

**Laboratoire Energie Solaire
et Economie d'Energie
(LESEE-2iE)**

**Laboratoire Procédés,
Matériaux et Energie Solaire
(PROMES-CNRS, UPR 8521)**

**THESE
en Cotutelle**

Présentée en vue d'obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA

en Sciences de l'Ingénieur

Spécialité : Systèmes énergétiques

et de

DOCTEUR DE 2iE

en Sciences et Technologies de l'Eau, de l'Energie et de l'Environnement

Spécialité : Energie

par

David Blaise TSUANYO

Ref:2iE/2015-06

**Approches technico-économiques d'optimisation
des systèmes énergétiques décentralisés: cas des
systèmes hybrides PV/Diesel**

Soutenue le 17 juin 2015 devant le jury composé de:

Didier MAYER, Professeur, Mines ParisTech

Marc MUSELLI, Professeur, Univ. de Corse

Nolwenn LE PIERRES, Maitre de Conférences (HDR), Univ. de Savoie

Yezouma COULIBALY, Maitre de Conférences, 2iE-Burkina Faso

Pierre NEVEU, Professeur, Univ. de Perpignan Via Domitia

Didier AUSSEL, Professeur, Univ. de Perpignan Via Domitia

Yao AZOUMAH, Maitre de Conférences (HDR), Sirea-Afrique

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Directeur de thèse

Co-directeur de thèse

Co-encadrant

Co-encadrant

*«Avec la science et l'amour, on fait le monde»
Anatole France*

*A mon très cher père David TSUANYO,
Tu as toujours été mon soutien indéfectible, retrouve ici une expression de tes efforts.*

Remerciements

Ces travaux ont été effectués dans le cadre d'une cotutelle entre l'Université de Perpignan Via Domitia (UPVD) au laboratoire 'Procédés-Matériaux et Energie Solaire' (PROMES-CNRS, UPR 8521) et l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) au 'Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie' (LESEE). Ils ont été financés par la fondation 2iE, l'UPVD et la commission de l'Union Européenne à travers le projet « Flexy-Energy ». Je tiens tout d'abord à remercier chacun de ces organismes.

J'adresse aussi mes remerciements aux membres du jury Pr. Marc Muselli, Pr. Didier Mayer et Pr. Nolwenn Le-Pierres. Merci à vous pour avoir accepté d'évaluer ce travail.

J'ai eu le privilège d'être dirigé par quatre excellents professeurs dont les qualités scientifiques et humaines m'ont donné le courage d'arriver au terme de ces trois années riches en challenges. Je remercie mes directeurs de thèse Pr. Didier Aussel, Pr. Yao Azoumah, Pr. Yezouma Coulibaly et Pr. Pierre Neveu. Chacun de vous a d'une manière ou d'une autre été un modèle pour moi. Je tiens surtout à exprimer ma profonde gratitude envers :

Pr. Didier Aussel, pour sa rigueur scientifique et son apport mathématique. Les moments de travail intense que nous avons partagés ont à plusieurs égards été pour moi, une source d'ardeur et de passion pour la science.

Pr. Yao Azoumah, pour n'avoir ménagé aucun effort pour m'inculquer ses compétences communicationnelles et scientifiques. Merci aussi pour avoir initié cette thèse et pour en avoir assuré la codirection, malgré les périodes difficiles.

Pr. Yezouma Coulibaly, pour avoir accepté d'assurer la codirection de cette thèse au moment opportun. Merci aussi pour ses compétences en pédagogie de l'enseignement, son savoir-vivre et son humilité scientifique auxquels il m'a initié pendant cette période de thèse.

Pr. Pierre Neveu, pour ses qualités scientifiques et rédactionnelles qu'il a bien voulu partager avec moi. J'ai énormément apprécié sa rigueur, sa précision et sa méthodologie scientifique. Son caractère humain, bien que difficilement perceptible, est d'une valeur incommensurable pour ceux qui la détectent. Merci de m'avoir permis d'en profiter.

