



REPUBLIQUE DU NIGER
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT
SUPERIEUR, DE LA RECHERCHE ET DE
L'INNOVATION
UNIVERSITE DAN DICKO DANKOULODO
DE MARADI



Faculté des Sciences et Techniques
Département de Physique

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ POUR L'OBTENTION DU MASTER

**Spécialité : Système Énergétique Durable pour Société en Développement
(2SED)**

**Thème : Contribution à l'optimisation du coût d'un système
hybride photovoltaïque-groupe thermique**

Présenté par

Saïdou CAMARA

Encadré par

Dr Ing Mahamadou HAMIDINE

Maître de Stage

Dr Ing KélétiGui DAOU (ENI/MALI)

Supervisé par

Prof. Amadou SEIDOU H. MAÏGA

Soutenu devant le jury composé de :

Saïdou MADOUGOU, Professeur Titulaire, UAM/NIGER (Président)

Amadou SEIDOU H. MAÏGA, Professeur Titulaire, UGB/Sénégal (Membre)

Mahamadou HAMIDINE, Maître-Assistant, UDDM/Niger (Membre)

Année académique 2019-2020

Dédicaces

*Je dédie ce mémoire à mon cher regretté père, Feu Souleymane
CAMARA.*

Cher père, grâce à tes enseignements,

*je me bats chaque jour pour atteindre mes objectifs dans ce bas
monde.*

RÉSUMÉ

Ce travail présenté est une étude portant sur l'optimisation d'un système hybride de production d'électricité, constitué du solaire photovoltaïque avec stockage et du Groupe Diesel. Notre travail a consisté à concevoir un programme d'optimisation sur Excel en minimisant le coût global du système qui est la fonction « objectif ». La contrainte imposée est que la part fractionnelle du groupe électrogène dans la production électrique totale de la centrale ne doit pas dépasser 30%. Les coûts, qui composent la fonction objectif sont : les coûts d'investissement initial, de maintenance, d'exploitation, de renouvellement des batteries et onduleurs. Pour cela on réduira le fonctionnement du groupe électrogène jusqu'à un niveau admissible de satisfaction. De ce fait on a évalué les coûts par kW de chaque source ensuite faire la somme de ces coûts qui désignera notre fonction objectif, on étudiera cette fonction sur une période de 24 ans. Le coût total appelé fonction objectif du système inclura toutes les caractéristiques techniques, les coûts initiaux de chaque élément, les frais de maintenance et d'opération et également les coûts de remplacement. Une feuille de calcul Excel a été conçue et utilisée pour calculer et représenter la fonction « objectif » qui est la somme de tous coûts du système et relie les différentes puissances impliquées. Le programme Excel nous montrera le fonctionnement du système avec diverses puissances. On procèdera à une simulation pour déterminer notre couple optimal qui serait de 15% pour le photovoltaïque avec stockage et 85% pour le groupe électrogène.

Mots clés : Excel, fonction économique, groupe électrogène, optimisation, système hybride, photovoltaïque avec stockage.

ABSTRACT

This work presented is a study on the optimization of a hybrid electricity production system, consisting of photovoltaic solar with storage and of Diesel Group. Our work consisted in designing an optimization program in Excel while minimizing the overall cost of the system which is the "objective" function. The constraint imposed is that the fractional share of the generator in the total electrical production of the power plant must not exceed 30%. The costs that make up the objective function are: the costs of initial investment, maintenance, operation, replacement of batteries and inverters. For this, the operation of the generator set will be reduced to an acceptable level of satisfaction. Therefore we evaluated the costs per kW of each source then make the sum of these costs which will designate our objective function, we will study this function over a period of 24 years. The total cost called the objective function of the system will include all the technical characteristics, the initial costs of each element, the maintenance and operating costs and also the replacement costs. An Excel spreadsheet has been designed and used to calculate and represent the "objective" function which is the sum of all costs of the system and links the different powers involved. The Excel program will show us how the system works with various powers. We will carry out a simulation to determine our optimal torque which would be 15% for the photovoltaic with storage and 85% for the generator.

Keywords: economic function, Excel, hybrid system, optimization, photovoltaic with storage.

Remerciements

Je remercie ALLAH le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Mes sincères remerciements vont à l'endroit de tous ceux qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à la réussite de mes études et à la réalisation de ce mémoire. Je remercie mon encadreur Dr Ing Hamidine MAHAMADOU Chef de Département de Physique à la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi (UDDM).

J'exprime en particulier ma profonde gratitude à l'endroit des membres du jury Professeur Saïdou MADOUGOU enseignant à l'Université Abdou Moumouni et Niamey (UAM), Professeur Amadou SEIDOU H MAÏGA enseignant chercheur à l'Université Gaston Berger de Saint-Louis au Sénégal.

Je remercie la coordinatrice du Master 2SED Dr Zeinabou NOUHOU BAKO, les enseignants du département de physique. Tous mes remerciements Dr Ing Keletigui DAOU Directeur des Études à l'École Nationale d'Ingénieur Abderhamane Baba TOURE (ENI-ABT) et consultant à l'AER-Mali ; et les agents du Département Solaire de l'Agence des Énergies Renouvelables du Mali (AER-MALI) de m'avoir accepté au sein de leur agence. Mes remerciements vont à Dr Ali HAMADOU Enseignant Chercheur à l'UDDM qui est non seulement mon tuteur mais aussi à contribuer dans l'implantation du programme Excel et aussi la saisie et l'impression du document.

Je voudrais aussi, remercier particulièrement :

- Mariama SANOUSSI épouse du Dr Ali Hamadou pour son hospitalité pendant mes études au Niger.
- Ma famille, ma maman Oumou DOUCOURE, plus particulièrement mes grands frères Dr Lancine CAMARA, Dr Issiaka CAMARA, Dr Djibril CAMARA et Dr Namory CAMARA enseignants chercheurs à l'USTTB de Bamako, ma grande sœur Mariatou CAMARA, mon cousin Ibrahim KOUYATÉ pour leurs soutiens et leur dire que grâce à leurs encouragements j'ai pu atteindre ce niveau ;
- À toute la communauté malienne de Maradi plus particulièrement à Monsieur Oumar THIAM et toute sa famille pour leur soutien eu à mon égard durant mes années au Niger ;
- Mes camarades étudiants du M2SED pour leurs soutiens pendant mon séjour à Maradi.

Table des matières

Liste des figures.....	vii
Liste des tableaux.....	viii
Liste des sigles et abréviations.....	ix
Introduction.....	2
Chapitre I : Étude bibliographique.....	6
Introduction.....	6
I. Généralités sur le système hybride PV-DIESEL.....	6
I.1. Les composants du système hybride PV/Groupe électrogène.....	6
I.1.1. Générateur photovoltaïque.....	7
I.1.2. Caractéristiques d'un module.....	8
I.2. Batteries de stockage.....	8
I.2.1. Caractéristiques principales d'une batterie.....	9
I.2.2. Types d'accumulateurs.....	10
I.2.3. Influence de la température.....	14
I.3. Groupe Électrogène.....	14
I.4. Les différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides.....	16
I.4.1. Configuration série.....	16
I.4.2. Configuration PV/GE parallèle.....	17
I.4.3. Configuration commutée.....	19
I.5. Les modèles du système hybride.....	20
Conclusion.....	21
Chapitre II : Formulation et résolution du problème.....	23
Introduction.....	23
II.1. Faisabilité de l'étude.....	23
II.2. Méthodologie.....	25
II.2.1. Stage à l'Agence des Énergies Renouvelables du Mali (AER-MALI).....	25
II.2.1.1. Présentation de l'AER.....	26
II.2.1.1.1. Historique.....	26
II.2.1.1.2. Organigramme.....	26
II.2.1.1.3. Missions de l'AER-Mali.....	27
II.2.1.1.4. Rôles et objectifs du Département Solaire.....	28
II.2.2. Revue documentaire et construction de la fonction économique.....	28

*Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe
thermique*

II.2.2.1. Construction de la fonction économique ou « Fonction objectif » ...	28
II.2.2.2. Mise en œuvre de la méthode	29
II.2.3. Détermination des coûts du système PV	29
II.3. Groupe Électrogène	31
Conclusion	34
Chapitre III : Validation de la méthode d'optimisation sur Excel	36
Introduction	36
III.1. Feuille de calcul Excel	36
III.2. Puissance de 200 kW	37
III.3. Puissance de 500 kW	42
III.4. Puissance de 1 MW	47
Conclusion	52
Conclusion générale	53
Références bibliographiques	54

Liste des figures

Figure 1: Structure d'un générateur photovoltaïque	7
Figure 2: Construction d'une batterie monobloc	10
Figure 3: Courbes caractéristiques de décharge d'une batterie de type VARTA-OPzS	12
Figure 4: Groupe électrogène	15
Figure 5: Système hybride PV-diesel série	17
Figure 6: Système hybride PV-diesel parallèle	18
Figure 7: Système hybride PV-diesel commuté	20
Figure 8: Schéma de principe du système PV-Diesel avec stockage	20
Figure 9: Courbe de la température de l'air de l'humidité relative et du rayonnement solaire quotidien au cours de l'année	25
Figure 10: Organigramme de l'AER-MALI Source (AER-Mali)	26
Figure 11: Courbe de tendance de l'évolution des coûts de maintenance du groupe électrogène en fonction de la puissance.....	32
Figure 12: Feuille de calcul Excel du système PV-Diesel	36
Figure 13: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel de 200 kW	38
Figure 14: Histogrammes des écarts des coûts de la centrale PV-diesel de 200 kW	41
Figure 15: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel 500 kW	43
Figure 16: Histogrammes des écarts des coûts d'une centrale PV-diesel de 500kW	46
Figure 17: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel de 1 MW	48
Figure 18: Histogrammes des écarts des coûts d'une centrale PV-diesel de 1MW.....	51

Liste des tableaux

Tableau 1: Données climatiques de Bamako sur 30 ans (source : RETscreen)	24
Tableau 2: Coûts des équipements du système PV	30
Tableau 3: Coûts totaux d'un système hybride PV-diesel de 200 kW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène.....	37
Tableau 4: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 200kW	39
Tableau 5: Coûts totaux d'un système PV-diesel de 500 kW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène	42
Tableau 6: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 500kW	44
Tableau 7: Coûts totaux d'un système PV-diesel de 1 MW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène	47
Tableau 8: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 1MW	49

Liste des sigles et abréviations

Symbole	Signification
PV	Photovoltaïques
τ_{pv}	Taux de contribution du Photovoltaïques sans stockage
τ_g	Taux de contribution du Groupe thermique
DC	Courant continu
AC	Courant alternatif
CM	Coût de maintenance du groupe électrogène
CI	Coût d'investissement du groupe électrogène
GE	Groupe électrogène
P_{eff}	Puissance effective
MPPT	Maximum Power Point Tracking
C_{PV}	Coût du système PV annuel
C_{inv}	Coût d'investissement du groupe électrogène
\dot{m}_{CO_2}	Débit massique du gaz carbonique
P_{PV}	Coût total du système PV
\dot{m}_V	Débit volumique du gasoil
P_{gasoil}	Puissance calorifique du gasoil
Y	Fonction du coût de maintenance d'un groupe électrogène
P_{CC}	Puissance calorifique du carburant
$C_{m/j}$	Coût de maintenance journalière
$C_{m/an}$	Coût de maintenance annuel
$C_{m/projet}$	Coût de maintenance total pendant le projet
t	Temps de fonctionnement
C_{total}	Coût total du système PV-diesel
C_{heure}	Coût de fonctionnement horaire
C_{fonc}	Coût de fonctionnement annuel
$C_{fonc/projet}$	Coût de fonctionnement total pendant le projet
€	Euro
FCFA	Franc de la Communauté Financière Africaine
SOC	État de charge
SEH	Système d'Énergie Hybride
EDM	Énergie du Mali
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
P_{inst}	Puissance totale installée
NASA	National Aeronautics and Space Administration

INTRODUCTION

Introduction

L'Afrique fait partie des régions les moins électrifiées du monde avec une moyenne de moins 43% d'accès de la population à l'électricité [1]. Les plus faibles taux d'électrification allant jusqu'à moins de 5% sont enregistrés en zones rurales dans certains pays notamment la RDC, le Burkina Faso, le Mali et le Niger. Quant aux plus forts taux, ils sont enregistrés au Cap-Vert (84%) et au Ghana (52%) [2]. L'Afrique de l'Ouest est aussi une zone très ensoleillée, les moyennes journalières annuelles atteignent 6,26 kWh/m²/jour au Mali.

L'électricité photovoltaïque est donc l'énergie électrique de l'avenir pour résoudre le problème de faible d'électrification dans les pays du Sahel. Mais l'utilisation des centrales solaires autonomes se heurte à un certain nombre d'obstacles pour produire de puissances électriques pouvant satisfaire les besoins d'un nombre important de personnes. Le premier obstacle est l'intermittence de la source. Pour lever cet obstacle, l'énergie est stockée dans des batteries d'accumulateurs pour satisfaire les besoins énergétique au moment où l'ensoleillement est indisponible. Pendant que le prix des panneaux baisse de façon continue celui des batteries d'accumulateurs restent élevé. En plus, comparé aux panneaux solaires, la durée de vie des batteries est assez courte et est beaucoup raccourcie sans un système adéquat de protection contre les surcharges et les décharges profondes. Ces systèmes de protections, appelés régulateurs, restent chers. Enfin, la plupart des récepteurs couramment utilisés sont alimentés en courant alternatif alors l'électricité photovoltaïque est ainsi approprié à nos besoins quotidiens. Les centrales solaires nécessitent des onduleurs qui sont également chers. Les coûts d'investissement nécessaires pour construire des grandes puissances électriques deviennent si élevés que la source photovoltaïque est peu utilisé contrairement aux autres sources de puissances.

