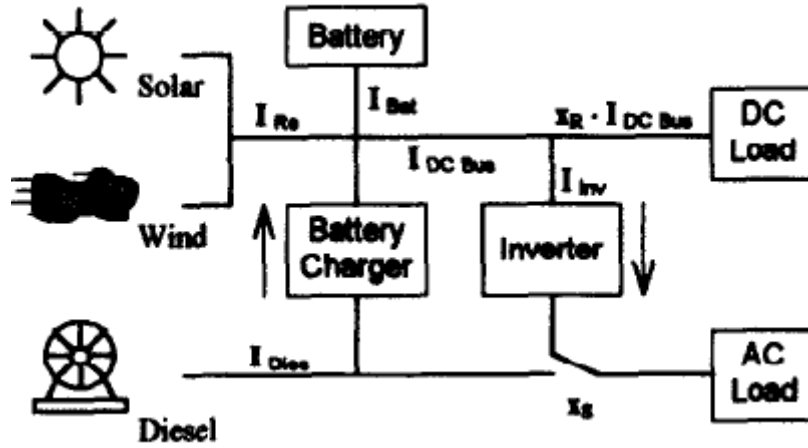


Figure 5: Schéma de principe du système PV-EOLIENNE-DIESEL avec stockage. Source: [10]

Le modèle énergétique est le suivant [10]:

$$I_{AC\ load} = I_{inv} \times eff_{inv} \left(\frac{U_{dc}}{U_{ac}} \right) X_S + (1 - X_{RD}) I_{diesel} \times (1 - X_S)$$

$$\text{Avec } I_{inv} = (1 - X_R) \times (I_{re} - I_{bat} + eff_{bc} \times \frac{U_{ac}}{U_{dc}} \times I_{diesel} \times X_{RD})$$

Pour une charge en alternatif $X_R = 0$ (pas de charge DC), le modèle devient:

$$I_{AC\ load} = \left(I_{re} - I_{bat} + eff_{bc} \times \left(\frac{U_{ac}}{U_{dc}} \right) \times I_{diesel} \times X_{RD} \right) \times eff_{inv} \left(\frac{U_{dc}}{U_{ac}} \right) X_S + (1 - X_{RD}) I_{diesel} \times (1 - X_S)$$

Avec :

I_{re} : Le courant fournit par les panneaux

I_{bat} : Le courant délivré par la batterie

I_{diesel} : Le courant fournit par le groupe électrogène

eff_{bc} : Le rendement du redresseur

eff_{inv} : Le rendement de l'onduleur

X_{RD} : est la part de courant de charge du groupe électrogène exprimée en pourcentage

X_s : donne la position de l'onduleur (fermé ou ouvert)

Si $X_s = 1$: l'onduleur est ON et c'est le générateur PV seulement qui alimente la charge

Le modèle devient :

$$I_{AC\ load} = \left(I_{re} - I_{bat} + eff_{bc} x \left(\frac{U_{ac}}{U_{bc}} \right) x I_{diesel} x X_{RD} \right) x eff_{inv} \left(\frac{U_{dc}}{U_{ac}} \right)$$

Et $(1 - X_{RD}) I_{diesel} = 0$

si $X_s = 0$: l'onduleur est OFF et c'est le groupe qui alimente la charge et la batterie

$$I_{AC\ load} = (1 - X_{RD}) I_{diesel}$$

Pour $X_s = 0$ on doit s'assurer que le courant qui va dans l'onduleur est nul et non une perte. Cela se vérifie par l'équation :

$$(X_{RD}) x I_{diesel} = \frac{I_{re} - I_{bat}}{eff_{bc} x \frac{U_{ac}}{U_{bc}}}$$

Le courant du groupe I_{diesel} déterminé à travers cette équation, permet de calculer le coût de l'énergie consommée.

Coût initial

Le problème de minimisation du coût initial est donné par l'expression

$$MIN_{no^T} . TYPE . Cost(type)_{no,type}$$

La matrix TYPE a sur sa diagonale une liste de variables appelée $type_i$ qui représente la taille de tous les composants qui doivent être optimisés (PV, groupe électrogène, l'aérogénéateur, l'onduleur, batterie, les câbles, le redresseur, convertisseur etc..., elle a zéro partout hormis sa diagonale.

Le vecteur no^T contient le nombre de chaque composant.

Le vecteur **Cost** contient le prix unitaire de chaque composant.

Coût d'utilisation ou d'opération

La fonction objectif qui permet de trouver le mode de gestion optimal en fonction du vecteur x est donné par :

$$\text{MIN } [OpCo](no, type, \vartheta T, x(T, no, type))$$

$$x, \forall t \in [T_0, T]$$

Où **OpCo** représente les remises faites sur les coûts du carburant et autres coûts d'opération.

2.3.2 Système hybride PV-DIESEL avec stockage

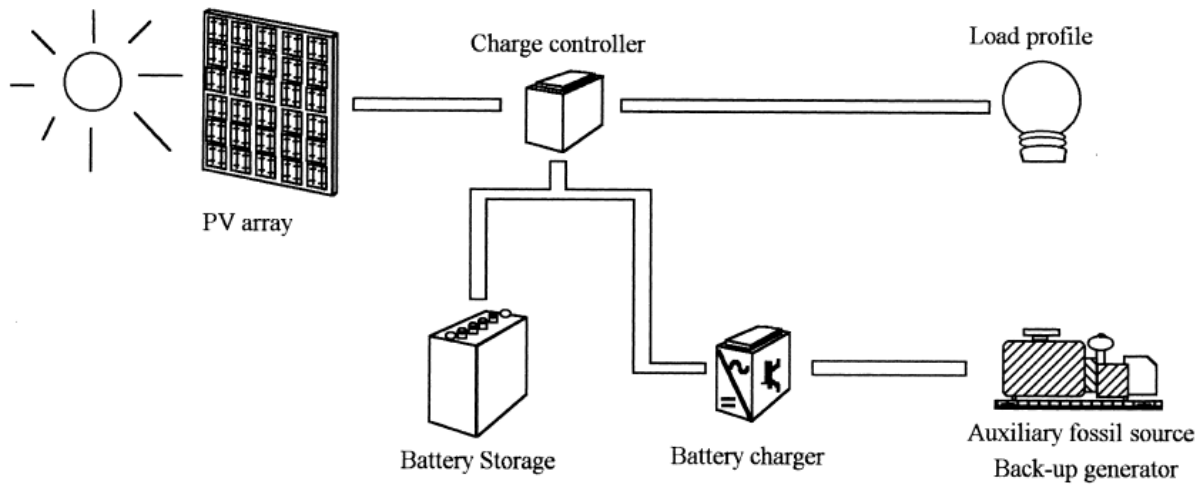


Figure 6: Schéma de principe du système PV-DIESEL avec stockage. Source : [11]

Principe

Selon le profil de consommation sur une période donnée T , la production doit à chaque instant être égale à la demande [11] :

$$L(T) = \sum_T P_c(t) = \eta_{PV} S_{ref} H_{\beta}(T)$$

$H_{\beta}(T)$ l'irradiation incidente sur les modules PV avec un angle β

S_{ref} est la surface de référence (m^2)

η_{PV} le rendement du champ PV

$P_c(t)$ est la puissance instantanée demandée.

Le modèle est conçu suivant la cinétique de la batterie c'est-à-dire pour une combinaison de SDM (est l'état de décharge de la batterie à partir duquel le groupe démarre) et SAR (est l'état de charge de la batterie à partir duquel le groupe s'arrête) on a la paire optimale (S_{dim} , C_{max}) qui nous permet d'obtenir la surface du module S_{dim} , la capacité de stockage de la batterie C_{max} , la puissance nominale du groupe électrogène donnée par la formule $P_{charger}^0 = \frac{C_{max}}{5 \times \eta_{groupe}}$ (Sandia National Laboratories, 1990):

2.3.3 Système hybride PV-EOLIENNE

Le système regroupe deux parties pour la production de l'énergie propre passant par un stockage électrochimique (Fig. 7).

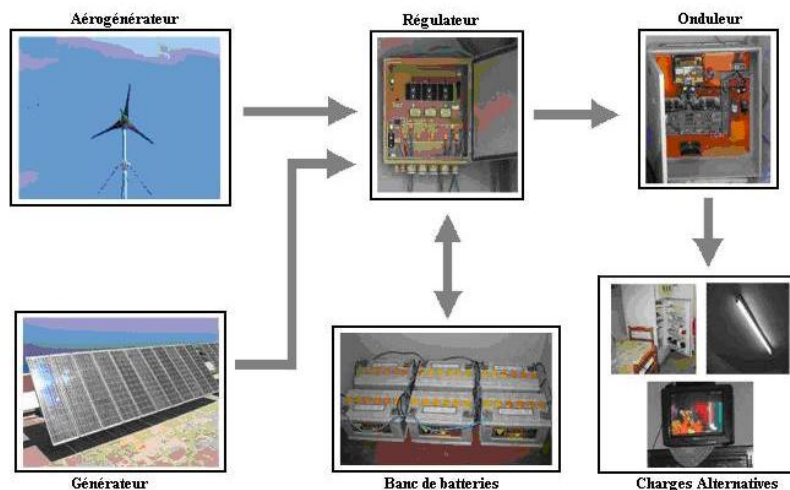


Figure 7: Schéma de principe du système PV-EOLIENNE . Source [12]

Principe

Pour une charge et une probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability _ 'LPSP') donnée sous le critère d'un prix minimum du système, un nombre optimal de batteries et de modules photovoltaïques est calculé [12].