En somme, quelques lignes ne sauraient suffire pour exprimer l'étendue de la gratitude que j'ai envers vous. Je vous remercie pour la persévérance, la confiance, les « belles » périodes difficiles qui m'ont permis de grandir en expérience autant dans la recherche, dans l'ingénierie que dans la vie sociale.

J'adresse un grand merci au Dr. Daniel Yamegueu, responsable du LESEE, qui au-delà de ses conseils et son soutien, s'est toujours rendu disponible pour m'accompagner dans ce travail. Merci aussi Daniel pour la relecture de ce manuscrit.

Je voudrais aussi exprimer ma reconnaissance au Dr. Joel Blin pour son aide, au Prof Harouna Karambiri, ainsi que l'ensemble du personnel de la fondation 2iE pour leur soutien.

Durant ces trois années passées dans les laboratoires PROMES-CNRS à Perpignan et LESEE-2iE à Ouagadougou, j'ai eu la chance d'être entouré de personnes formidables.

Du côté de Perpignan, j'exprime ma profonde gratitude à Sylvie Payré et Jocelyne Pla pour leur sympathie et leur appui aux procédures administratives, à Remi Chauvin, Miroslav Pistek, Julien Nou, Julien Aynard, Amelie Kéré, Rachanna Gupta, Aleix Pubill, Jeff Hoffmann, Harold Espagillière, Caroline Ribière, Vincent Gioan, Fabrice Motte, Marianne Miguet, Emilie Rocaboy, Miora, Sanae, Sarah et tous ceux dont j'aurais omis les noms à cet instant, pour la convivialité et les beaux moments que nous avons passés ensemble.

Du côté de Ouagadougou, Je pense particulièrement à Edem N'Tsoukpoué, Moussa Soro, Henri Kottin, Patrice Dangang, Justin Bassolé, Gaye Madieumbe, Gaelle Ko, Alain Tossa, Manu Seshie, Gabin Koucoï, Eric Kenda, Moussa Kadri, Bachir Ouédraogo et Elodie Hanff pour leurs soutiens multiformes. Je suis aussi très reconnaissant envers les collègues du Laboratoire Biomasse Energie et Biocarburant (LBEB) pour leur assistance perpétuelle pendant cette thèse. Merci également à Mintou Sidibé et Geneviève Yaméogo pour leur assistance dans les procédures administratives.

Je remercie toute 'l'association' des doctorants 2iE et de l'UPVD et tous les frères et amis avec qui nous avons partagé des moments inoubliables. Merci à Fowe Tazen, Tadjouwa Kouawa, Eric Noumi, Aida Zaré, Noellie Kpoda, Drissa Sangaré, Hamidatu Darimani, Wilfried Moussavou, Paul Nanssou, Severin Tanoh, Cédric Chekem.

Je remercie mes amis, frères et sœurs de tous les jours pour leur soutien indéfectible. Merci à Alima et Lassina Sanou, Armel Mbento, Mireille Njetnkeu, Tatiana Tankeu, François Emako, Astride Nguegoua, Stanard Mebwe et Camille Penaye.

Un grand merci à mes frangins Patrick et Agnès Timene, Irène et Urbain Djou, et Edith Kenne. Vous m'avez été d'un réconfort inestimable pendant cette thèse, retrouvez ici l'expression de ma plus forte reconnaissance. Merci aussi aux grandes familles Tsuanyo, Tsangne, Timene, Tchotsoua, Tsapy, Tako, Djou et Tchinda du côté du Cameroun pour leurs encouragements.

Enfin, je remercie tous ceux que j'aurai omis de citer à cet instant précis. Merci infiniment à tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à l'accomplissement de ces travaux. Je tiens aussi à présenter toutes mes excuses à ceux qui ont souffert de mon absence pendant ces années.