Face à cette situation l'hybridation photovoltaïque/Groupe Diesel est proposée comme une solution permettant d'accroître la compétitivité des centrales solaires. Le but est de diminuer ou d'éliminer le stockage qui compte pour 40% du coût global du système. Mais quelle doit être la proportion d'énergie produite par le groupe Diesel pour que le global du système soit minimal ?

Telle est la question à laquelle cette étude vise à répondre. Elle consiste à former une fonction économique, qui est la somme de l'ensemble des coûts d'une centrale hybride photovoltaïque/Groupe Diesel avec une certaine proportion de stockage d'énergie. Le coût du stockage croit rapidement avec l'augmentation de la quantité d'énergie à stocker. Les coûts comprennent ceux d'investissement, de maintenance, d'exploitation, de renouvellement des batteries et onduleurs, de CO₂ appelé encore coût de carbone sur une durée de vie de 24 ans. Un programme est écrit en Excel pour calculer la valeur

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

optimale du coût global sous la contrainte de limitation de la part de Diesel à un tiers de la puissance totale.

La zone d'étude choisie sera la ville de Bamako Latitude **12° 39' 0 N** Longitude **-8° 0' 0 O**.

L'objectif général de ce mémoire est de trouver les parts fractionnelles optimales de photovoltaïque avec stockage et du Générateur Diesel dans n'importe quelle centrale hybride constituée de ces deux types de composantes.

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

- ✓ Rechercher le coût du kW de toutes les composantes et opérations d'une centrale hybride ;
- ✓ Construire une fonction économique combinant tous les coûts de la centrale pendant sa durée de vie ;
- ✓ Choisir une puissance nominale quelconque et trouver les parts fractionnelles du PV avec stockage et du Générateur Diesel ;
- ✓ Vérifier que ces mêmes parts de fractions sont trouvées avec n'importe quelle valeur de puissance nominale.

Les résultats attendus seraient entre autre :

- ✓ Les coûts du kW de chaque composant de la centrale hybride sont trouvés ;
- ✓ Une fonction économique combinant tous les coûts de la centrale pendant sa durée de vie est construite ;
- ✓ Une puissance nominale est choisie et les parts fractionnelles optimales du PV avec stockage et du générateur diesel sont déterminées ;
- ✓ Ces parts fractionnelles sont vérifiées être valables pour toute puissance nominale choisie.

Le présent travail comporte trois chapitres :

- Le premier chapitre est consacré à l'étude bibliographique sur le rayonnement solaire d'une part et le système hybride PV-diesel d'autre part ;
- Le deuxième chapitre nommé la formulation et résolution du problème consistera à étudier la faisabilité de l'étude à Bamako, ensuite on construira « la fonction objectif » grâce aux données obtenues lors de la recherche bibliographique, une étude de l'état de l'art du dimensionnement des systèmes hybrides et enfin une présentation générale de la structure d'accueil de stage qui est l'AER-Mali ;

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- Le troisième chapitre consiste à la validation de la méthode d'optimisation en élaborant la table Excel dans laquelle on entrera toutes les données nous permettant de calculer les coûts de chaque élément et au final le coût du système pour une quelconque puissance. Ensuite on tracera les courbes des puissances de 200 kW, 500 kW et 1 MW, et des courbes traduisant les écarts des coûts aux différents niveaux au cours de la durée de vie du projet (24 ans) c'est-à-dire de 1 an à 5 ans, de 5 à 8 ans, de 8 à 16 ans et de 16 à 24 ans. Notre couple optimal est enfin trouvé.

Une introduction générale et une conclusion générale se rapportant au travail, complètent ce mémoire.

CHAPITRE I

ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE

Chapitre I : Étude bibliographique

Introduction

Dans ce présent chapitre nous verrons en détails les différents éléments constituant le système PV-Diesel, ainsi qu'une étude de ce système.

I. Généralités sur le système hybride photovoltaïque-diesel

Un Système d'Énergie Hybride (SEH) est un système qui associe au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergies classiques, généralement des générateurs diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable [3, 4]. Les énergies renouvelables comme le photovoltaïque ne fournissent pas une source continue. En les combinant avec d'autres sources énergétiques on pourrait obtenir de l'énergie en continuité. 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. D'un 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. 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...).

I.1. Les composants du système hybride PV/Groupe électrogène

Cette section décrit les différents composants du système hybride PV/Groupe électrogène pour donner une compréhension des composants et certains aspects de leurs fonctionnements.

I.1.1. Générateur photovoltaïque

Les panneaux sont généralement des parallélépipèdes rectangles, rigides et minces (quelques centimètres d'épaisseurs), dont la longueur et la largeur sont de l'ordre du mètre, pour une surface de l'ordre du m^2 , et une masse de l'ordre de la dizaine de kg [5]. Divers éléments (branchements électriques, fixations et éventuel cadre pour assurer une étanchéité) sont inclus. La structure d'un générateur PV est donnée par la Figure 1 :



Figure 1: Structure d'un générateur photovoltaïque [5]

Il existe également des modules sous forme de membranes souples et résistantes, ainsi que des panneaux à concentrations, plus complexes mais exploitant mieux l'élément le plus cher du panneau, la cellule photovoltaïque.

Leurs rendements est un peu plus faible que celui des cellules qui les constituent, du fait des pertes électriques internes et des surfaces non couvertes; le rendement (par m^2) du panneau complet est plus faible d'environ 10 à 15% que celui de chaque cellule. La puissance crête d'un panneau photovoltaïque est de l'ordre de 50 à 300 watts/ m^2 (soit un rendement de 10 à 20%, les fabricants annonçant environ 15% pour leurs meilleurs panneaux. Cette puissance est livrée sous forme de courant continu, ce qui est parfait pour un branchement sur une batterie et pour de nombreuses applications, mais implique une transformation en courant alternatif par un onduleur s'il s'agit de l'injecter dans un réseau de distribution. La tension délivrée dépend du type des panneaux et du branchement des cellules. Elle est de l'ordre de 10 à 100 volts.

L'énergie réellement captée par un module dépend de la surface et de la puissance nominale du panneau mais aussi de l'ensoleillement, variable selon la latitude, la saison, l'heure de la journée, la météo et le masquage subi.

I.1.2. Caractéristiques d'un module

Voici la description des paramètres d'un module [6] :

- **La puissance crête P_c** : la puissance maximale produite par un module photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de 1000 W/m^2 à l'horizontale, température ambiante de 25°C , masse d'air optique (AM) égale à 1,5.
- **La caractéristique $I(V)$** : courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide V_{co}** : tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- **Courant de court-circuit I_{cc}** : courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m)** : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \times I_m$.
- **Rendement maximal** : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{co} \times I_{cc}$.

I.2. Batteries de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [7] :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

I.2.1. Caractéristiques principales d'une batterie

Les caractéristiques principales d'une batterie sont données par [8] :

- Capacité en Ampère heure

Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit, multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.

- Rapports de chargement et déchargement

Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

- Température

Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degré. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

- La durée de vie

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ses caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quel que soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

- Profondeur de décharge

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle.

La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommagées. Les fabricants de batteries de Nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages. Cependant, elle affecte même les batteries de cycle profond. Plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

- **Le rendement**

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

- **Le taux d'autodécharge**

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

I.2.2. Types d'accumulateurs

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique.

Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont :

✓ **Accumulateurs au Plomb Acide**

La batterie au Plomb Acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité [9].

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau sont appelées électrolyte. La construction d'une batterie monobloc est décrite sur la Figure 2 :

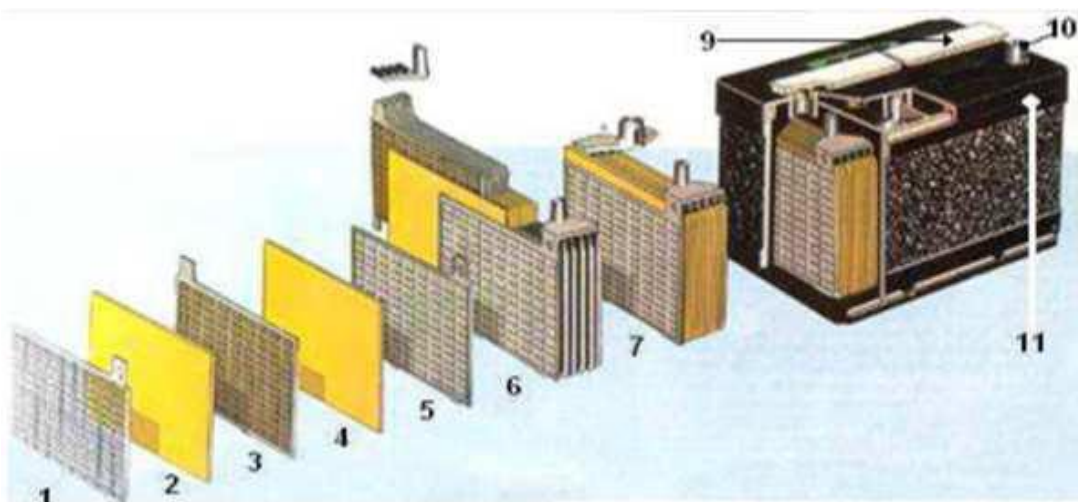


Figure 2: Construction d'une batterie monobloc [8]

- | | | |
|---------------------|---------------------|----------------------|
| 1. Grille | 5. Batterie | 9. Rampe de bouchons |
| 2. Séparateur. | 6. Faisceau négatif | 10. Borne |
| 3. Plaque positive. | 7. Élément complet | 11. Bac |
| 4. Plaque négative. | 8. Pont | |

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommées. Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension variant entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en condition nominale de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85% (pour Plomb-Acide). Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques.

- **État de décharge**

En cas de décharge, la tension diminue jusqu'à un niveau minimal acceptable pour une batterie Plomb-Acide, il est défini comme seuil de tension de décharge [9]. Lorsque la décharge est en dessous de ce seuil, elle est appelée profondeur de décharge, avec laquelle la batterie peut subir des dommages. Au cas où la batterie est utilisée plus après une décharge profonde, elle entraîne la conversion de la structure de support en sulfate de plomb en forme rugueuse-cristalline, qui pendant la charge ne peut être que mauvaise ou ne peut pas convertir plus à nouveau. En conséquence, la batterie perd une partie de sa capacité de stockage, et d'ailleurs la perte de la structure de soutien se pose ainsi. L'évaluation du courant de décharge et la tension au cours d'une décharge d'une batterie Plomb-Acide est présentée sur la Figure 3 :

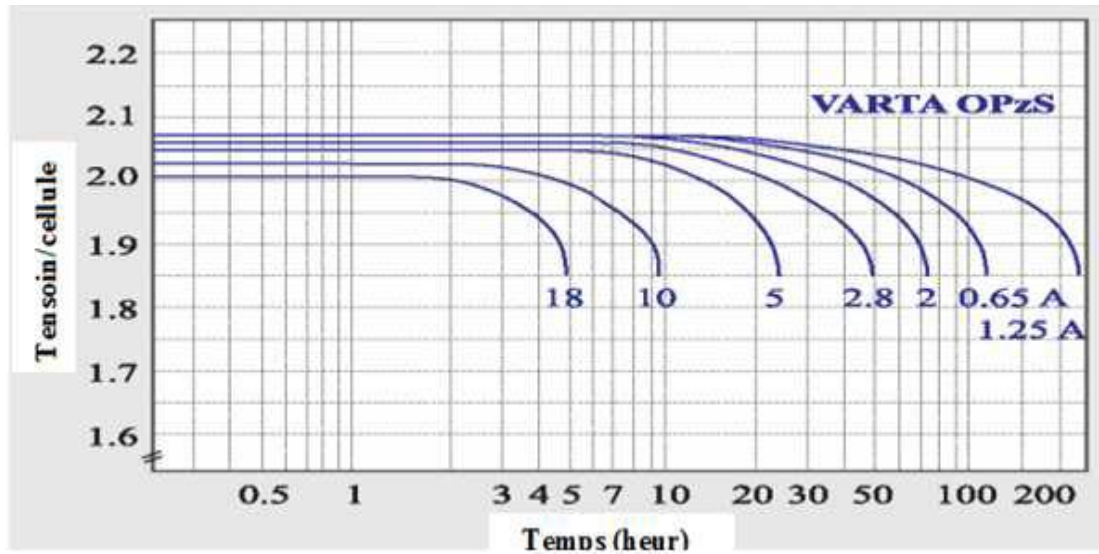


Figure 3: Courbes caractéristiques de décharge d'une batterie de type VARTA-OPzS [9]

Les typiques de fin de décharge, la tension à ces taux de décharge peut également être remarquée où la tension commence à baisser fortement. Par ailleurs, la fin de décharge, la tension varie entre 1,75V à 1,9V, en fonction du type de batterie et le courant de décharge. Augmentation de la capacité du service est obtenue à des taux inférieurs de décharge.