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par:

$$LPSP = \Pr \{E_B(t) \leq E_{Bmin} \text{ pour } t \leq T\}$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant t , soit inférieur ou égal au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie E_{Bmin} . $E_B(t)$ est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t , exprimée en [Wh].

La fonction du coût (fonction objectif) du système hybride est exprimée par la relation suivante:

$$C = aN_{PV} + bN_B + C_0$$

Où C est le coût global du système hybride; a le coût d'un module photovoltaïque; b le coût d'une batterie; C_0 le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, et de l'aérogénérateur. La solution optimale est donnée par la relation suivante:

$$\frac{\partial N_{PV}}{\partial N_B} = -\frac{b}{a}$$

Cette solution est graphiquement illustrée sur la figure ci-dessous. Elle correspond à la pente de tangente à la courbe au point de contact 'S'.

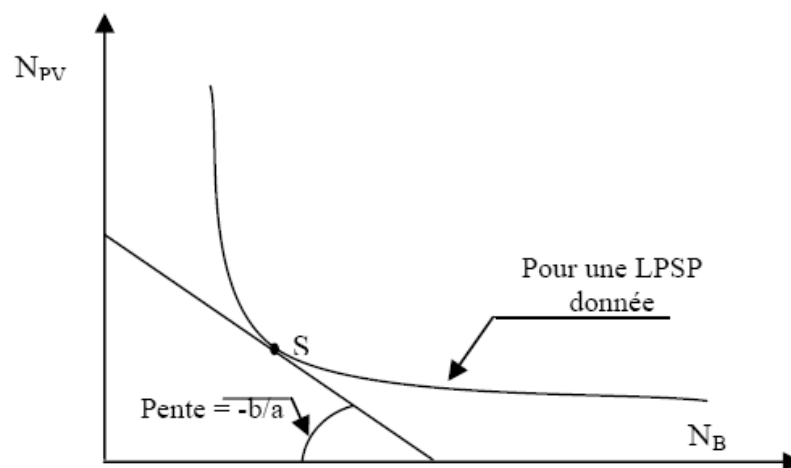


Figure 8: Tracé du nombre de modules en fonction du nombre de batteries pour une 'LPSP' donnée

2.3.4 Système hybride PV-EOLIEN

Le modèle proposé pour ce système permet de déterminer la taille et d'optimiser un système hybride photovoltaïque-éolien et de déterminer la configuration technico-économique optimale en utilisant deux scénarios. Le premier scénario utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, le deuxième scénario introduit la notion du mois le plus défavorable.

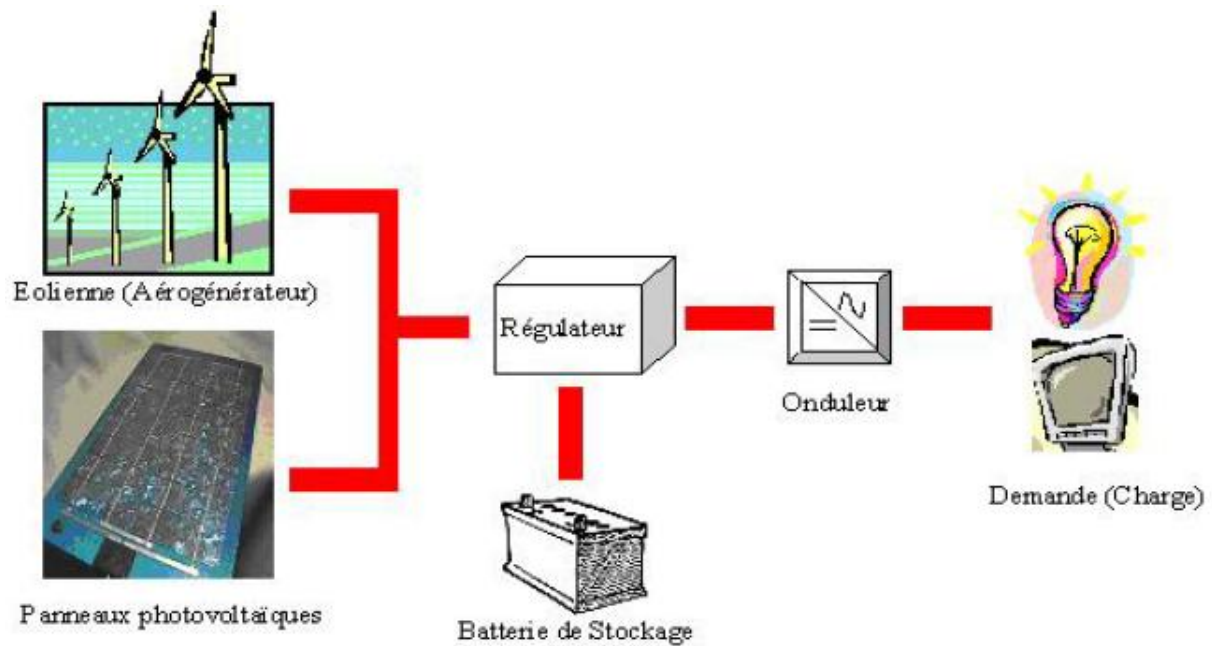


Figure 9: Schéma de principe PV/ éolienne. Source [13]

Principe

$$S_{PV}e_{PV} = fQ_d$$

$$S_e e_e = (1 - f)Q_d$$

$$\text{Avec } e_{PV} = S_{PV}HR_{PV} \text{ et } e_e = 0,6125C_p S_e V^3$$

Où :

H : Irradiation solaire

R_{pV} : Rendement des panneaux photovoltaïques

V : Vitesse du vent

C_p : Facteur de conversion (coefficient de puissance d'après Betz C_p = 0,595)[13]

f est la fraction solaire

S_{pV} est la surface du module en m²

S_e est la surface de l'éolienne

La méthode de dimensionnement consiste à déterminer le triplet optimal (f, S_{pV}, S_e) qui correspond à un bon fonctionnement du système avec un coût minimal.

Pour cela, on évalue le coût de chaque configuration (f, S_{pV}, S_e). Une telle analyse nécessite des données précises sur le prix des différents éléments du système.

Pour simplifier, seulement les coûts capitaux des composantes C_i sont considérés.

Le coût total du système est donné par la relation suivante :

$$C_{tot} = C_{PV} + C_e + C_{bat}$$

Deux scénarios sont considérés et basés respectivement sur les moyennes annuelles pour chaque mois et des moyennes du mois le plus défavorable [13].

Il existe également des logiciels tels que HOMER, HOGA, TRANSYS et HYBRID2. Le premier cité utilise l'algorithme génétique. Son principe de fonctionnement est basé sur la cinétique des batteries, c'est un logiciel d'optimisation mais il est limité par le fait qu'il n'optimise que les puissances de chaque générateur mais pas le nombre, le type de modules PV et de batteries. Le second également utilise l'algorithme génétique mais, il est un peu plus puissant que le premier car il donne à la fin de l'optimisation le nombre et type de chaque organe et optimise le mode de gestion mais ne prend pas en compte le fait que la groupe ne doit pas fonctionner pendant longtemps en dessous d'une certaine puissance (30% en général) de sa puissance. Le troisième a été initialement conçu pour le dimensionnement des systèmes thermiques mais souvent utilisé pour les systèmes hybrides, il n'optimise pas. Il en est de même pour le quatrième qui est par contre très précis en termes de dimensionnement [14].

Conclusion partielle

Au terme de cette étude bibliographique, on remarque que les coûts des systèmes hybrides avec stockage sont très élevés. La solution sans stockage qui fait fi des batteries d'accumulateurs semble être économiquement plus avantageuse.

Dans la partie qui suit, compte tenu du fait que nous n'avons pas trouvé de modèle traitant les systèmes hybrides solaires PV/diesel sans stockage, nous nous sommes inspirés des différentes méthodes utilisées ci-dessus pour écrire un modèle adapté à notre système.

III. MODELISATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL SANS STOCKAGE

3.1 Introduction

La modélisation est une représentation mathématique d'un phénomène physique (réel). Elle permet de prédire le comportement et la performance d'un système.

Dans ce qui suit, nous allons proposer un modèle du système hybride PV/Diesel sans stockage et par la suite faire une simulation en vue de faire sortir les dimensions optimales du système pour un profil de consommation donné.