Au taux de décharge plus élevé, l'électrolyte dans la structure des pores de la plaque devient appauvri et il ne peut pas se diffuser rapidement pour maintenir la tension de cellule. Toutefois, la décharge intermittente, laisse le temps pour la diffusion d'électrolyte qui permettra d'améliorer le rendement en vertu des taux élevés de décharge.

- État de charge (SOC) [10] : est le rapport entre la différence de la tension nominale la capacité d'une part et l'équilibre des charges d'autre part, comme on le voit dans l'équation (1.1) donnée par [10] :

$$SOC = \frac{C_{nom} - Q_{bat}}{C_{nom}} \quad (1.1)$$

Où:

$$Q_{bat} = \int_t I dt \quad (1.2)$$

Avec:

C_{nom} : la capacité nominale de la batterie.

Q_{bat} : Ampère heure balance (Ampère heure net a déchargé ou a chargé depuis la dernière pleine charge) et I est le courant principal de réaction.

- État relatif de charge : est le rapport entre la différence de la capacité réelle d'une part et comme dans l'équation (1.3) donnée par [10] :

$$SOC = \frac{C_{act} - Q_{bat}}{C_{act}} \quad (1.3)$$

Avec :

C_{act} : est la capacité réelle de la batterie (Ah).

La capacité à déterminer l'état de charge des batteries dans un système à tout moment est très important du point de vue fonctionnement du système. Sachant l'état de charge fait en continu la gestion de l'énergie système possible. En outre, pour un système photovoltaïque, la capacité de la batterie requise peut être plus déterminée avec précision ce qui implique une plus grande fiabilité de l'approvisionnement en énergie et moins le coût du système.

✓ **Accumulateurs au Nickel-Cadmium**

Les batteries de Nickel-Cadmium ont une structure physique semblable à celles du Plomb-Acide [7]. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique ;
- Possibilité de supporter des décharges profondes ;
- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte ;
- Ne craint pas de gel.

- **Caractéristique de décharge**

La caractéristique de décharge des cellules Ni-Cd varie suivant leur technologie, la température et le niveau du courant [10]. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes. Un point important à noter est que le Ni-Cd peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les utilisateurs tolèrent de fonctionner jusqu'à 0V.

Contrairement aux batteries Plomb qui n'admettent pas cette décharge, les batteries au Ni-Cd ont une capacité qui varie peu avec le courant de décharge.

I.2.3. Influence de la température

La capacité de la batterie Plomb est également affectée par la température : elle diminue d'environ 1% par degré au-dessous de 20°C. En outre, des températures extrêmes accélèrent le vieillissement, l'autodécharge et de l'utilisation d'électrolyte [11].

Pour le Ni-Cd il perd la moitié de sa capacité par rapport à 20°C. À basse température, le Ni-Cd ne gèle pas contrairement au Plomb. Ce dernier point peut justifier le choix du Ni-Cd pour des applications dans les pays froids ou en haute altitude.

Par contre, l'utilisation dans les pays chauds, il est préférable d'utiliser le Plomb car le Ni-Cd a un taux de pertes internes qui est environ 4 à 5 fois plus élevé que celui du Plomb [10].

I.3. Groupe Électrogène

Le groupe diesel est actuellement utilisé dans plusieurs applications. Il est employé pour couvrir les besoins au pic de consommation et surtout pour l'approvisionnement en électricité dans les sites isolés en particulier en cas de secours dans des alimentations par des sources d'énergies intermittentes.

Le groupe électrogène comporte un moteur soit diesel ou essence, qui entraîne une machine électrique (Figure 4), généralement constitué d'un moteur tournant à une vitesse fixe accouplé à un alternateur synchrone ou asynchrone [12]. L'excitation de la génératrice synchrone se fait avec un système à redresseur tournant et pour la génératrice asynchrone elle se fait à partir des batteries de condensateurs. Le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone. La fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel. Le gouverneur fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel, pour garder la vitesse du moteur et la vitesse du générateur constant [13].

Le couple développé par le moteur diesel peut être modélisé d'une manière simple par une fonction de transfert de premier ordre de constante de temps (τ_c) représentant la constante de la combustion.

τ_a représente le retard pur à l'allumage. On a alors la relation (1.4) donné par [14]:

$$C_{diesel} = \frac{F}{1+\tau_c P} + e^{-\tau_d P} \quad (1.4)$$

F : est un gain relatif au niveau de carburant.

C_{diesel} : couple développé par le moteur

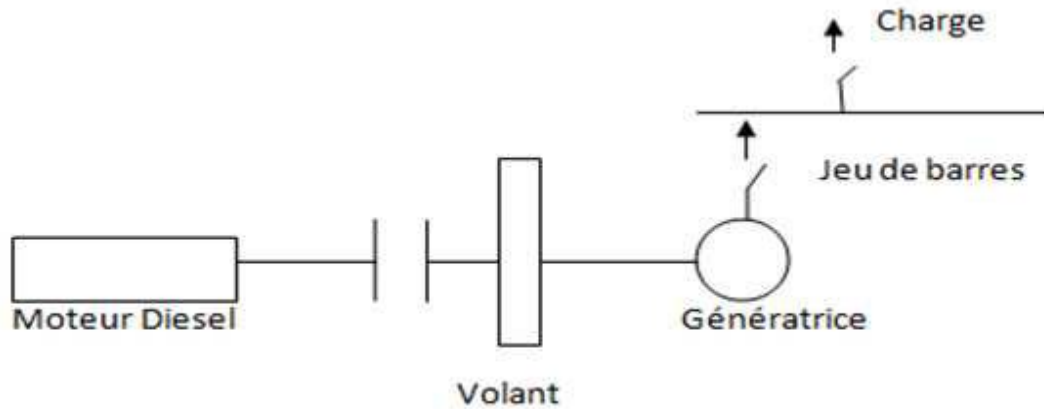


Figure 4: Groupe électrogène [12]

Le groupe électrogène est utilisé pour fournir de l'énergie dans les trois cas suivant [9] :

- Fournir de l'énergie de base, dans la centrale électrique diesel ;
- Fournir de l'énergie de remplacement, lorsque l'énergie de base est couteuse ;
- Fournir de l'énergie de secours, lorsque l'énergie de base vient à manquer.

Pour examiner le groupe électrogène, il est logique d'examiner à la norme internationale ISO 8528 qui distingue trois catégories de groupes électrogènes comme :

- ✓ Classe 1 : les groupes électrogènes pour les consommateurs avec des exigences mineures pour la stabilité et le comportement de tension de fréquence.
- ✓ Classe 2 : les groupes électrogènes pour les consommateurs, qui exigent la stabilité de tension similaire aux réseaux publics, bien que plus élevés les écarts sont reconnus lors du chargement
- ✓ Classe 3 : les groupes électrogènes pour les consommateurs avec des exigences élevées à la fréquence et stabilité de la tension. (Installations de télécommunication, dispositifs avec un circuit électronique sensible) Back-up de puissance de la pénétration renouvelable élevée (les petits systèmes hybrides < 10 kW) est généralement fourni par le groupe électrogène phase combustible unique.

Alternateur

L'alternateur est un dispositif qui transforme la puissance mécanique fournie par le moteur Diesel en puissance électrique. Il est constitué d'un stator (l'induit) et d'un rotor (inducteur). Le stator est le siège des courants induits par la variation du flux du rotor, tandis que le rotor crée un champ radial tournant à la vitesse d'entraînement de l'alternateur, appelé vitesse de synchronisme.

I.4. Les différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides

Le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. On distingue les configurations suivantes [15] :

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

Nous présenterons ci-après, les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

I.4.1. Configuration série

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est débrayé. La puissance en courant continu fournie par le champ à la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge - décharge (Figure 5).

Le régime de fonctionnement du générateur dépend d'une part de la demande d'énergie et d'autre part, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand de l'énergie est produite en excès par le champ. Au contraire, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, alors la batterie se décharge. Le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel.

Les avantages sont :

- La puissance du générateur électrique peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70 - 80 % ;
- Le système électrique est simplifié à cause de l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif ;

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- La mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge ;
- Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdal, carré,...).

Les inconvénients sont :

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge ;
- La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge-décharge ;
- Le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge ;
- La détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation ;

La configuration d'un système hybride PV-Diesel série est donnée par la Figure 5 :

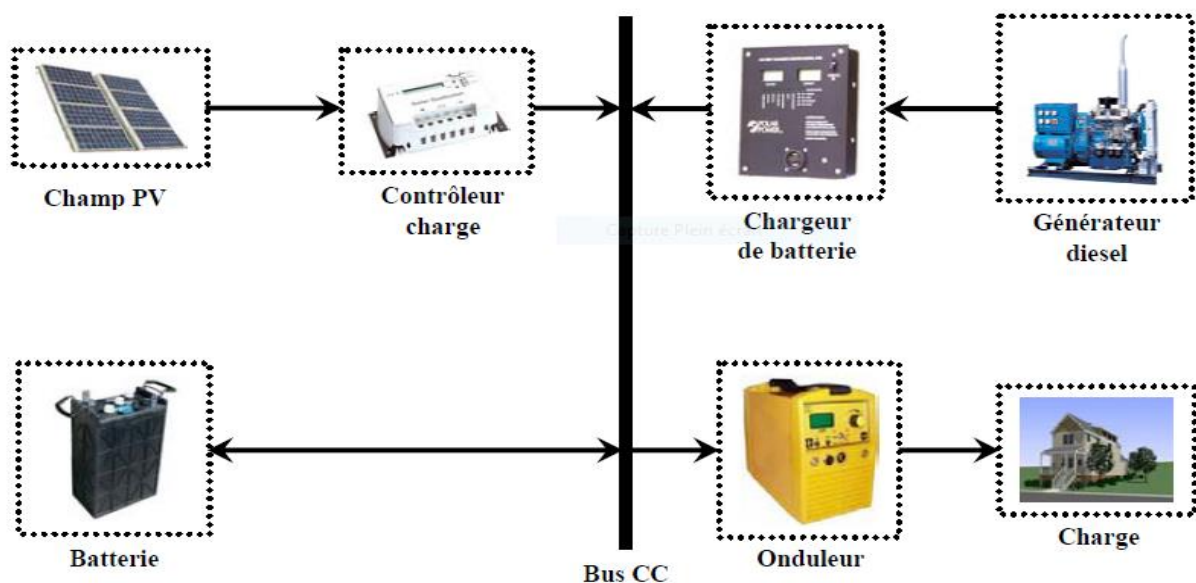


Figure 5: Système hybride PV-diesel série [15]

I.4.2. Configuration PV/GE parallèle

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur (Figure 6).

Les avantages sont :

- L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale ;
- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté ;
- Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit ;
- Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.

Les inconvénients de cette configuration sont :

- Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système ;
- L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formé.

La configuration d'un système PV-Diesel parallèle est donnée par la Figure 6 :

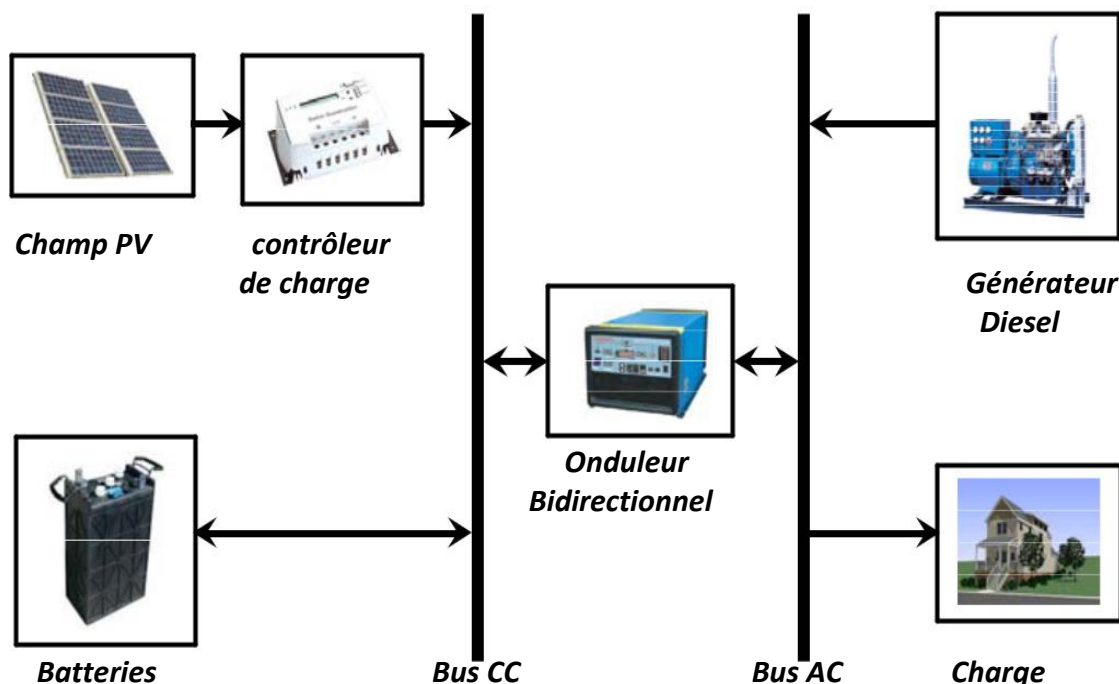


Figure 6: Système hybride PV-diesel parallèle [15]

I.4.3. Configuration commutée

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles.

La charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le champ PV et le Diesel. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série est l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion.

En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle (Figure 7).

Les avantages de cette configuration sont :

- La charge peut être alimentée soit par le groupe électrogène, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie ;
- Le groupe électrogène peut alimenter directement la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant ;
- Principalement dans cette configuration les pertes de conversion sont réduites par rapport à la configuration série car le groupe électrogène alimente directement la charge.

Les inconvénients sont :

- Coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources ;
- Le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance maximale de la charge, ce qui réduit leur rendement en fonctionnement à faible charge.

La configuration d'un système PV-Diesel commuté est donnée par la Figure 7 :

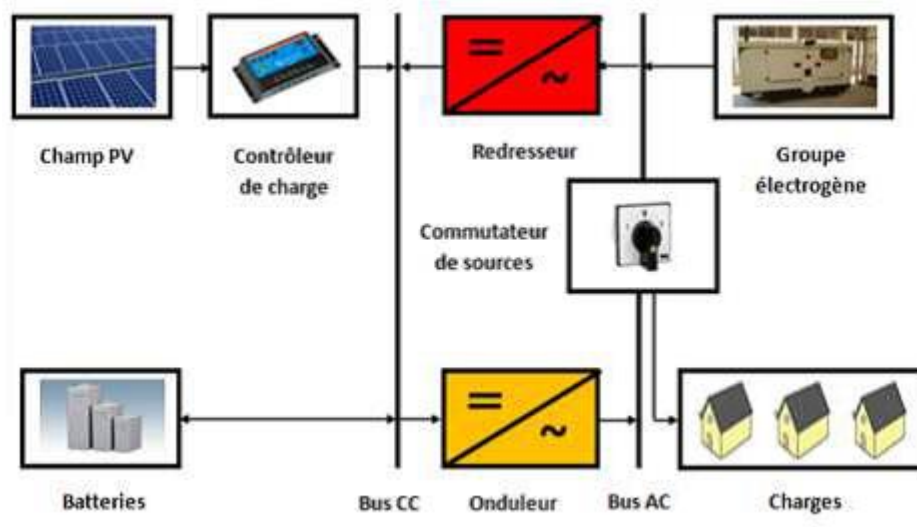


Figure 7: Système hybride PV-diesel commuté [15]

I.5. Les modèles du système hybride

Il existe deux types de configurations possibles: système hybride PV/Diesel avec stockage et celui sans stockage. C'est le PV/diesel avec stockage qui nous intéresse ici.

Système hybride PV-DIESEL avec stockage

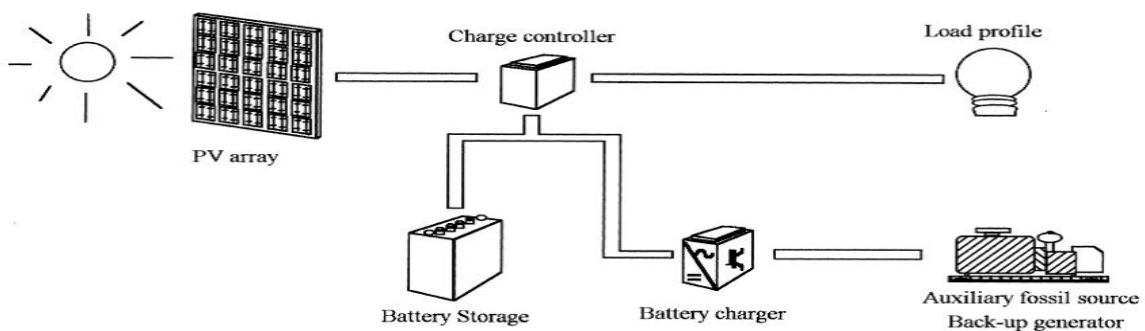


Figure 8: Schéma de principe du système PV-Diesel avec stockage [4]

- Le générateur PV (ou champ PV) charge la batterie en période d'ensoleillement via le contrôleur de charge ;
- La batterie d'accumulateurs assure le stockage de l'énergie électrique produite ;

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- Le contrôleur de charge protège la batterie contre la surcharge ;
- Les utilisations DC sont raccordées via un limiteur de décharge ;
- Les utilisations AC si existantes sont raccordées sur la batterie via un onduleur autonome. ;
- Le groupe électrogène intervient, si besoin est, pour apporter un complément d'énergie en cas d'insuffisance du solaire ou de surconsommation.

Principe

Selon le profil de consommation sur une période donnée T, la production doit à chaque instant être égale à la demande [4] et est ainsi donnée par la formule (1.5) :

$$L(T) = \sum_T P_C(t) = \eta_{PV} S_{ref} H_{\beta}(T) \quad (1.5)$$

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

S_{ref} La surface de référence (m²)

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 (1.22) The Sandia National Laboratories, 1990 [16]:

$$P_{charger}^0 = \frac{C_{max}}{5x\eta_{groupe}} \quad (1.6)$$

Conclusion

On remarque que le système PV a des limites pour satisfaire les charges notamment dans les centrales, généralement l'hybridation adoptée est celui avec le diesel. Cette hybridation reste complexe parce qu'elle présente un coût très énorme, dans le but d'être utilisable il nécessite une optimisation du coût afin d'encourager les investisseurs dans ce sens notre prochain chapitre consistera à la formulation et à la résolution du problème.

CHAPITRE II

FORMULATION ET RÉOLUTION
DU PROBLÈME

Chapitre II : Formulation et résolution du problème

Introduction

Dans ce présent chapitre, une étude est menée sur la base des données de RETscreen s'étendant sur 30 ans. Une fonction économique, appelée encore fonction « objectif », combinant tous les coûts impliqués dans le cycle de vie de la centrale (24 ans pour notre cas). Cette fonction, soumise à des contraintes tenant compte des aspects environnementaux, est évaluée pour trouver des valeurs aussi faibles que possible pour la fonction économique.

II.1. Faisabilité de l'étude

L'étude se fera à Bamako, la faisabilité de l'étude dépendra entre autre les données climatiques de la capitale malienne.

Les données du Tableau 4 ont été obtenues à l'aide de RETscreen qui permet une reconnaissance, une évaluation et une optimisation complète de la viabilité financière et technique des projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétiques. Il exploite une base de données globale des conditions climatiques provenant de 6 700 stations au sol et de données satellites de la NASA, une base de données de références une base de données de projets, une base de données hydrologiques et une base de données de produits. On obtient ainsi les données de température de l'air de l'humidité relative ainsi que le rayonnement solaire quotidien dans la ville de Bamako Latitude **12° 39' 0 N** Longitude **-8° 0' 0 O**.

Tableau 1: Données climatiques de Bamako sur 30 ans (source : RETScreen)

Mois	Température de l'air (°C)	Humidité relative (%)	Rayonnement solaire quotidien (kWh/m ² /j)
Janvier	24,8	23,4	5,21
Février	27,9	20,2	6,07
Mars	30,9	21,3	6,27
Avril	32,5	34,9	6,38
Mai	31,4	51,1	6,14
Juin	28,6	68,3	5,69
Juillet	26,3	79,0	5,25
Août	25,7	83,2	5,06
Septembre	26,1	81,3	5,37
Octobre	27,3	69,0	5,62
Novembre	26,9	41,7	5,58
Décembre	24,9	28,3	5,30
Moyenne	27,8	50,3	5,66

À travers ce tableau on trace les courbes ci-dessous de la température de l'air de l'humidité relative et du rayonnement solaire quotidien au cours de l'année sur Excel. On remarque que c'est en Avril qu'on a le plus grand rayonnement solaire dans l'année 6,38 kWh/m²/j dû à la saison sèche ainsi la plus grande température de l'air qui devient sec allant jusqu'à 32,5°C et le plus petit rayonnement en Août avec 5,06 kWh/m²/j ceci est dû à la saison des pluies qui est généralement en son plein temps caractérisé par une forte humidité relative de 83,2 %. La moyenne du rayonnement solaire à Bamako est de 5,66 kWh/m²/j.

L'évolution de la température de l'air de l'humidité relative et du rayonnement solaire quotidien au cours de l'année est donnée par la Figure 9 :

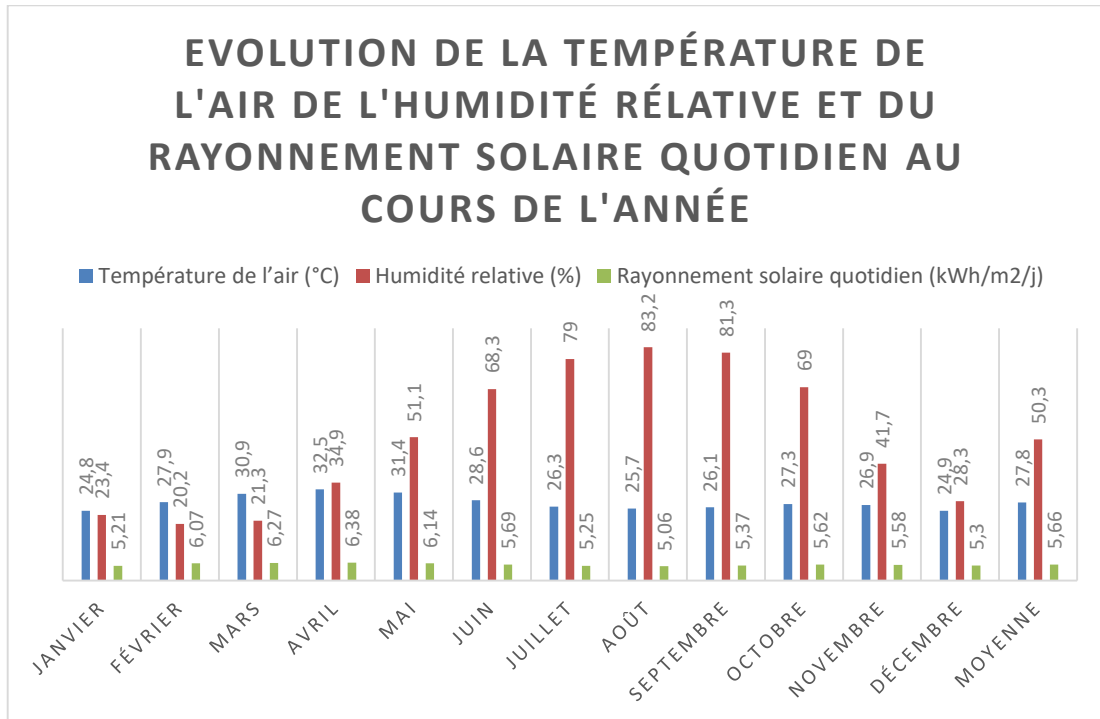


Figure 9: Courbe de la température de l'air de l'humidité relative et du rayonnement solaire quotidien au cours de l'année

En conclusion, Bamako dispose d'énorme potentiel d'ensoleillement de température et d'humidité adaptables pour la mise en place d'une centrale PV et l'hybridation de cette dernière serait très rentable.

Le type de configuration meilleure dans notre étude est la configuration parallèle pour une indépendance énergétique de la centrale et chaque type d'énergie pourra alimenter ainsi la source.

II.2. Méthodologie

La méthodologie de travail a consisté à effectuer une revue documentaire afin, d'une part, de trouver les données nécessaires à la constitution de la fonction économique et, d'autre part, de maîtriser l'état de l'art en matière de dimensionnement d'optimisation des centrales hybrides PV/Générateur Diesel.

II.2.1. Stage à l'Agence des Énergies Renouvelables du Mali (AER-MALI)

L'objectif de ce stage a été de rencontrer les praticiens pour prendre connaissances des résultats des cas d'études concrètes.

II.2.1.1. Présentation de l'AER

II.2.1.1.1. Historique

L'AER a connu plusieurs mutations depuis sa création en 1964 jusqu'à ce jour.

Elle fut créée sous le nom du Laboratoire d'Énergie Solaire (LESO) en 1964 par la clairvoyance du Gouvernement malien dans le but d'utiliser les énergies localement disponibles afin de pallier aux problèmes aigus d'énergies au lendemain de l'indépendance du Mali.

Afin de jouer un rôle clé dans le domaine socio-économique du pays à travers les énergies renouvelables, le LESO est devenu en 1990 le Centre National d'Énergie Solaire et des Énergies Renouvelables (CNESOLER). Pour tenir compte de l'évolution du cadre institutionnel de la gestion du sous-secteur des énergies renouvelables sur le plan sous régional et international, le CNESOLER est devenu l'Agence des Énergies Renouvelables du Mali (AER-MALI) suivant l'ordonnance N° 2014-012/PRM du 1^{er} Octobre 2014.

L'AER-Mali est un Établissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière.