3.2 MODELISATION DU SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL SANS STOCKAGE

3.2.1 Choix technologique

Selon le modèle du prototype réalisé sur le site Zie/Kamboinsé, nous optons pour :

- Un système de production décentralisé sans stockage ;
- Un fonctionnement en cascade des groupes électrogènes ;
- Les panneaux silicium monocristallin SANYO HIP à cause de leur très bon rendement (jusqu'à 16%) incomparable et de leur disponibilité.
- Les groupes seront de marque SDMO car c'est la marque la plus utilisée ici au Burkina Faso et c'est celle qui est utilisée par le Flexy Energy.

3.2.2 Analyse énergétique

Le modèle que nous proposons est une synthèse des études faites par E.M. Nfah et al. [15] et E. Koutroulis et al. [16].

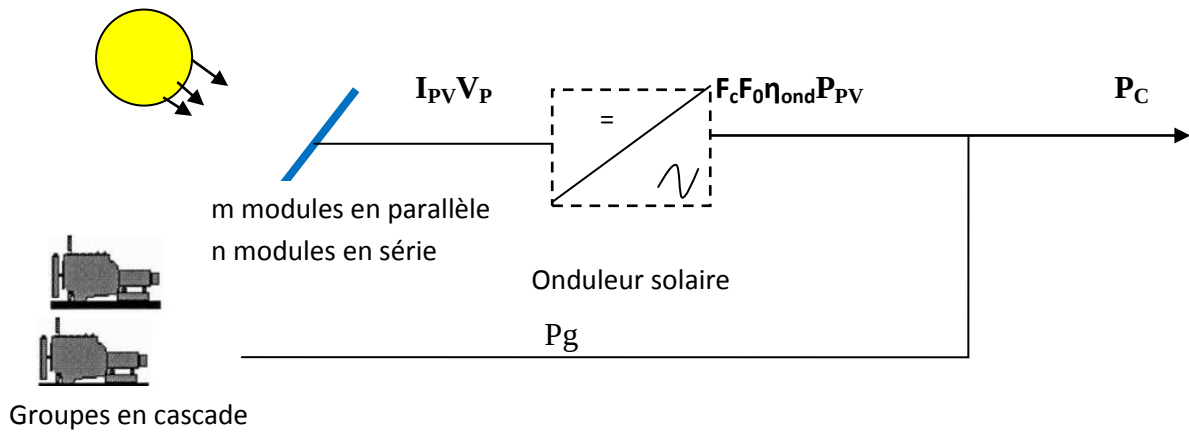


Figure 10: Schéma du bilan énergétique du système PV/diesel sans stockage

Le module photovoltaïque

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné (surface des modules), de la température ambiante et des données (le courant de court-circuit, la tension maximale délivrée par le module, la tension de circuit ouvert...) du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé. L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [4]:

$$P_{PV} = mnI_{PV}V_{PV}F_cF_0 \quad (1)$$

Avec :

$$I_{PV} = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} + \left(\frac{E_{tt}(t)}{E_{st}} \right) [\alpha(T_a(t) + 0,02E_{tt}(t)) + I_{sc}] - I_{sc} \quad (2)$$

$$V_{PV}(t) = V_{MP} \left[1 + 0,0539 \log \left(\frac{E_{tt}(t)}{E_{st}} \right) \right] + \beta(T_a(t) + 0,02E_{tt}(t)) \quad (3)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp \left(-\frac{V_{mp}}{C_2 V_{oc}} \right) \quad (4)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mp}}{V_{oc}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right)} \quad (5)$$

Le groupe électrogène

La puissance totale produite par les groupes électrogènes en cascade est la somme des puissances délivrées par les groupes électrogènes donc :

$$P_g = \sum_T P_{DGi} \quad (6)$$

Ainsi donc, la production totale ou soit la demande P_c se calcule en faisant la somme des équations (1) et (6).

$$P_c(t) = P_{PV}(t) + P_g(t) \quad (7)$$

$$\text{Soit } P_c(t) = N_{PV} I_{PV} V_{PV} \eta_{ond} F_c F_0 + \sum_T P_{DGi} \quad (8)$$

Avec :

E_{tt} est l'ensoleillement global sur plan incliné (W/m^2)

I_{sc} est le courant de court circuit (A)

T_a est la température ambiante ($^{\circ}C$)

V_{mp} est la tension maximum délivrée par le module (V)

V_{oc} est la tension en circuit ouvert (V)

E_{st} est l'ensoleillement standard $1000W/m^2$

α est le coefficient de température du courant du module ($A/^{\circ}C$)

β est le coefficient de température de la tension du module ($V/^{\circ}C$)

P_{ig} est la puissance du groupe électrogène i (kW)

F_c est un facteur représentant les pertes par connexion.

F_0 est un facteur représentant les autres pertes telles que la saleté.

Le produit de ces deux facteurs $F_c F_0$ est généralement pris égal à 90% [18]

$P_{DGi}(t)$ est la puissance générée par le groupe électrogène i (kW)

$N_{PV} = n . m$ le nombre de modules photovoltaïques est égal au produit du nombre de module en série n et le nombre de modules en parallèle m (9)

Dans ce qui suit, on désignera $P_{mpv} = I_{PV} V_{PV}$

3.2.3 Analyse économique

3.2.3.1 Fonction coût : fonction objectif

La fonction objective C_t [17] est définie comme étant le coût annuel du système qui inclut :

- le coût d'acquisition de chaque composante en tenant compte des taux de variation actuels et futurs tout le long du projet ACC;

- le coût annuel de remplacement de chaque équipement sur la durée de vie du projet ARC;
- le coût annuel d'opération et de maintenance sur la durée de vie du projet AOC;
- le coût annuel de diesel consommé AFC.

$$\text{Soit } C_t = ACC + ARC + AFC + AOC \quad (10)$$

Le coût d'opération du groupe est estimé selon le modèle mathématique basé sur Skartein et Ulhen[17] par:

$$AFC = C_{diesel} = C_f \sum_{t=T} F(t) \quad (11)$$

$$F(t) = (0,246P_{DGi}(t) + 0,08415P_{Ri}) \quad (12)$$

$\forall t$, on a :

$$F(t) = 0,246P_{R0} \sum_{i=1}^{N_g} x_{Si}(t) + 0,08415P_{R0} \sum_{i=1}^{N_g} x_{Ri} \quad (13)$$

Avec

$F(t)$ est la consommation spécifique du groupe qui dépend de la charge (l/h)

P_{Ri} est la puissance du groupe (kW)

x_{Ri} est l'état de fonctionnement du groupe électrogène ($x_R = 0$ Arrêt ou $x_R = 1$ en marche)

x_{Si} est le taux de charge du groupe électrogène en % avec $i \in [1; N_g]$ et $x_{Si} \in [0; 100\%]$

P_{R0} est la puissance nominale du groupe (kW)

C_f est le coût du litre de diesel (FCFA/l)

- Pour un fonctionnement du système sur une période T le coût total devient:

$$C_t = N_{pv}C_{um} + N_g(C_{ug} + 0,08415C_fP_{R0} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} x_{Ri}) + 0,246C_fP_{R0} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} x_{Si}(t) + C_{ond} + C_{rem} + C_{O\&M} + C_0 \quad (14)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C_t = 1,025N_{pv}C_{um} + N_g(1,07C_{ug} + 0,08415C_fP_{R0} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} x_{Ri}) + 0,246C_fP_{R0} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} x_{Si}(t) + C_{ond} + C_{rem} + C_0 \end{array} \right. \quad (15)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_c(t) = N_{pv}F_cF_0P_{mpv}(t) + P_{R0} \sum_{i=1}^{N_g} x_{Si}(t) \end{array} \right. \quad (16)$$

Sous les contraintes

$$t \geq 0$$

$$N_g \geq 2$$

$$N_{pv} \geq 1$$

- Pour t h de fonctionnement, en supposant d'une part que tous les groupes fonctionnent en même temps et à 80% de leur puissance nominale et d'autre part que le coût d'opération et de maintenance des panneaux et celui des groupes sont respectivement estimés à 2,5% et à 7% de leur coût initial, les équations 15 et 16 deviennent :

$$\begin{cases} C_t = 1,025N_{pv}C_{um} + 1,07C_{ug}N_g + t(0,08415C_fP_{R0}N_g + 0,246C_f0,8P_{R0}N_g) + C_{ond} + C_{rem} + C_0 & (17) \\ P_c(t) = N_{PV}F_cF_0\eta_{ond}P_{mPV}(t) + 0,8P_{R0}N_g & (18) \end{cases}$$

Sous les contraintes

$$\begin{aligned} t &\geq 0 \\ N_g &\geq 2 \\ N_{PV} &\geq 1 \end{aligned}$$

$$C_t = 1,025C_{um}N_{pv} + (1,07C_{ug} + 0,28095tC_fP_{R0})N_g + C_{ond} + C_{rem} + C_0 \quad (19)$$

$$N_{PV} = \frac{P_c(t) - 0,8P_{R0}N_g}{F_cF_0\eta_{ond}P_{mPV}(t)} \quad (20)$$

Sous les contraintes

$$\begin{aligned} t &\geq 0 \\ N_g &\geq 2 \\ N_{PV} &\geq 1 \end{aligned}$$

Avec

C_{um} est le coût unitaire d'acquisition du module photovoltaïque.