II.2.1.1.2. Organigramme

L'organigramme de l'AER est donné la figure 10 ci-dessous :

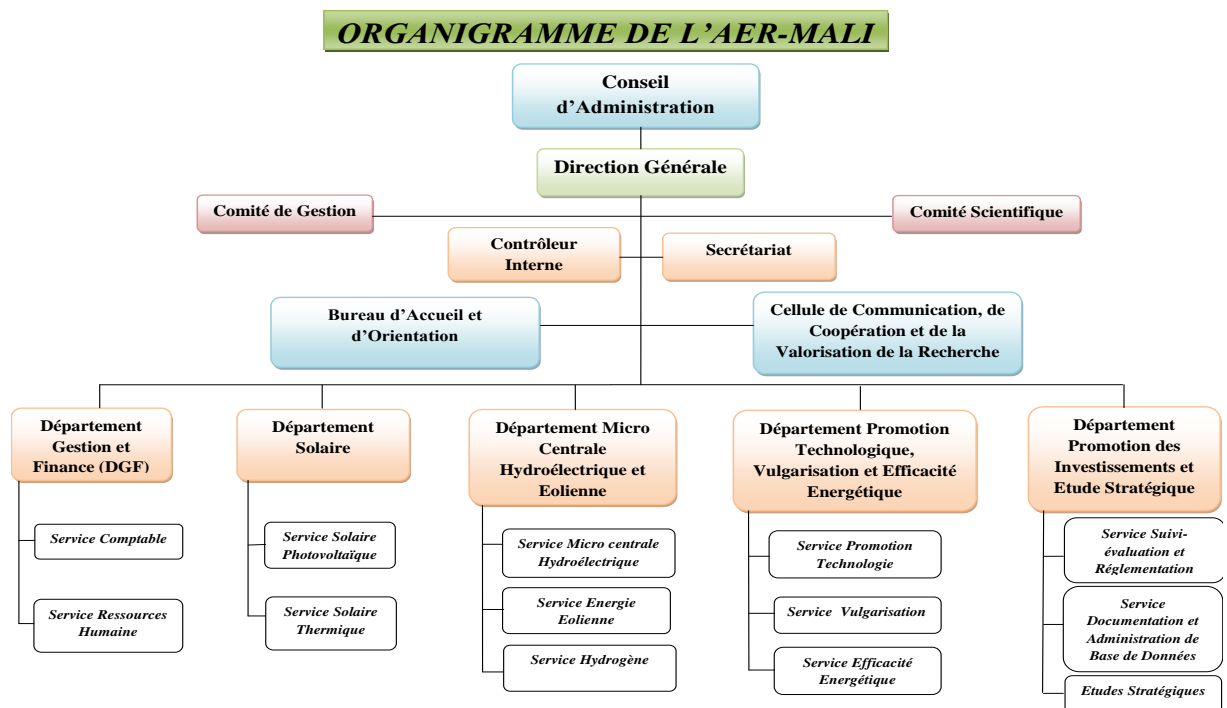


Figure 10: Organigramme de l'AER-MALI Source (AER-Mali)

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

L'AER-Mali est constitué comme suit :

- ✓ Direction Générale (DG) ;
- ✓ Comité de Gestion (CG) ;
- ✓ Comité scientifique (CS) ;
- ✓ Contrôleur interne ;
- ✓ Secrétariat ;
- ✓ Bureau d'Accueil, d'Orientation et de Communication (BAOC) ;
- ✓ Le Département Gestion et Finance (DGF) ;
- ✓ Le Département Solaire (DS) ;
- ✓ Le Département Microcentrale Hydroélectrique et Éolienne (DMHE) ;
- ✓ Le Département Promotion Technologique, Vulgarisation et Efficacité Énergétique (DPTVE) ;
- ✓ Le Département Promotion des Investissements et Études Stratégiques et Valorisation de la recherche (DPIESV).

Pour plus d'illustration, l'organigramme ci-dessus donne l'ordre hiérarchique selon laquelle fonctionne l'AER-MALI : j'ai effectué ainsi mon stage dans le Département Solaire (DS).

II.2.1.1.3. Missions de l'AER-Mali

Elle a pour missions de :

- Évaluer et d'inventorier le potentiel du pays en ressources d'énergies renouvelables ;
- Contribuer à la définition des stratégies nationales en matière d'énergies renouvelables ;
- Mener des activités de recherche/développement dans le domaine des énergies renouvelables ;
- Mener des études et de suivre la mise en œuvre des programmes et projets d'énergies renouvelables au profit des intervenants du secteur ;
- Contribuer au développement et au renforcement des capacités des artisans, des agents des structures techniques de l'état, des collectivités territoriales et des privés, ainsi que ceux des institutions d'énergies renouvelables d'autres pays ;
- Contribuer à l'information et à la mobilisation des promoteurs et des utilisateurs d'équipements d'énergies renouvelables ;
- Procéder aux tests, aux contrôles de qualités et la labellisation des équipements d'énergies renouvelables au profit des promoteurs ;
- Rechercher et de mettre en place des mécanismes de financement durables et adaptés des projets et programmes d'énergies renouvelables dans un cadre de Partenariat Public Privé ;

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- Participer aux actions de coopération internationale dans le domaine des énergies renouvelables.

II.2.1.1.4. Rôles et objectifs du Département Solaire

Le DS est appelé de par ces activités à promouvoir l'évolution du secteur de l'énergie solaire.

Le département solaire est chargé de :

- Inventorier et d'évaluer le potentiel solaire du pays ;
- Contribuer à la définition des stratégies nationales en matière d'énergies renouvelables en fournissant les éléments dans le domaine du solaire ;
- Mener des activités de recherche/développement dans le domaine du solaire ;
- Mener des études et suivre la mise en œuvre des programmes et projets solaire au profit des intervenants du secteur ;
- Contribuer au développement et au renforcement des capacités des artisans, des agents des structures techniques de l'état, des collectivités territoriales et des privés, ainsi que ceux des institutions d'énergies renouvelables d'autres pays dans le domaine du solaire ;
- Contribuer à l'information et à la sensibilisation des promoteurs et des utilisateurs des équipements d'énergie ;
- Procéder aux tests, aux contrôles des qualités et la labellisation des équipements d'énergie solaire ;
- Mener les expérimentations sur les résultats de la recherche ;
- Procéder aux installations.

II.2.2. Revue documentaire et construction de la fonction économique

Une étude documentaire (bibliographique) a été faite, elle fait l'objet du premier chapitre de ce document.

II.2.2.1. Construction de la fonction économique ou « Fonction objectif »

Elle combine tous les coûts concernés dans la construction et le fonctionnement de la centrale hybride. Son domaine de solution est limité par des contraintes imposées. Deux contraintes, toutes relatives au générateur diesel ont été imposées.

- Le coût d'investissement du générateur diesel est inférieur à celui du Générateur Photovoltaïque avec stockage lorsque la puissance nominale de la centrale est élevée mais la valeur cumulée du coût d'exploitation du premier augmente rapidement et peut diminuer la rentabilité économique de la centrale dans quelques années pendant son fonctionnement.
- Pour cette raison nous avons fixé à 1/3 la part fractionnelle maximale du groupe électrogène.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Les coûts impliqués sont les suivants :

- Le coût des panneaux ;
- Le coût des batteries de stockage et celui de renouvellement de celles-ci à une période de 8 ans ;
- Le coût d'achat et de renouvellement des onduleurs à 8 ans d'utilisation ;
- Le coût du système de régulation (éliminé à cause de l'utilisation d'un onduleur chargeur);
- Le coût de maintenance du PV et celui Générateur Diesel ;
- Le coût du carburant, le gazole a été choisi et le prix de 649 FCFA par litre a été retenu ce prix étant celui du marché actuel à Bamako.

II.2.2.2. Mise en œuvre de la méthode

Les étapes suivantes décrivent la démarche employée pour rechercher les parts fractionnelles optimales du Générateur Diesel et du Photovoltaïque avec Stockage.

- Construire une fonction économique constituée de valeur rapportée à l'unité de puissance des coûts de toutes les composantes et les opérations de la centrale hybride ;
- Tracer l'évolution de la fonction économique en fonction des années de fonctionnement de la centrale ;
- Prendre des puissances installées de référence, dans notre cas **200 kW**, **500 kW**, et **1 MW** qui sont fournies en partie par la composante Photovoltaïque avec Stockage et le Groupe Électrogène qui doit fournir la plus grande partie de l'énergie électrique pendant les moments d'indisponibilité de l'énergie solaire ;
- Tracer les courbes d'évolution, en fonction du temps de fonctionnement, de la fonction économique, soumise à la limite de 1/3 de la part du Groupe Électrogène ;
- Choisir la part fractionnelle du Groupe Électrogène pour laquelle l'écart entre les courbes d'évolution est minimal ;
- Les parts fractionnelles ainsi obtenues sont retenues comme les valeurs optimales recherchées.

II.2.3. Détermination des coûts du système PV

La détermination du coût du système PV passe par la détermination du coût des différents éléments constituant le PV à savoir : le panneau solaire, les convertisseurs ou onduleurs, les structures et supports, les câblages et protections, les batteries, les régulateurs, les frais d'installations et des frais de maintenance. La somme de tous ces coûts serait égale au coût total en tenant compte du cycle total. Vu qu'on est dans une centrale on travaillerait avec des onduleurs-chargeurs d'où le coût du régulateur n'est pas inclus dans nos calculs.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Hypothèses :

n_g le rendement global du moteur est égale à 40%

La formule brute du gasoil (diesel) est le $C_{10,8}H_{18,7}$

Le pouvoir calorifique du gasoil est de 44800 kJ/kg

1€ est égale à 656 FCFA

La densité du gasoil est égale à 0,82

Le litre de gasoil est égal à 649 FCFA

Les coûts estimatifs des composants du PV sont classés dans le Tableau 2 :

Tableau 2: Coûts des équipements du système PV [17]

Éléments	Prix en €/Wc	Commentaires
Panneaux	1,6	Le prix actuel en Europe est de 0,6 €/Wc, mais au Mali qui est un pays sans littoral ce prix doit être augmenté de 1 €/Wc pour le transport.
Structures et supports	0,3	
Convertisseurs	0,3	Réf. : Photon - Das Solar Strom Magazin 10
Câblages et protections	0,2	
Ouvrages et installations	0,2	
Batteries	2,5	300 €/kWh
Maintenances	0,02	Les coûts de maintenances totaux
Assurances	0,02	
Taux d'intérêts	5%	
Total	5,14	

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

En final le coût du PV nous donne 5,14 €/Wc soit **3371840 FCFA/kWc** en prenant 1 € = 656 FCFA
Le coût de la puissance PV demandée est calculé par la relation (2.1) :

$$\begin{aligned}C_{PV} &= 3371840 \times \tau_{pv} \times P_t \\C_{PV} &= 3371840 \times (1 - \tau_g) \times P_t\end{aligned}\quad (2.1)$$

NB : Sachant que le système PV arrivé à un niveau, des équipements peuvent avoir des défaillances et doivent être rénovés comme les onduleurs et les batteries on estimera ce remplacement chaque 8 ans.

II.3. Groupe Électrogène

Pour calculer le coût du groupe électrogène on évaluera les points suivants : coût d'achat groupe, coût d'entretien, coût de fonctionnement ou encore appelé coût du diesel, le coût d'installation est prise en charge par le vendeur d'où ce coût pas inclut dans nos calculs.

Le coût total est composé du coût d'investissement, du coût de maintenance et du coût fonctionnement:

- **Coût d'investissement**

De manière générale le coût d'investissement (CI) d'un Générateur Diesel varie entre 150 €/kWc et 800 €/kWc suivant les régions [18] dans notre cas on décidera de prendre une valeur moyenne qui sera donc de 475 €/kWc, soit 311600 FCFA/kWc.

- **Coût de maintenance**

Le coût de la maintenance varie selon la puissance du groupe et à tendance à croître au fur et à mesure qu'il vieillit mais tout dépend d'un bon entretien.

Le coût de maintenance d'un groupe de 77 kW est 0,71 €/h, celui d'un groupe de 67 kW coûte 0,64 €/h et de 21 kW à 0,32 €/h [18]. Avec ces trois données on tracera une courbe de tendance pour déterminer notre fonction coût de maintenance.