C_{ug} est le coût unitaire d'acquisition du groupe électrogène.

C_{rem} est le coût de remplacement des appareils.

$C_{O\&M}$ est le coût de maintenance et d'entretien des appareils.

3.3 SIMULATION NUMERIQUE

L'implémentation du modèle a été faite sur le logiciel Microsoft Excel 2007.

3.3.1 Paramètres de simulation

Tableau 1: Paramètres généraux de simulation. Source: Rapport "flexy energy"

Appareillage	Coût unitaire
Durée de vie de l'onduleur solaire	5ans
Coût du gasoil C_f	595
Rendement de l'onduleur η_{ond}	95%
Le facteur de perte par connexion et autres pertes	90% [18]
Coût unitaire du module PV (C_{um}) en FCFA	729 345
Coût unitaire du groupe électrogène (C_{ug}) en FCFA	300 000
Coût de l'onduleur solaire C_{ond} en FCFA	2 153 379
Coût des accessoires C_0 en FCFA	931 700

Tableau 2: Paramètres du module SANYO190BA3(voir Annexe2)

Voc (V)	67,5
Vmp (V)	54,8
Isc (A)	3,75
Imp (A)	3,47
α (A/°C)	0,00086
β (V/°C)	-0,169
η_{pv}	16,1%

Les profils d'ensoleillement et de consommation utilisés dans cette étude sont ceux représentés respectivement sur les figures 11 et 12.

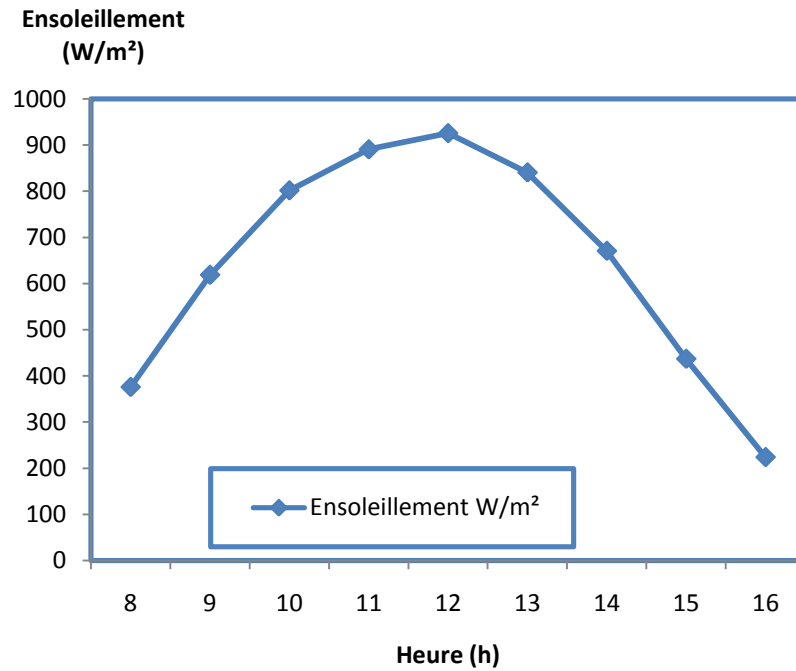


Figure 11: Les données solaires. Source: Données expérimentales du "flexy energy"

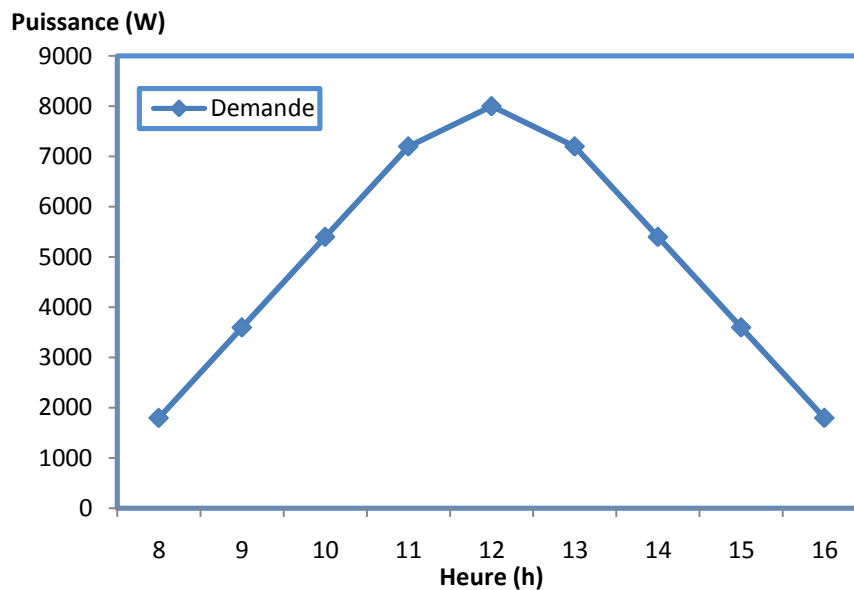


Figure 12: Profile de demande. Source: Données expérimentales "flexy energy"

3.3.2 Validation énergétique du modèle photovoltaïque par le prototype

Il s'agit dans cette partie de confronter les sorties du modèle en terme d'énergie produite à celles du prototype. Cette étape nous permet de valider exactitude et la fiabilité du modèle afin que les résultats de la simulation ne souffrent d'aucun doute.

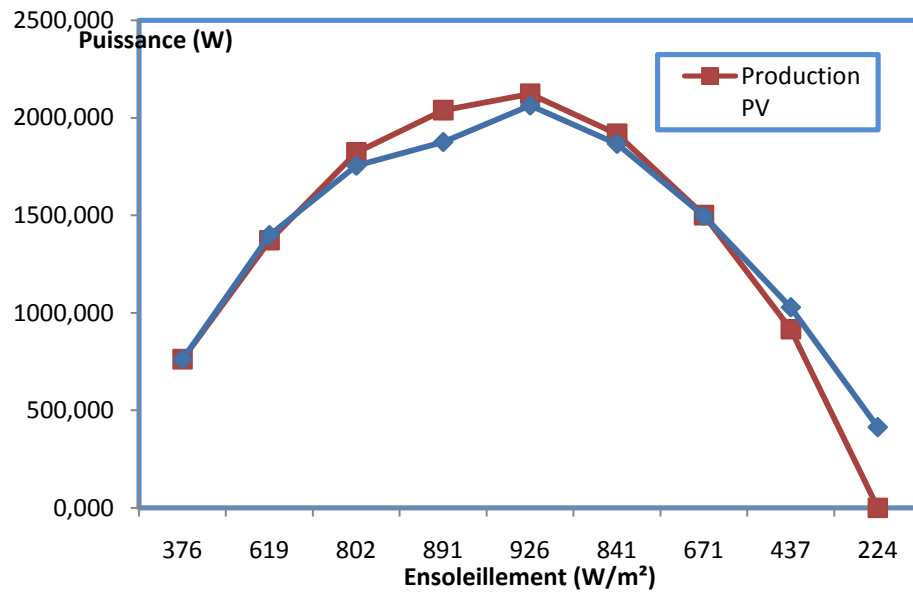


Figure 13: Comparaison des données de sortie du modèle avec celles obtenues expérimentalement avec le "flexy energy"

Les résultats obtenus avec le modèle en termes d'énergie produite sont presque égaux à ceux du prototype (les données du 05 Mai 2010 recueillies par le **Sunny webbox**) dans les mêmes conditions d'assemblage des modules PV (3 branches de 5 modules en série l'ensemble)

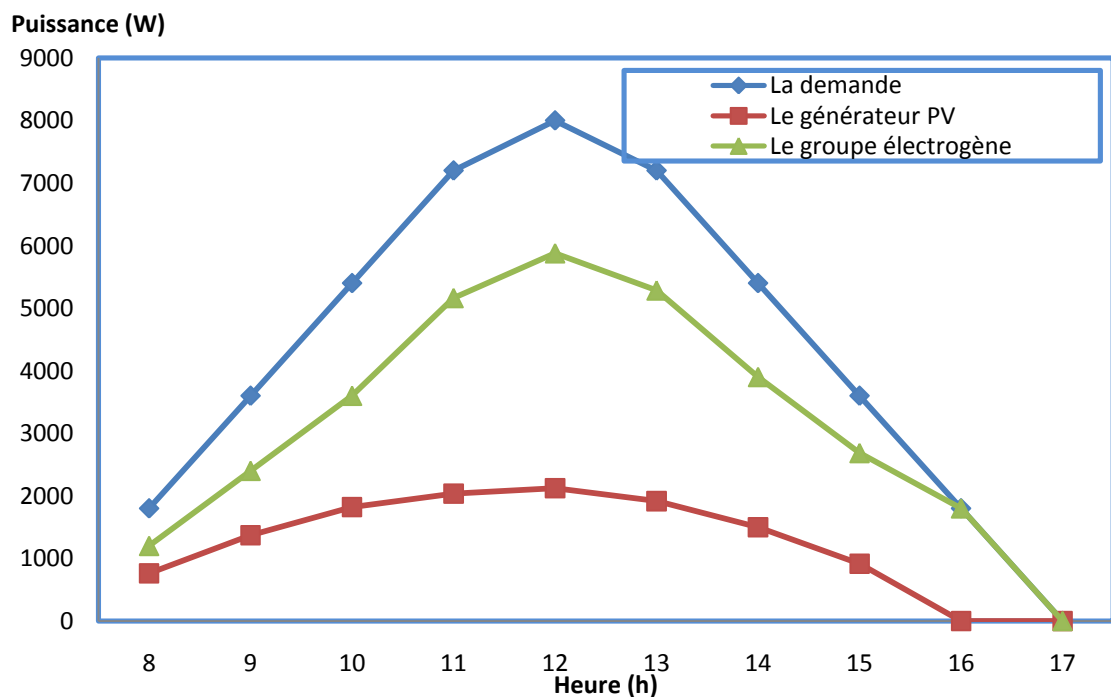


Figure 14: Production des différentes composantes et demande électrique

Sur la figure 14, on constate également que la demande est à tout instant satisfaite par la production.

3.4 Optimisation du système hybride solaire PV-diesel

Le principe de base est la minimisation de la fonction objectif avec satisfaction du besoin énergétique par la détermination des nombres optimaux des équipements constituant le groupe de production d'électricité : le couplet (N_{pv} , N_g).

3.4.1 Résultats et discussions

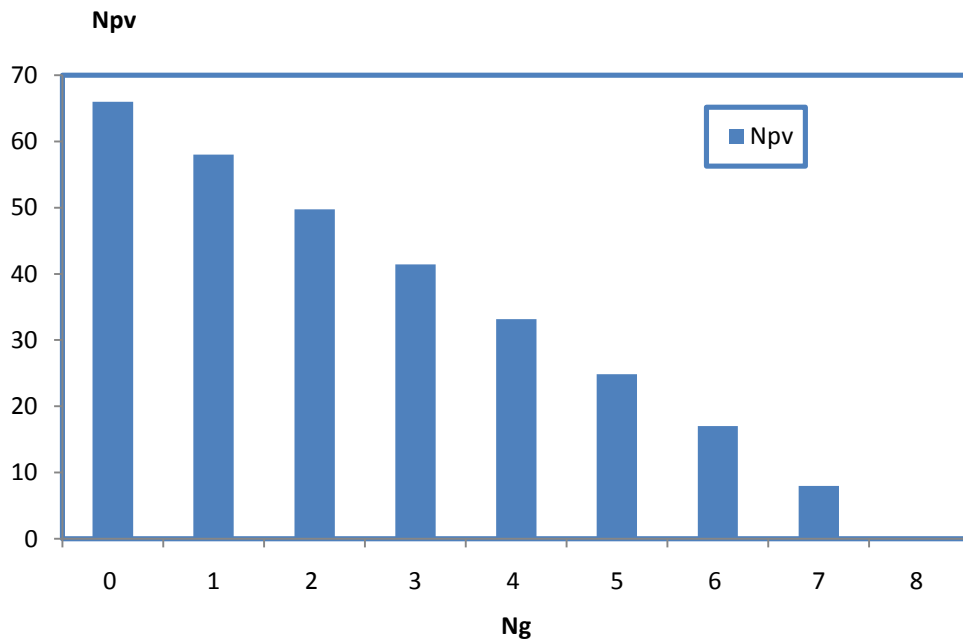


Figure 15: Evolution du nombre de modules PV en fonction du nombre de groupes électrogènes pour une puissance de 1,25kVA

Comme on peut le remarquer sur la figure 15, le nombre de modules PV décroît lorsque le nombre de groupes électrogènes croît. Autrement dit la pénétration PV diminue lorsque la puissance totale des groupes augmente. Et inversement.

Investissement initial

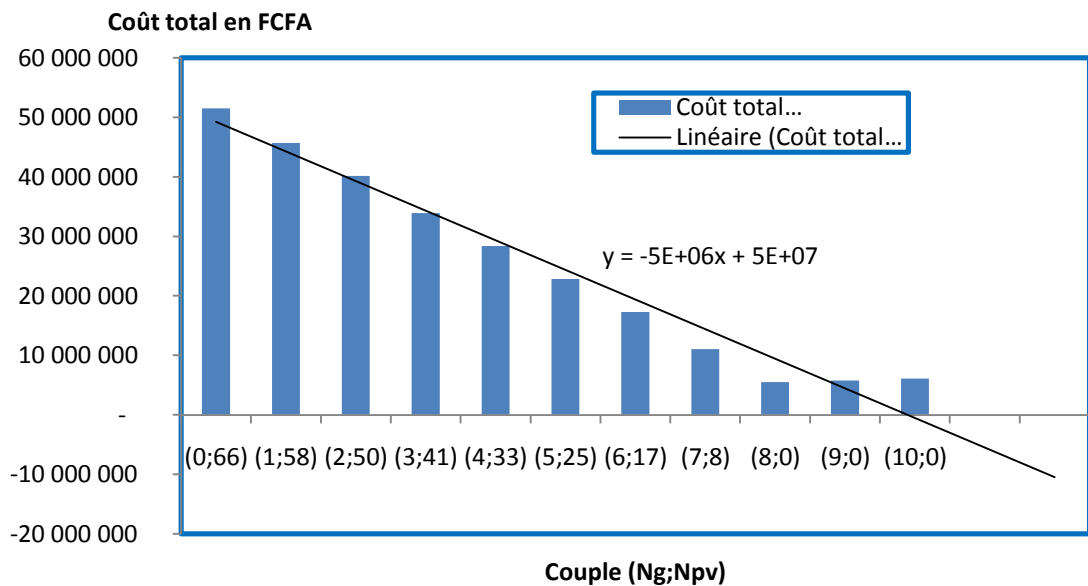


Figure 16: Coût total d'investissement de chaque type de système

D'après la figure 16, à l'investissement, les coûts des différents couples décroissent du système purement solaire vers le système purement diesel en passant par les systèmes hybrides.

Cela est la conséquence du coût encore élevé de la technologie solaire.

Durée de simulation : un an

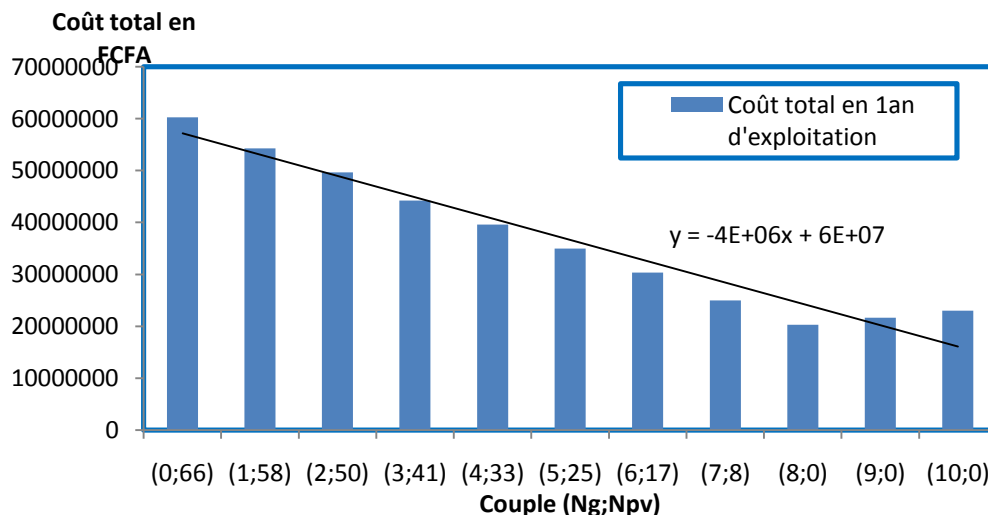


Figure 17: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de un an

Après un an d'exploitation de la centrale hybride solaire, on constate que la pente de la droite de tendance reliant les coûts des deux systèmes extrêmes est moins faible que celle trouvée sur le graphe du coût d'investissement des systèmes. Cela est dû à la consommation de gasoil

par les groupes électrogènes contenus dans les systèmes hybrides et les systèmes purement diesel et également du coût élevé de gasoil.