La Figure 11 représente la courbe de tendance sur Excel :

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

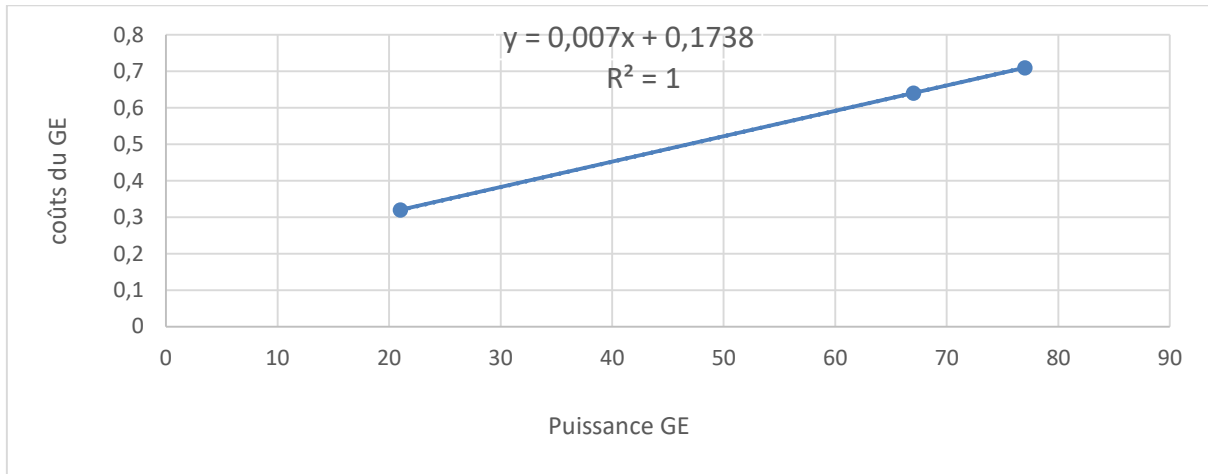


Figure 11: Courbe de tendance de l'évolution des coûts de maintenance du groupe électrogène en fonction de la puissance

Notre courbe de tendance tracée précédemment nous donne la fonction des coûts de maintenance par la relation (2.2) :

$$Y = 0,007X + 0,1738 \quad (2.2)$$

Avec Y le cout en €/h

$$C_{m/j} = Y \times t \times 656 \quad (2.3)$$

et $t = \tau g \times 24 \quad (2.4)$

La maintenance annuelle est :

$$C_{m/an} = Y \times t \times 656 \times 365 \quad (2.5)$$

Le coût sur la durée de vie du projet est finalement donné par la relation (2.6) :

$$C_{m/projet} = Y \times t \times 656 \times 365 \times N_{année} \quad (2.6)$$

- **Coût de fonctionnement**

Le coût le plus cher dans l'usage des groupes électrogènes reste le coût de fonctionnement qui est égal à la quantité de carburant nécessaire pour faire fonctionner ce-dernier. Ce coût est donné par la formule (2.7) :

$$P_{eff} = \tau g \times P_t \quad (2.7)$$

P_{eff} est la puissance effective du groupe

τg est le taux de contribution du Groupe Électrogène

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

P_t est la puissance totale de la centrale PV-Diesel.

Ensuite, la puissance calorifique du carburant est calculée en faisant le rapport de la puissance effective par le rendement global du moteur, suivant l'expression (2.8). Cette puissance est obtenue pendant la combustion du carburant dans la chambre de combustion.

$$P_{CC} = \frac{P_{eff}}{n_g} \quad (2.8)$$

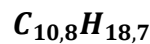
Avec :

P_{CC} la puissance calorifique du carburant ou contenu énergétique qui représente l'énergie dégagée sous forme de chaleur lors de la combustion complète d'un corps ;

n_g le rendement global du moteur, pour un bon moteur ce rendement est de 40%.

$$(2.8) \Rightarrow P_{CC} = \frac{\tau_g \times P_t}{0,4} \quad (2.9)$$

À noter que la formule du gasoil (diesel) est la suivante :



On déterminera le débit massique ainsi par la relation (2.10) :

$$\dot{m}_c = \frac{P_{CC}}{P_{gasoil}} \quad (2.10)$$

Avec \dot{m}_c en kg/s

Sachant que le pouvoir calorifique du gasoil est de 44800 kJ/kg

Le débit volumique du gasoil est :

$$\dot{m}_v = \frac{\dot{m}_c}{0,82} \quad (2.14)$$

Avec 0,82 la densité du gasoil

\dot{m}_v en l/s

La consommation en heure du gasoil est égale à :

$$C_{heure} = \dot{m}_v \times 3600 \quad (2.15)$$

C_{heure} en l/h

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Le temps de fonctionnement étant :

$$t = \tau g \times 24 \quad (2.4)$$

Le coût annuel de fonctionnement du gasoil est :

$$C_{fonc} = C_{heure} \times t \times 365 \times 649 \quad (2.16)$$

Avec :

C_{annuel} en Franc CFA

649 FCFA le coût d'un litre de gasoil

Le coût sur la durée de vie du projet serait égale à :

$$C_{fonc/projet} = C_{heure} \times t \times 365 \times 649 \times N_{année} \quad (2.17)$$

Enfin le coût total annuel du système PV-Diesel est donné par la formule (2.18) :

$$C_{total} = C_{PV} + C_{inv} + C_{m/projet} + C_{fonc/projet} \quad (2.18)$$

Avec :

C_{total} coût total du système en un an,

C_{PV} coût du système PV en un an,

C_{inv} coût d'investissement ou d'achat du GE,

$C_{m/projet}$ coût d'entretien ou de maintenance,

$C_{fonc/projet}$ coût de fonctionnement ou de carburant,

Finalemment :

$$C_{total} = 3371840 \times (1 - \tau g) \times P_t + (311600 \times \tau g \times P_t) + (0,007X + 0,1738) \times (t \times 656 \times 365) + (C_{heure} \times t \times 365 \times 649) \quad (2.18)$$

Conclusion

La fonction économique a été élaborée avec succès, on programmera ces données sur Excel afin de retrouver les coefficients optimaux.

Notre prochain chapitre consistera à la validation de la méthode d'optimisation, pour cela on posera une contrainte afin de réduire notre domaine d'étude, pour une réduction de pollution atmosphérique le taux du groupe électrogène ne doit pas dépasser 1/3 Pt.

On incrémentera les données en fonction de la durée de vie du projet.

CHAPITRE III

CHAPITRE III : VALIDATION DE
LA METHODE D'OPTIMISATION

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

La feuille nous montrera dans la zone bleue “coût total PV-Diesel”. À chaque puissance du GE les coûts évoluent au fil du temps.

Dans ce nouveau chapitre on fera une simulation sur Excel avec les valeurs de coûts obtenus. Afin de déterminer les taux optimaux on tracera des courbes sur Excel, ces courbes auront pour coordonnées (τ_g ; coût PV-Diesel) afin d'aboutir aux taux optimaux de notre système hybride. On étudiera trois différentes puissances : les systèmes de **200 kW**, **500 kW** et **1 MW**. Pour chaque cas on travaillera avec différentes valeurs de τ_g de 0 à 1, en posant la contrainte suivante :

$$\tau_g \leq \frac{1}{3}$$

Ce qui réduira notre domaine d'étude à l'intervalle 0 à $\frac{1}{3}$, on tracera ainsi les différentes courbes.

III.2. Puissance de 200 kW

On étudiera la centrale de 200 kW sur une période de 24 ans en observant l'évolution du coût de l'installation. Le Tableau 7 suivant regroupe les coûts du système hybride de 200 kW sur une période précise de 1 an, 5 ans, 8 ans, 16 ans et 24 ans :

Tableau 3: Coûts totaux d'un système hybride PV-diesel de 200 kW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène

Taux Groupe	Coût PV + DIESEL 1 an	Coût PV +DIESEL 5 ans	Coût PV+DIESEL 8 ans	Coût PV+DIESEL 16 ans	Coût PV+DIESEL 24 ans
0,05	644532067,7	647597938,5	651734141,6	659702683,3	667671224,9
0,1	616129195,6	627993178	638727964,9	664292729,7	689857494,6
0,15	589159383,7	615553718,5	637186269,6	691811739,3	746437208,9
0,2	563622632	610279560	647109056	742259712	837410368
0,25	539518940,5	612170702,5	668496324	815636647,9	962776971,9
0,3	516848309,2	621227145,9	701348073,5	911942547	1122537020
0,33	503933799,3	630100356,5	726562074,3	980731988,7	1234901903

Les courbes de puissance d'une centrale PV-Diesel de 200 kW sont représentées par la Figure 13 :

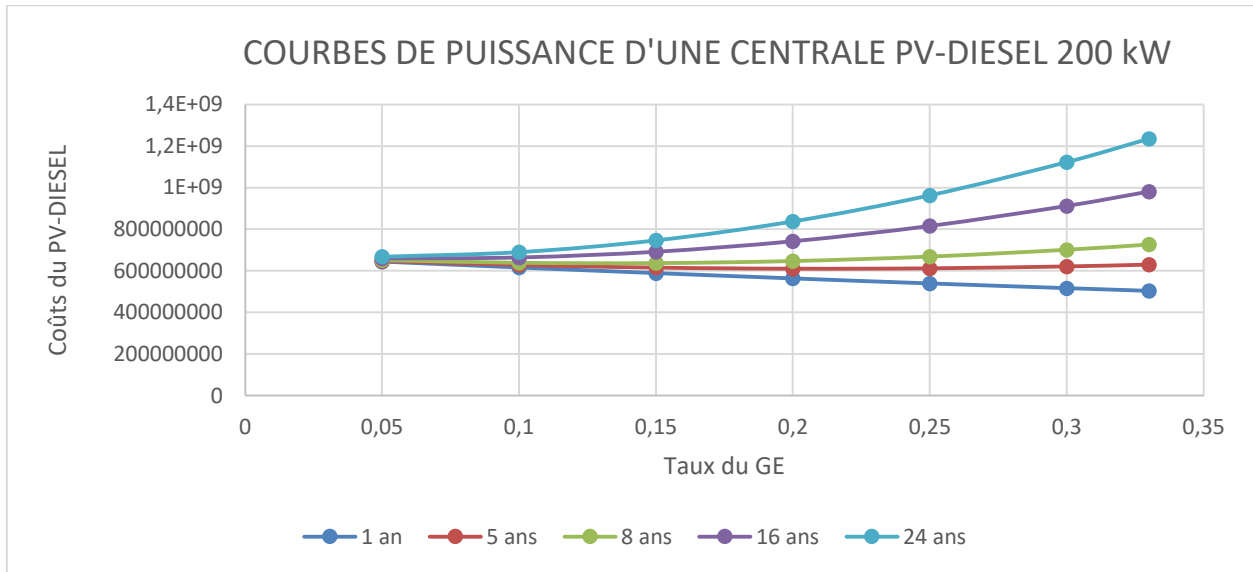


Figure 13: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel de 200 kW

La Figure 13 ci-dessus nous montre diverses allures de courbes de puissance du système PV-Diesel de 200 kW :

- Lors de la 1^{ère} année d'utilisation de notre système l'investissement du PV est énorme par rapport au GE se traduisant par une courbe décroissante ;
- À la 5^{ème} année la courbe prend une allure croissante à partir du taux 0,15 ceci se traduit par une hausse du prix du système GE contrairement au PV qui est non évolutif en phase d'exploitation sur un cycle de 5 ans ;
- À la 8^{ème} année la courbe croit à partir du taux 0,1 ; les deux coûts (PV et GE) haussent on constate que l'exploitation du GE devient considérable d'où une telle allure de la courbe. Par contre dans l'intervalle 0,05 à 0,1 l'allure est décroissante. Ceux-ci nous montrent l'investissement énorme fait dans le groupe électrogène pour son utilisation dans un système hybride avec le PV au fil des années.
- Les courbes lors de la 16^{ème} et 24^{ème} année sont largement croissantes traduisant des coûts d'exploitation énormes du groupe électrogène, on constate que le coût du système GE dépasse largement celui du PV sur une longue durée.

Cependant les courbes sont presque confondues jusqu'au point 0,15 à partir duquel elles se détachent et prennent des allures croissantes ce point pourrait être considéré comme point d'inflexion optimal. Afin de bien choisir notre point optimal déterminons les écarts.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

• **Détermination des écarts des coûts**

Le Tableau 8 ci-dessous regroupe les différents coûts des écarts observés au cours du cycle de vie du projet c'est-à-dire de 1 an à 5 ans, de 5 à 8 ans, de 8 à 16 ans et de 16 à 24 ans.

Tableau 4: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 200kW

P= 200 kW					
$\tau_g = 0,05$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	644532067,7	647597938,5	651734141,6	659702683,3	667671224,9
Écarts des coûts	3065870,8				
		4136203,1			
			7968541,7		
				7968541,6	
$\tau_g = 0,1$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	616129195,6	627993178	638727964,9	664292729,7	689857494,6
Écarts des coûts	11863982,4				
		10734786,9			
			25564764,8		
				25564764,9	
$\tau_g = 0,15$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Coûts en FCFA	589159383,7	615553718,5	637186269,6	691811739,3	746437208,9
Écarts des coûts	26394334,8				
		21632551,1			
			54625469,7		
				54625469,6	
$\tau_g = 0,2$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	563622632	610279560	647109056	742259712	837410368
Écarts des coûts	46656928				
		36829496			
			95150656		
				95150656	
$\tau_g = 0,25$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	539518940,5	612170702,5	668496324	815636647,9	962776971,9
Écarts des coûts	72651762				
		56325621,5			
			147140323,9		
				147140324	
$\tau_g = 0,3$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Coûts en FCFA	516848309,2	621227145,9	701348073,5	911942547	1122537020
Écarts des coûts	104378836,7				
		80120927,6			
			210594473,5		
				210594473	
$\tau_g = 0,33$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	503933799,3	630100356,5	726562074,3	980731988,7	1234901903
Écarts des coûts	126166557,2				
		96461717,8			
			254169914,4		
				254169914,3	

Les histogrammes correspondant à ces écarts sont représentés par la Figure 14.