Cette évolution est lente à cause également des coûts d'opération, de maintenance relativement faible.

 Durée de simulation : cinq ans

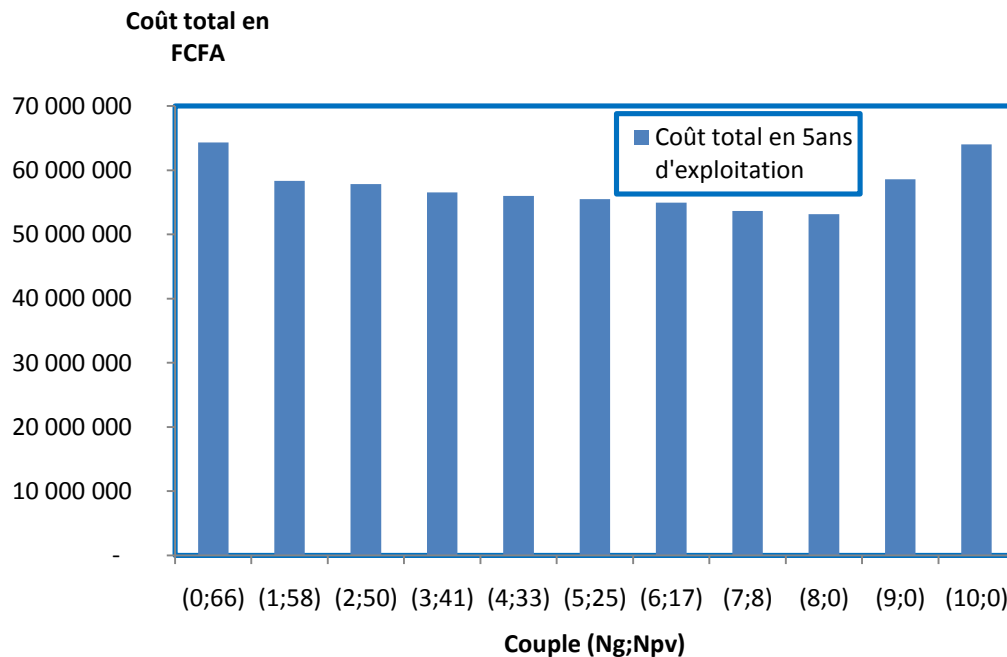


Figure 18: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 5ans

Au bout de cinq ans de fonctionnement, les tendances sont plus apparentes. On commence à avoir un équilibre entre les coûts des systèmes hybrides, les systèmes purement solaires et les systèmes purement diesel. Cela s'explique toujours par la consommation de gasoil et du coût de gasoil élevé et du coût de remplacement des appareils qui intervient dans l'exploitation.

Le couple optimal dans ce cas pour les systèmes hybrides est (7;8) avec un coût total de 53 664 208 FCFA. Cependant, le coût le plus faible reste le système purement diesel (8;0) s'élevant à 53 131 916 FCFA.

Durée de simulation : dix ans

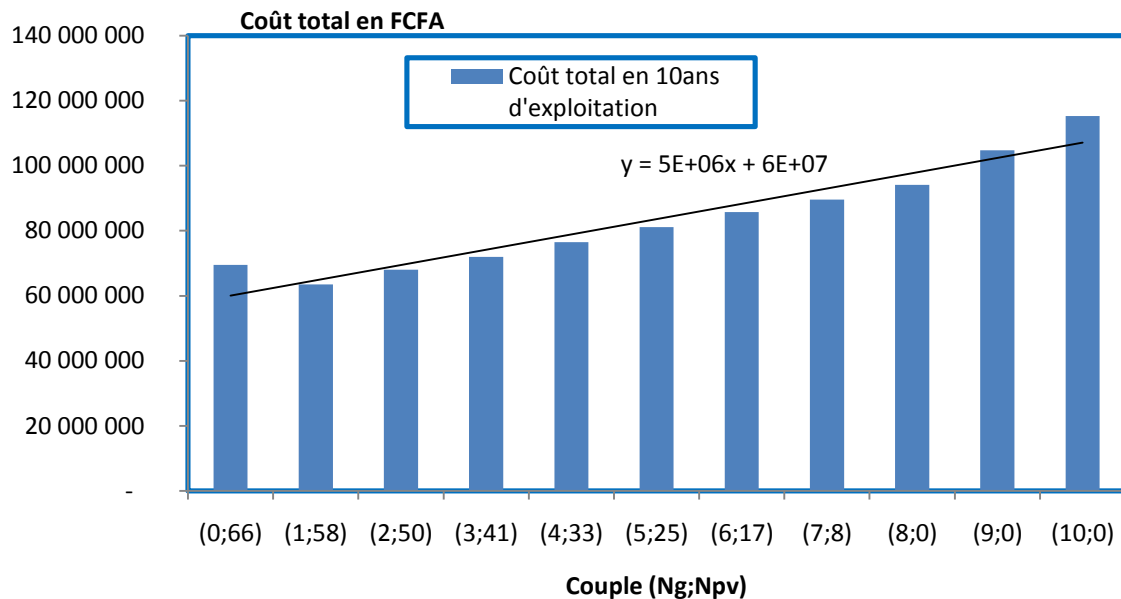


Figure 19: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 10ans

On constate que la pente de la droite de tendance a changé de signe. Cela est provoqué par la consommation de gasoil. Le coût optimal devient alors le couple qui contient peu de groupes électrogènes et une grande puissance solaire. Ce système hybride est (1;58) avec un coût de 63 480 451 FCFA.

Durée de simulation : quinze ans

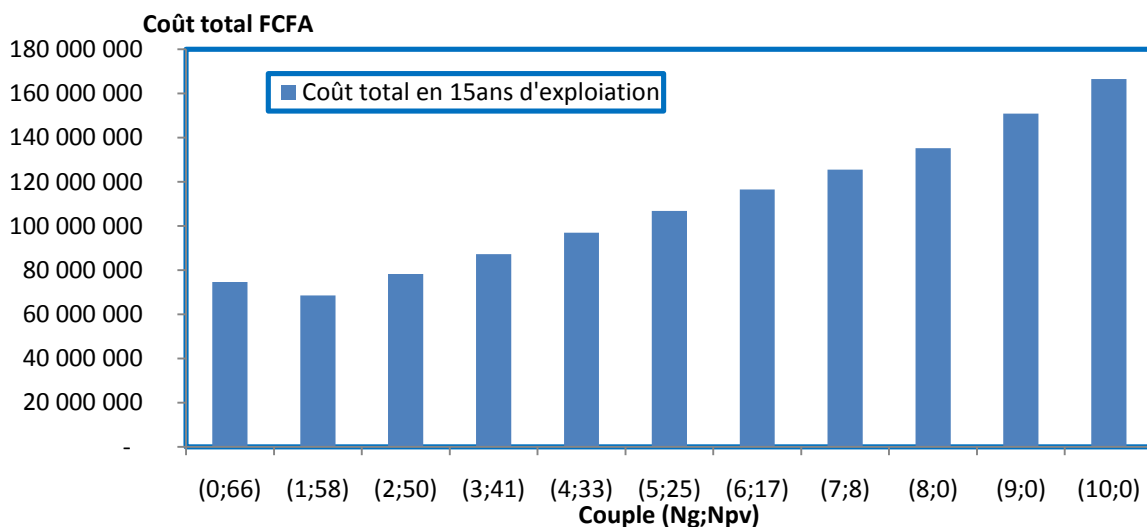


Figure 20: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de 15ans

En quinze ans, la tendance se confirme encore plus et on tend vers un renversement de situation où le système purement solaire a le coût d'exploitation le moins cher donc plus économique. Cela conforte la position de ceux qui disent que les systèmes purement solaires

sont rentables à long temps. Car hormis le coût de maintenance et d'opération, il ne génère plus de dépense contrairement aux autres systèmes.

Cependant, il est important de remarquer que les systèmes hybrides solaires sont relativement moins chers par rapport aux systèmes purement diesel. Le coût du système optimal (1;58) devient 68 607 789 FCFA.

Durée de simulation : vingt ans

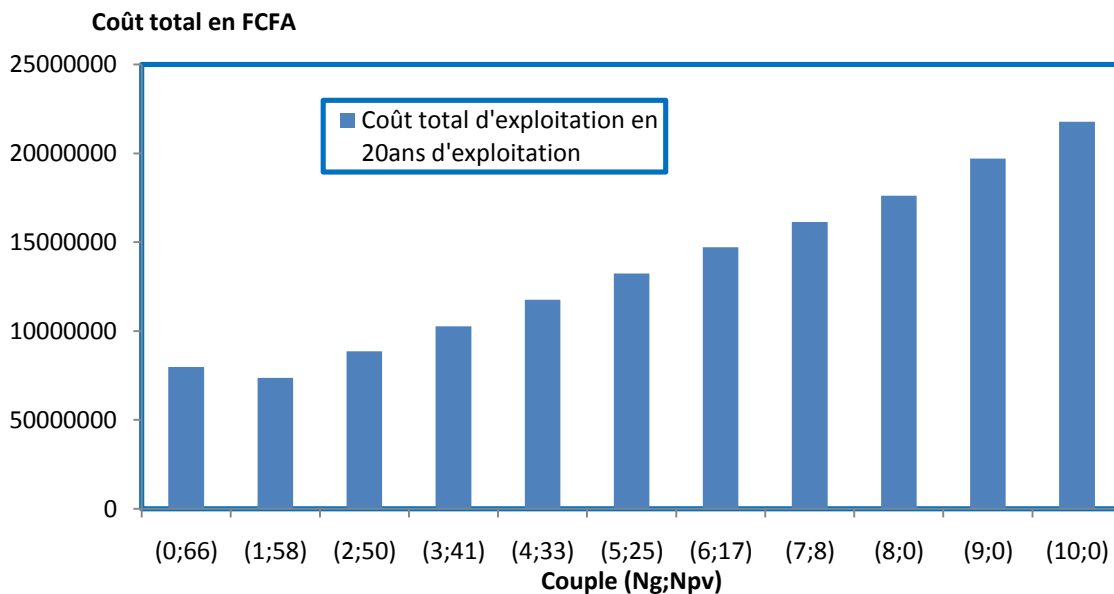


Figure 21: Résultat de la simulation sur une durée d'exploitation de vingt ans

Même constat que sur la figure 20. On observe une montée en puissance des coûts des systèmes hybrides à forte pénétration diesel.

En somme, on serait tenté de retenir le couple (1;58) qui fait une pénétration PV de 97%. Mais à cause du fait que l'injection se fait au fil du soleil (sans stockage), on ne peut admettre qu'une injection inférieure à 30% pour minimiser les perturbations sur le groupe électrogène. Ceci étant, comme au bout de cinq ans de fonctionnement, le couple optimum est (7;8) avec une pénétration PV de 13% et le couple qui suit (6;17) fait 28% de pénétration PV, on retiendra le couple (6;17) comme couple optimal qui répond aux exigences technologiques.

Par ailleurs, compte tenu du fait que pendant les moments de non ensoleillement la centrale devrait pouvoir alimenter la totalité de la charge, au lieu de sept (7) groupes électrogènes, nous retiendrons huit (8) groupes électrogènes. Ce qui donne finalement **le couple optimum (8;17). Soit huit groupes électrogènes et dix-sept modules PV qui donne un coût total à l'investissement de 17 883 944 FCFA et un coût total sur vingt ans de d'exploitation de 188 896 853 FCFA.**

IV. STRATEGIE DE GESTION DU SYSTEME

La stratégie de gestion est très importante dans toute unité de production. Mettre en place une stratégie de gestion des ressources disponibles dans une unité permet d'une part de minimiser le coût d'exploitation sur sa durée de vie et d'autre part de garantir sa viabilité qui est un facteur primordial pouvant motiver tout financement.

La stratégie de gestion proposée ici est basée sur des concepts énergétiques à travers l'automatisation, c'est-à-dire comment câbler le système avec des automates de telle sorte que le démarrage et l'arrêt des groupes se fassent sans l'intervention de l'homme quand on a un besoin énergétique et de garantir une meilleure utilisation de l'ensemble des groupes.

Démarrage et arrêt

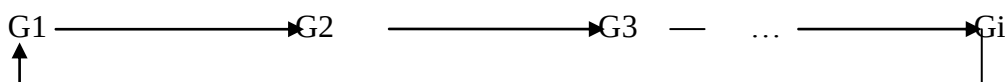
Lorsqu'il y a une demande ($P_c \neq 0$), un groupe électrogène démarre et ensuite le générateur PV peut injecter sur le réseau.

Dès que la puissance générée par ces deux sources n'arrive plus à couvrir la demande, un autre groupe démarre automatiquement pour combler le déficit ainsi de suite. Inversement, lorsque la charge diminue les groupes électrogènes s'arrêtent progressivement jusqu'à l'arrêt complet de tous les groupes et le générateur PV dans le cas où la demande serait nulle.

Rotation des groupes électrogènes

La rotation des groupes électrogènes permet d'utiliser les groupes dans les meilleures conditions, autrement dit, elle permet de ne pas surexploiter un groupe au profit des autres. Les groupes électrogènes seront sollicités tour à tour à intervalle de temps régulier de 5h.

Soit G_i désignant un groupe électrogène en marche.



NB : Pour éviter des coupures de longue durée dues à des pannes, à chaque fois qu'un groupe électrogène tombera en panne ou rencontrera un problème au démarrage pendant un temps de 10 secondes, le relai sera directement donné au groupe électrogène suivant.

V. CRITIQUES ET RECOMMANDATIONS

- L'un des inconvénients des groupes en cascade est qu'en cas de non fonctionnement de la majorité des groupes, si la demande est largement supérieure à la puissance maximale des groupes électrogènes restant, en cas de passage nuageux, les groupes électrogènes restant pourraient d'être surchargés (ce qui les endommageraient bien sûr) ;
- L'hypothèse selon laquelle les groupes fonctionnent tous à 80% de leur puissance nominale fait qu'on ne perçoit pas l'importance des groupes en cascade ;
- Le modèle doit tenir compte du fait que les groupes ne fonctionnent pas tous à 80% de leur même puissance ;
- La fonction objectif peut contenir plus de variables donc peut être plus complexe si on lève les hypothèses simplificatrices ; ce qui impliquerait l'utilisation de l'algorithme génétique qui a été pisté lors de la recherche de logiciel d'implémentation. C'est une méthode beaucoup utilisée pour résoudre les problèmes plus complexe ;
- Il faut tenir compte des taux de fluctuations des prix des pièces de rechange sur le marché national dans la fonction objectif ;
- Il faut un appareil capable d'enregistrer simultanément l'ensoleillement, la puissance produite, l'intensité, la tension,... ;
- Prévoir le fonctionnement des groupes de puissances différentes ;
- Il faut maintenir couramment les groupes électrogènes ;
- Revoir la formulation de la fonction objectif en intégrant le volet environnemental avec son coût associé (à travers les types de fioul) et la durée de temporisation avant de démarrage de chaque groupe en cas de diminution de l'ensoleillement et l'implémenter dans un langage de programme qui va générer la courbe et montrer directement le couple optimum ($N_g ; N_{pv}$).
- Faire une analyse économique pour le couple hybride solaire retenu et une étude comparative avec un système purement diesel et un système purement photovoltaïque de même puissance totale pour montrer les avantages et les éventuels inconvénients;

CONCLUSION

Le système hybride solaire PV-diesel sans stockage avec les groupes en cascade permet de réduire la consommation d'énergie fossile donc de réduire la pollution de l'environnement par pénétration de l'énergie solaire. Cependant, cette pénétration n'est pas prévue pour réduire la taille du générateur diesel.

Il permet également de réduire le coût d'investissement de la centrale à cause de la suppression des batteries d'accumulateur.

Il assure une alimentation sans interruption de la charge quelque soit l'ensoleillement ce qui augmente sa fiabilité.

Le modèle proposé donne la production électrique réelle car il prend en compte les caractéristiques techniques des équipements et des conditions climatiques du site.

Pour des groupes électrogènes de puissance 1,25 kVA, pour une charge maximale de 8 kW, pour un ensoleillement max de 926W/m², on a obtenu comme couple optimal (8;17) pour un coût total sur vingt (20) ans de fonctionnement de 188 896 853 FCFA avec une pénétration PV de 28%.

D'après les résultats de la simulation, le coût d'exploitation des systèmes hybrides est moins élevé que celui des systèmes purement solaire et encore plus élevé que celui des systèmes purement diesel.

Ce système hybride solaire sans stockage est prometteur. Nous avons fait l'ébauche de cet immense travail de recherche; il ne reste qu'à s'appuyer sur cette première partie pour pousser encore plus loin les réflexions (dans le sens de la modélisation et d'optimisation) pour des conclusions plus solides.