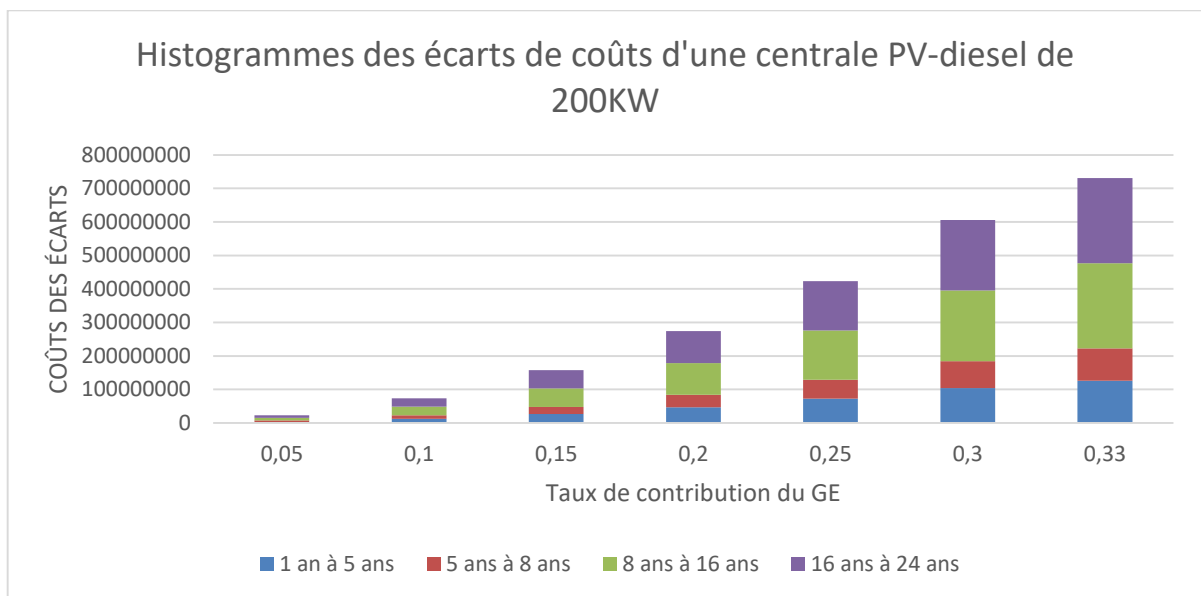


Figure 14: Histogrammes des écarts des coûts de la centrale PV-diesel de 200

III.3. Puissance de 500 kW

Avec cette puissance on déterminera le taux du GE optimal et enduire celui du système PV sur Excel. On travaillera avec les valeurs du GE comprises entre 0 et 0,33.

Tableau 5: Coûts totaux d'un système PV-diesel de 500 kW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène

Taux Groupe	Coût PV + DIESEL 1 an	Coût PV +DIESEL 5 ans	Coût PV+DIESEL 8 ans	Coût PV+DIESEL 16 ans	Coût PV+DIESEL 24 ans
0,05	1611255263	1618620314	1625980903	1642547806	1659114708
0,1	1540173176	1569233881	1592866210	1652824419	1712782629
0,15	1472673740	1537760700	1588412720	1720423441	1852434161
0,2	1408756954	1524200772	1612620435	1845344870	2078069305
0,25	1348422819	1528554096	1665489354	2027588707	2389688061
0,3	1291671335	1550820673	1747019476	2267154952	2787290428
0,33	1259340116	1572778980	1809694927	2438409455	3067123982

Les courbes de puissance correspondantes ici sont représentées par la Figure 15 ci-dessous.

Comme dans le 1^{er} cas, la Figure 15 ici nous montre que

- La 1^{ère} année d'utilisation de notre système l'investissement du PV est énorme par rapport au GE d'où la courbe décroissante ;
- À la 5^{ème} année la courbe prend une allure croissante à partir du taux 0,15 ceci se traduit par une large hausse du prix du système GE contrairement au PV qui est non évolutif en phase d'exploitation sur un cycle de 5 ans ;
- À la 8^{ème} année la courbe croit à partir du taux 0,1 ; le PV hausse également avec la rénovation de certains équipements comme les onduleurs et batteries. On constate que l'exploitation du GE devient considérable d'où une telle allure de la courbe. Par contre dans l'intervalle 0,05 à 0,1 l'allure est décroissante. Ceux-ci nous montrent l'investissement énorme fait dans le groupe électrogène pour son utilisation dans un système hybride avec le PV au fil des années.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- À la 16^{ème} et 24^{ème} année les courbes sont largement croissantes traduisant des coûts d'exploitation énormes pour l'utilisation du groupe électrogène, on constate que le coût du système GE dépasse largement celui du PV sur une longue durée.

La valeur 0,15 du GE est le point à partir duquel toutes les courbes prennent une allure croissante. Ce point est donc considéré comme point d'inflexion d'où le taux optimal du GE est de 15%.

Déterminons les écarts des coûts.

-

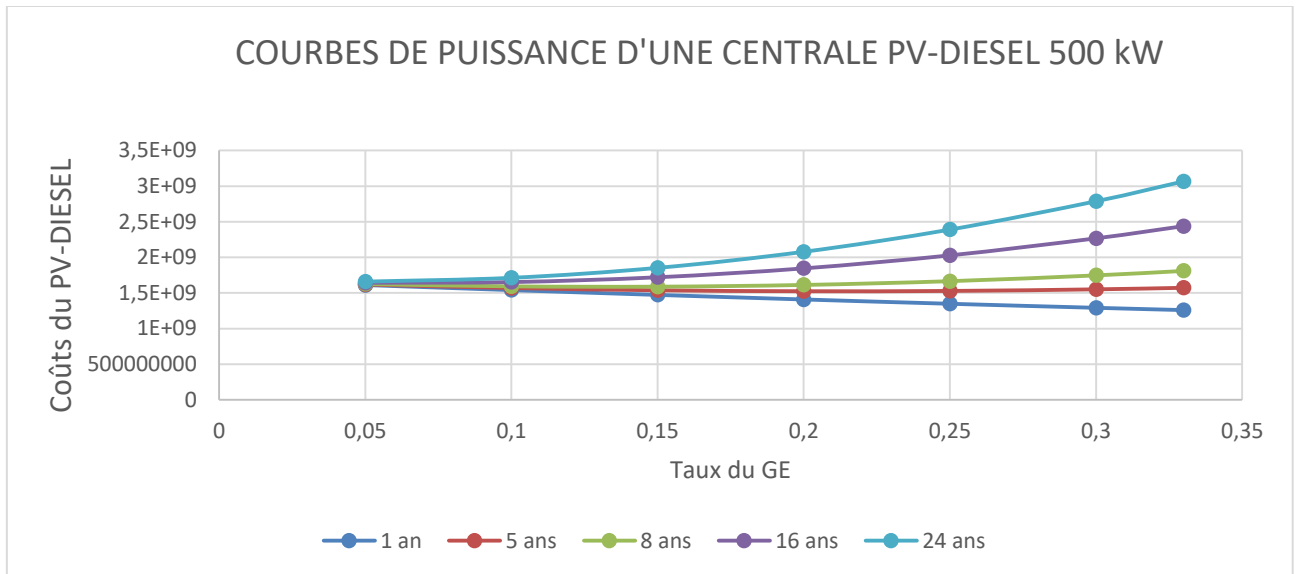


Figure 15: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel 500 kW

- **Détermination des écarts des coûts**

Le Tableau 7 ci-dessous regroupe les différents coûts des écarts observés au cours de la durée de vie du projet c'est-à-dire de 1 an à 5 ans, de 5 à 8 ans, de 8 à 16 ans et de 16 à 24 ans.

Tableau 6: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 500kW

P = 500 kW					
$\tau_g = 0,05$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1611255263	1618620314	1625980903	1642547806	1659114708
Écarts des coûts	7365051				
		7360589			
			16566903		
				16566902	
$\tau_g = 0,1$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1540173176	1569233881	1592866210	1652824419	1712782629
Écarts des coûts	29060705				
		23632329			
			59958209		
				59958210	
$\tau_g = 0,15$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1472673740	1537760700	1588412720	1720423441	1852434161
Écarts des coûts	65086960				
		50652020			

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

			132010721		
				132010720	
$\tau_g = 0,2$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1408756954	1524200772	1612620435	1845344870	2078069305
Écart des coûts	115443818				
		88419663			
			232724435		
				232724435	
$\tau_g = 0,25$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1348422819	1528554096	1665489354	2027588707	2389688061
Écart des coûts	180131277				
		136935258			
			362099353		
				362099354	
$\tau_g = 0,3$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1291671335	1550820673	1747019476	2267154952	2787290428
Écart des coûts	259149338				
		196198803			

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

			520135476		
				520135476	
$\tau_g = 0,33$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	1259340116	1572778980	1809694927	2438409455	3067123982
Écart des coûts	313438864				
		236915947			
			628714528		
				628714527	

Les histogrammes correspondants à ces écarts sont représentés par la Figure 16 :

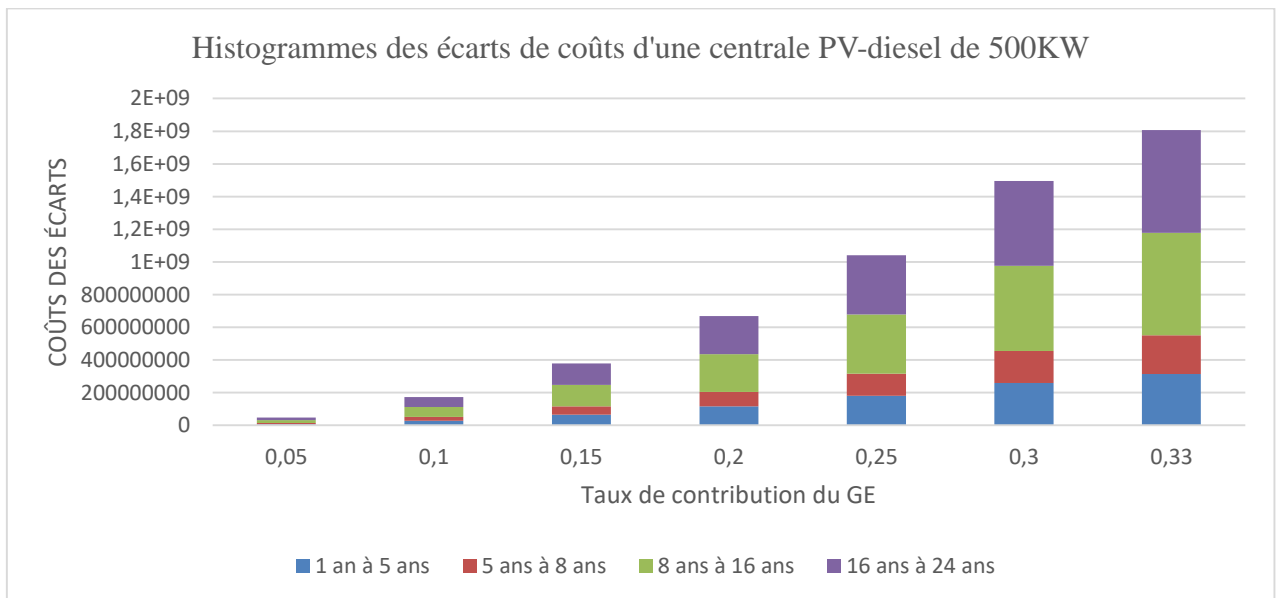


Figure 16: Histogrammes des écarts des coûts d'une centrale PV-diesel de 500kW

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Les histogrammes ci-dessus du système hybride de 500 kW nous font voir un faible écart aux niveaux des taux 0,05 ; 0,01. Cela se justifie par des coûts très proches obtenus à ces deux niveaux lors de notre optimisation. Les écarts deviennent considérables qu'à partir de la valeur 0,15 du GE. La valeur 0,15 est le point d'inflexion dans ce deuxième cas.

III.4. Puissance de 1 MW

Déterminons la part du GE optimal correspondant au système hybride PV-Diesel de 1 MW sur Excel. On travaillera toujours avec les valeurs précédentes du GE de 0 à 0,33.

Tableau 7: Coûts totaux d'un système PV-diesel de 1 MW en fonction du taux de contribution du groupe électrogène

Taux Groupe	Coût PV + DIESEL 1 an	Coût PV +DIESEL 5 ans	Coût PV+DIESEL 8 ans	Coût PV+DIESEL 16 ans	Coût PV+DIESEL 24 ans
0,05	3222460588	3236990940	3249725505	3280623010	3311520514
0,1	3080246477	3137968386	3183096617	3300377235	3417657852
0,15	2945197667	3074772336	3173790138	3434776276	3695762414
0,2	2817314158	3047402792	3221806066	3683820133	4145834199
0,25	2696595950	3055859752	3327144403	4047508806	4767873208
0,3	2583043043	3100143217	3489805147	4525842294	5561879441
0,33	2518350644	3143910018	3614916349	4867871898	6120827448

Les courbes correspondantes à notre puissance de 1MW sont représentées par la Figure 17.

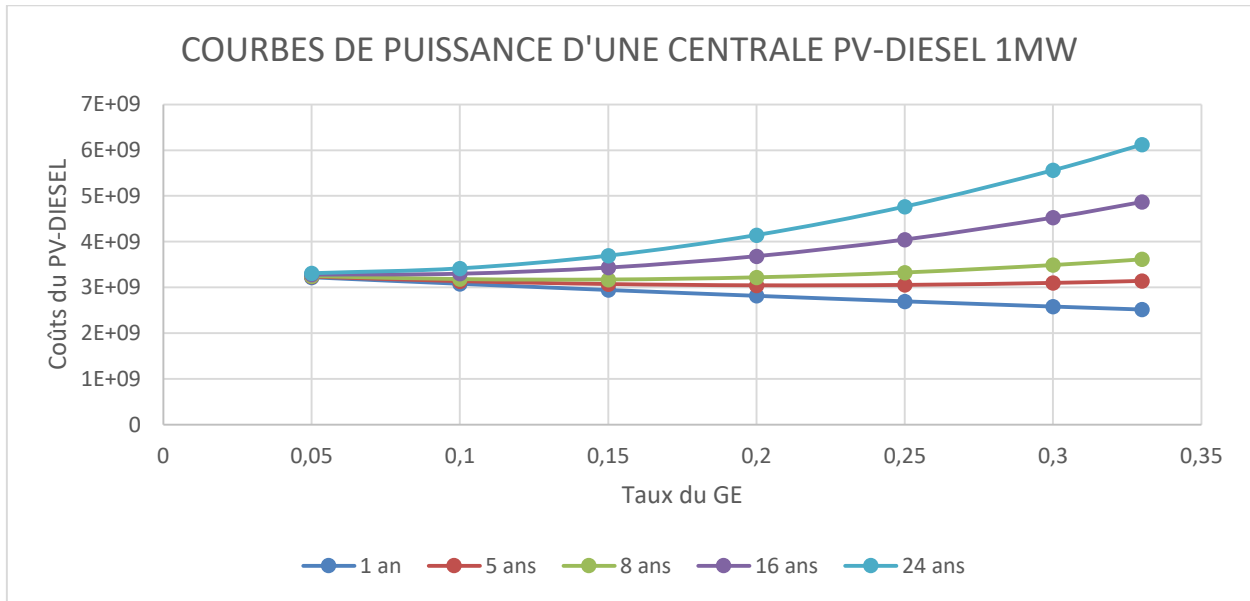


Figure 17: Courbes de puissance d'une centrale PV-diesel de 1 MW

Comme dans le 1^{er} cas et le 2^{ème} cas, sur la Figure 14 et la Figure 16, ici ce 3^{ème} cas nous montre les mêmes scénarios de courbes de puissance de la centrale PV-Diesel de 1 MW :

- À la 1^{ère} année d'utilisation du système l'investissement du PV est énorme par rapport au GE la courbe est alors décroissante ;
- À la 5^{ème} année la courbe prend une allure croissante à partir de la valeur 0,15 du groupe électrogène, ceci se traduit par une hausse du prix du système GE contrairement au PV qui est non évolutif sur 5 ans d'exploitation ;
- À la 8^{ème} année la courbe croit à partir du taux 0,1 ; les deux coûts augmentent on constate que l'exploitation du GE devient considérable d'où une telle allure de la courbe. Par contre dans l'intervalle 0,05 à 0,1 l'allure est décroissante. Ceux-ci nous montrent l'investissement énorme fait dans le groupe électrogène pour son utilisation dans un système hybride avec le PV au fil des années.
- Les courbes lors de la 16^{ème} et 24^{ème} année sont largement croissantes traduisant des coûts d'exploitation énormes pour l'utilisation du groupe électrogène, on constate que le coût du système GE dépasse largement celui du PV sur une longue durée.

La comparaison en terme de taux GE fait voir que les courbes sont très proches jusqu'à la valeur 0,15 où elles commencent à se différencier.

Ce point est donc considéré comme point optimal d'où le taux optimal du GE est de 15%.

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

- **Détermination des écarts des coûts**

Le Tableau 9 ci-dessous regroupe les différents coûts des écarts observés au cours de la durée de vie du projet c'est-à-dire de 1 an à 5 ans, de 5 à 8 ans, de 8 à 16 ans et de 16 à 24 ans.

Tableau 8: Calculs des écarts des coûts pour une centrale de 1MW

P = 1 MW					
$\tau_g = 0,05$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	3222460588	3236990940	3249725505	3280623010	3311520514
Écarts des coûts	14530352				
		12734565			
			30897505		
				30897504	
$\tau_g = 0,1$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	3080246477	3137968386	3183096617	3300377235	3417657852
Écarts des coûts	57721909				
		45128231			
			117280618		
				117280617	
$\tau_g = 0,15$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Coûts en FCFA	2945197667	3074772336	3173790138	3434776276	3695762414
Écarts des coûts	65086960				
		50652020			
			260986138		
				260986138	
$\tau_g = 0,2$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	2817314158	3047402792	3221806066	3683820133	4145834199
Écarts des coûts	230088634				
		174403274			
			462014067		
				462014066	
$\tau_g = 0,25$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	2696595950	3055859752	3327144403	4047508806	4767873208
Écarts des coûts	359263802				
		271284651			
			720364403		
				720364402	
$\tau_g = 0,3$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Coûts en FCFA	2583043043	3100143217	3489805147	4525842294	5561879441
Écarts des coûts	517100174				
		389661930			
			1036037147		
				1036037147	
$\tau_g = 0,33$					
	1 an	5 ans	8 ans	16 ans	24 ans
Coûts en FCFA	2518350644	3143910018	3614916349	4867871898	6120827448
Écarts des coûts	625559374				
		471006331			
			1252955549		
				1252955550	

Les histogrammes correspondants à ces écarts sont représentés par la Figure 18.

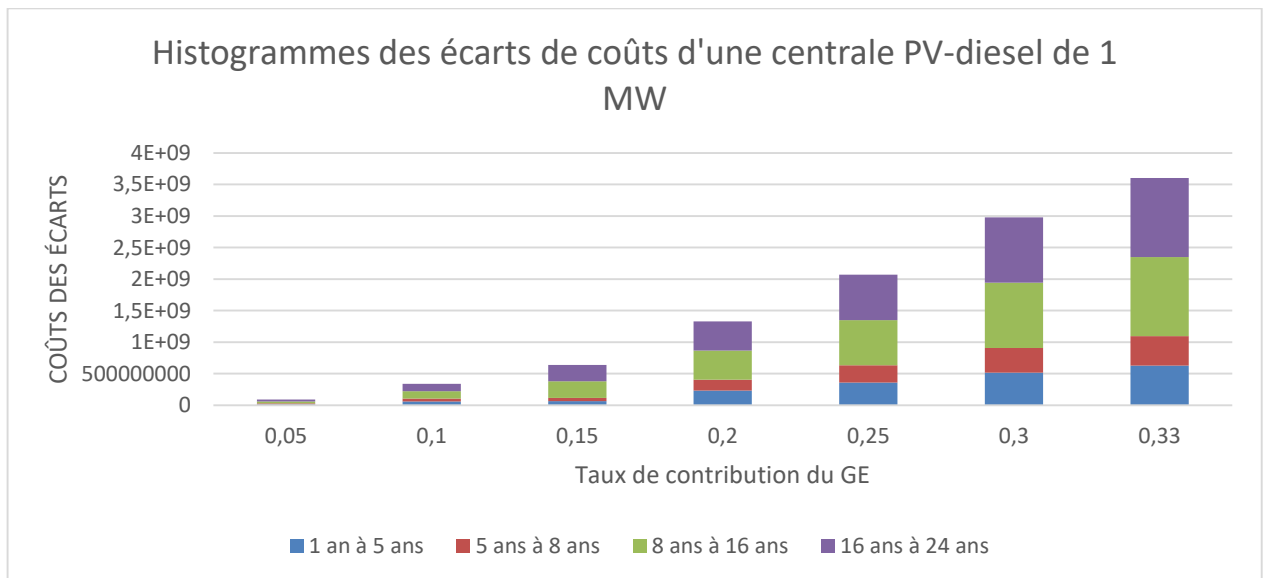


Figure 18: Histogrammes des écarts des coûts d'une centrale PV-diesel de 1MW

Contribution à l'optimisation du coût d'un système hybride photovoltaïque-groupe thermique

Les histogrammes ci-dessus du système PV-Diesel de 1MW nous font les mêmes évolutions comme dans les deux cas précédents, à savoir un très faible écart au niveau des taux 5% et 10%. Ces données sont justifiées par des coûts très proches obtenus à ces deux niveaux lors de notre étude. Les écarts deviennent considérables qu'à partir de la valeur 15% du GE. La valeur 0,15 est le point d'inflexion dans ce troisième cas.

Conclusion

Après une validation de notre programme Excel avec les puissances de 200 kW, 500 kW et 1 MW on a pu observer que les évolutions des courbes de puissances et les histogrammes ont les mêmes allures. Elles croient toutes à partir du taux 0,15 du groupe électrogène. Finalement la valeur 15% est retenue comme taux de contribution optimal du groupe électrogène, ce qui implique que le PV avec stockage aura une part de 85%.

Conclusion générale

L'étude de la conception optimisée faite dans notre étude nous a permis d'obtenir 15% et 85% comme les pourcentages optimaux respectifs de la part du groupe électrogène (GE) et de celui du photovoltaïque (PV) avec stockage dans une centrale hybride PV/Groupe électrogène. Une partie de l'énergie est stockée dans des batteries d'accumulateurs mais la quantité à y stocker est considérablement diminuée par l'adjonction du groupe électrogène. La contrainte imposée par l'injection d'un coût de quantité de CO₂ permet de limiter la part du groupe électrogène. L'objectif initial de ce travail était de développer une application incluant une routine qui rechercherait les parts optimales de PV et de GE. Au lieu d'une application informatique, une feuille de Calcul Excel a été utilisée pour déterminer ces points optimaux. Le développement d'un logiciel nécessite un temps dont la durée peut dépasser celle allouée à la rédaction d'un mémoire de fin d'études. C'est pour cette raison que l'idée de l'application logicielle fut abandonnée pour ce travail, mais un tel outil est nécessaire et sa conception doit être une priorité des écoles techniques supérieures de l'espace Sahélien.

La connaissance des parts optimales permettra de concevoir des centrales qui soient, à la fois, économiquement rentables et propres au sens environnemental. Dans l'exécution de ce travail, j'ai pu comprendre le dimensionnement des centrales solaires aussi bien autonomes qu'hybrides.

L'approfondissement de cette étude et la conception d'un outil logiciel visant à automatiser la conception et le dimensionnement des centrales hybrides à fonctionnement optimal sont mes objectifs en perspective en ce qui concerne ce travail.

Références bibliographiques

- [1]. U. N. D. of Economic and S. A. P. Division, World urbanization prospects: The 2014 revision. UN, 2014.
- [2]. W. E. Outlook, The IEA World Energy Outlook 2014. World Energy Outlook, 2014.
- [3]. M.A. Elhadidy and S.M. Shaahid, 'Optimal Sizing of Battery Storage for Hybrid (Wind + Diesel) Power Systems', Renewable Energy, Vol. 18, N°1, pages 77 – 86, 1999.
- [4]. E.M. Nfaha, J.M. Ngundamb, R. Tchinda, « Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon », Revue " Renewable Energy " Elsevier, vol. 32(5), 2 May 2006. pages 832-844.
- [5]. Bayram Tounsi « Étude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique » Thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse, France 2006.
- [6]. L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov « Optimisation des systèmes multi sources de production à énergie renouvelable » revue des énergies renouvelables Vol.10 N°1, pages, 1-18, 2007.
- [7]. C. SEMASSOU « Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Bénin » Thèse de doctorat, Université Bordeaux1, décembre 2011.
- [8]. M. Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » Thèse de doctorat l'Université Toulouse France 2009.
- [9]. Belhadj Mohammed « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome » mémoire de magister, universitaire de Bechar 2008.
- [10]. Installations Photovoltaïques Autonomes Guide pour le dimensionnement et la réalisation Diffusion Swissolar, Case postale 9, 2013 ; Colombier.
- [11]. S. Mohamed Ait Cheikh « Étude, investigation et conception d'algorithmes de commande au système photovoltaïque » Thèse de doctorat, école nationale polytechnique Alger 2007.
- [12]. Bayram Tounsi « Étude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique » Thèse de doctorat, institut national polytechnique de Toulouse, France 2006.
- [13]. WIKIPEDIA, site Internet, http://fr.wikipedia.org/wiki/Module_solaire_photovoltaïque, 10 Avril 2012.

- [14]. L. Leclercq « Modélisation et simulation d'un stabilisateur cinétique de réseau associé à une éolienne et un générateur diesel », Mémoire de Master soutenu en septembre 2001. École Centrale de Lille.
- [15]. B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance, « Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification », International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, pages. 7-17, 1999.
- [16]. Sandia National Laboratories, 'Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices', Sandia National Laboratories Report, SAND87-7023, Albuquerque, New Mexico, 1990.
- [17]. G. Notton, M. Muselli, and P. Poggi, « Costing of a stand-alone photovoltaic system » Energy, vol. 23, no. 4, pp. 289–308, Avril 1998.
- [18]. David Blaise TSUANYO 'Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés: cas des systèmes hybrides PV/Diesel' Thèse de Doctorat Université de Perpignan Via Domitia, Juin 2015.
- [19]. L. Stoyanov et al.4 'L'étude de Différentes Structures de Systèmes Hybrides à Sources d'Énergie Renouvelables', Thèse de Doctorat en Énergétique, Université Technique de Sofia, 2011.