Aussi, nous lançons un vibrant appel aux hommes politiques de nos pays respectifs de revoir leur politique énergétique dans le but d'une réduction du coût des technologies solaires qui est un frein à son développement car l'énergie renouvelable constitue l'alternative la plus sûre pour relever le taux d'électrification dans nos zones isolées.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] World energy outlook (WEO), The Electricity Access Database, 2009
- [2] A. Farcot, Total Energie, développement des énergies renouvelables en Afrique ; sommet de l'énergie en Afrique, 5 et 6 novembre 2002, Paris.
- [3] Yao AZOUMAH, cours de thermique solaire, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE)
- [4] Ai B, Yang H, Shen H, Liao X. Computer aided design of PV/wind hybrid system. *Renew Energy* 2003;28:1491–51
- [5] *EPIA (European Photovoltaïque Industry Association)*, Energie Photovoltaïque l'électricité du soleil
- [6] Guide de l'acheteur, revue : les systèmes photovoltaïques
- [7] W.G.J.H.M. van Sark, E.H. Lysen, D. Cocard, P. Beutin, G.F. Merlo, B. Mohanty, J. van den Akker, A. Razzak Idris, A. Firag, A. Waheed, A. Shaheed, M. Latheef, A. Wajeeth, the first PV-diesel hybrid system in the maldives installed at mandhoo island
- [8] G. Delvecchio², M. Guerra³, C. Lofrumento¹, F. Neri¹, A Study for Optimizing a Stand Alone Hybrid Photovoltaic-Diesel System to Feed Summer Loads, N°2,
- [9] G.C Seeling- Hochmuth, A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid PV energy system
- [10] Miguel LOPEZ, contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée, thèse de doctorat
- [11] M. Muselli et al., design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management
- [12] A. Kaabeche et al., Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3 (2006) 199 – 209
- [13] A. El Khadimi et al., Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage : *Rev. Energ. Ren. Vol. 7 (2004) 73-83*
- [14] R. Dufo-Lopez, J.L. Bernal-Agustin, Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms, *Solar Energy* 79 (2005) 33–46
- [15] E.M. Nfaha, J.M. Ngundamb, R. Tchinda, Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon, 2 May 2006

- [16] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, Kostas Kalaitzakis, Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms, 27 December 2005
- [17] ,Heri Suryatomo et al, Optimal design of wind- PV diesel- battery system using genetic algorithm, IEEJ Trans. PE, Vol. 129, No3, 200
- [18] G.J. Dalton*, D.A. Lockington, T.E. Baldock, Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel, 26 October 2008

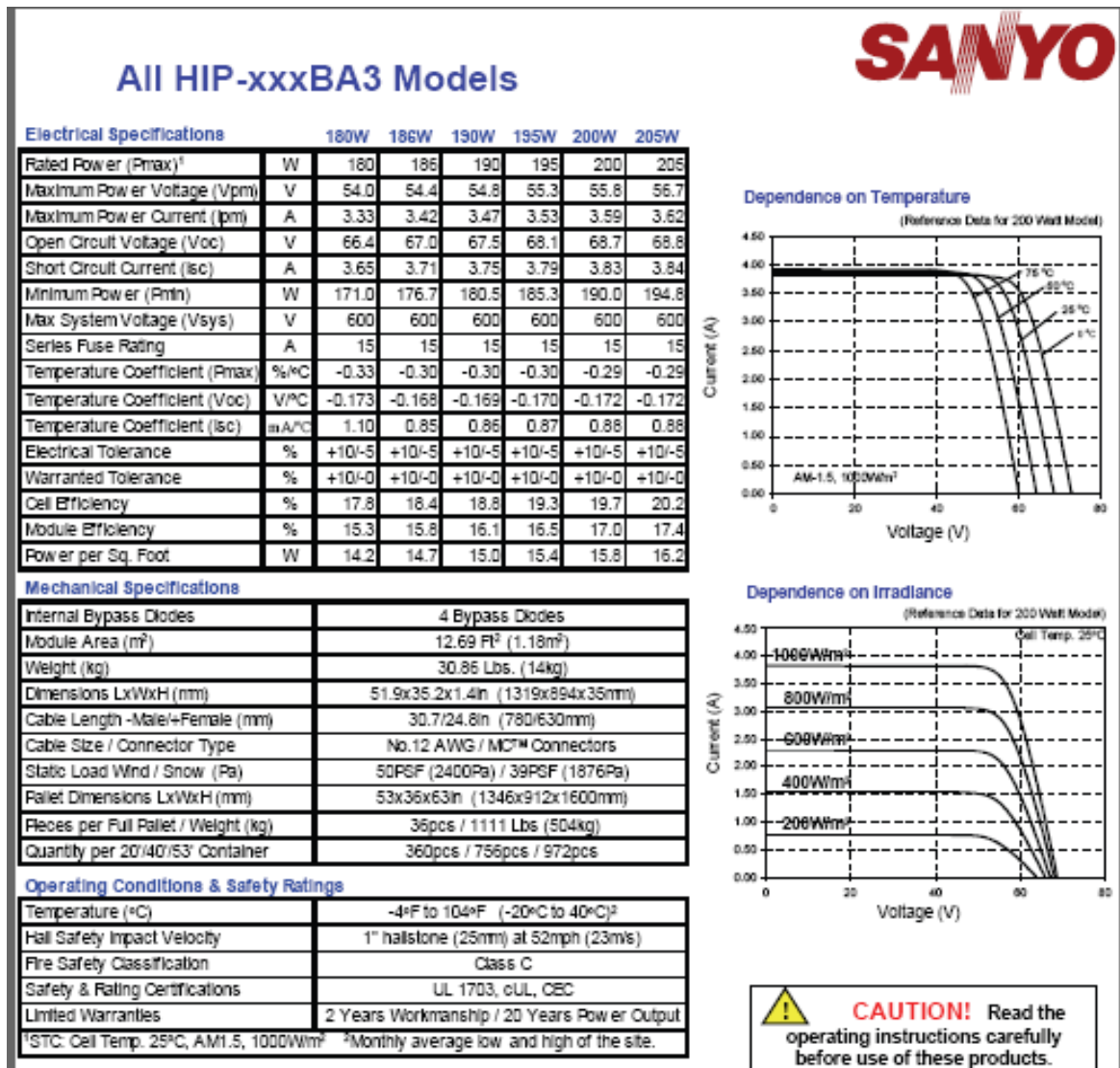
ANNEXES

<i>Annexe1 : Fiche technique du module PV SANYO HIP-190BA3.....</i>	<i>35</i>
<i>Annexe2 : Fiche technique complet du module PV SANYO HIP-XXXBA3... ..</i>	<i>36</i>
<i>Annexe3 : Fiche technique du SUNNY BOY.....</i>	<i>37</i>

Annexe1 : Fiche technique du module PV SANYO HIP-190BA3

Model	HIP-200BE3	HIP-200BA3	HIP-195BA3	HIP-195BE3	HIP-190B2-BE-01	HIP-190BA3	HIP-190BE3
Max. Output	200W		195W		190W		
Max. Power Voltage	55.8V		55.3V		54.8V		
Max. Power Current	3.59A		3.53A		3.47A		
Open Circuit Voltage	68.7V		68.1V		67.5V		
Short Circuit Current	3.83A		3.79A		3.75A		
Dimension							1,319x 894 x 35mm
Weight							14kg
Cell Efficiency	19.7%		19.3%		18.8%		
Module Efficiency	17.0%		16.5%		16.1%		
Cell per module							96
Standard/Certificates	IEC 61215, ClassII, CE	UL1703		IEC 61215, ClassII, CE	JET Certificate Number PY05-53103-100*	UL1703	IEC 61215, ClassII, CE

Annexe2 : Fiche technique complet du module PV SANYO HIP-XXXBA3



Annexe3 : Fiche technique du SUNNY BOY

Caractéristiques techniques		
Performant • Refroidissement Opticool • Rendement maximal de 95,6 % Sécurité optimale • Interrupteur sectionneur DC intégré ESS • Séparation galvanique Solution fiable • Service et assistance téléphonique SMA • Garantie SMA : 5 ans, extension jusqu'à 20 ans	Valeurs d'entrée	Sunny Boy 3300
	Puissance DC max. ($P_{DC, max}$)	3820 W
	Tension DC max. ($U_{DC, max}$)	500 V
	Plage de tension PV, MPPT (U_{MPP})	200 V - 400 V
	Courant d'entrée max. ($I_{PV, max}$)	20 A
	Tension DC résiduelle (U_{SS})	< 10 %
	Nombre max. d'entrées (parallèle)	3
	Dispositif d'interruption DC	connecteur à fiche, ESS
	Variateur à surveillance thermique	Oui
	Contrôleur d'isolement	Oui
	Protection inversion des pôles	diode en court-circuit
	Valeurs de sortie	
	Puissance AC max. ($P_{AC, max}$)	3600 W
	Puissance nominale ($P_{AC, nom}$)	3300 W
	Coef. dist. harm. courant réseau	< 4 %
	Tension nominale AC ($U_{AC, nom}$)	220 V - 240 V
	Fréquence nominale ($f_{AC, nom}$)	50 Hz / 60 Hz
	Coefficient de puissance ($\cos \phi$)	1
	Résistance aux courts-circuits	oui, régulation de courant
	Raccordement au réseau	connecteur à fiche AC
	Rendement	
	Rendement maximal	95,2 %
	Euro-eta	94,4 %
	Indice de protection selon DIN EN 60529	IP63
	Caractéristiques mécaniques	
	largeur / Hauteur / Profondeur (mm)	450 / 352 / 236
	Poids	41 kg