Introduction générale.....	1
Chapitre 1: L'électrification rurale : enjeux et technologies.....	6
Introduction.....	7
1. Les enjeux de l'électrification rurale en Afrique subsaharienne	7
1.1. Déséquilibre entre population et taux d'électrification	7
1.2. Electricité : nécessaire pour un développement socio-économique durable	9
1.3. Le potentiel énergétique en Afrique	10
2. Les technologies d'électrification rurale	11
2.1. Les systèmes conventionnels.....	12
2.2. Les systèmes à base d'énergie renouvelables.....	17
2.3. Les systèmes hybrides de production d'électricité.....	27
3. Les freins/barrières à l'électrification rurale.....	36
Conclusion	40
Chapitre 2: Les critères économiques pour les projets d'énergie.....	41
Introduction.....	42
1 Economic criteria for decision making in energy projects	46
1.1 Basic concepts	46
1.2 Recall of economic criteria.....	47
2 Equivalence of economic criteria for decision making, optimal design and ranking	57
2.1 Decision making relations between economic criteria	57
2.2 Equivalences for Optimal Design.....	59
2.3 Equivalences for Ranking of projects.....	62
3 Case study: batteryless PV/Diesel hybrid system	63
3.1 Choice of economic criteria.....	64
3.2 Optimization procedure	65
3.3 Results and discussion.....	65
General conclusion	69

Chapitre 3: Conception optimale des systèmes hybrides PV/Diesel	70
Introduction.....	71
1. Généralités sur le système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage	72
1.1. Description du système	72
1.2. Descriptif et stratégies de fonctionnement	72
2. Modélisation technico-économique du système hybride PV/Diesel.	75
2.1. Evaluation de la demande et de la ressource solaire	75
2.2. Modèle physique	76
2.3. Modèle économique	83
3. Optimisation de la conception du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage.	88
3.1. Méthodologie de résolution	89
3.2. Conception optimale basée sur le LCC et le LCOE	91
3.3. Impact des critères économiques sur l'optimisation du système.....	115
Conclusion	121
Chapitre 4: Quel système hybride PV/Diesel optimal pour Bilgo?	122
Introduction.....	123
1. Caractérisation de la localité de Bilgo.....	123
1.1. Généralités (situation géographique, relief, population, etc.).....	123
1.2. Ressource solaire et demande énergétique	125
1.3. Caractérisation de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo	128
1.4. Modélisation de la gestion du système avec intégration des charges différables....	129
2. Problèmes d'optimisation et méthodologie de résolution	132
2.1. Problèmes d'optimisation.....	132
2.2. Les paramètres économiques et techniques d'entrée.....	134
3. Résultats d'optimisation du système PV/Diesel pour Bilgo.....	136
3.1. Evaluation du système PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo	136
3.2. Résultats d'optimisation du système PV/Diesel.....	137
Conclusion	154
Conclusion générale & perspectives.....	157
Bibliographie	160
Liste des figures.....	171
Liste des tableaux	174
Nomenclature pour chapitre 2.....	175
Nomenclature	177
Abréviations	180
Annexes.....	182

Introduction générale

Bilgo, village situé à 45 km au nord-ouest de la ville de Ouagadougou (capitale du Burkina Faso, Afrique de l'Ouest), est peuplé de plus de 2 000 habitants majoritairement agriculteurs [1]. Ce village n'a pas d'accès à l'énergie électrique pénalisant ainsi les activités économiques et socio-culturelles de ses habitants.



Figure 1 : image satellitaire à 1 km d'altitude du village Bilgo.

Des villages comme Bilgo, on en compte par milliers à travers l'Afrique subsaharienne. En effet, on compte environ 3,4 milliards de personnes dans le monde (soit 46% de la population mondiale) vivant en milieu rural. 90% de ceux-ci viennent de l'Afrique et de l'Asie du Sud [2]. Le dernier rapport de l'Agence Internationale de l'Energie indique que 99% des personnes n'ayant pas accès à l'électricité en Afrique vivent en Afrique subsaharienne où les taux d'électrification rural et d'urbanisation moyens sont respectivement de 16% et 30% [2-3]. L'importance de l'accès à l'énergie, non seulement pour la croissance et le développement, mais aussi pour assurer des conditions minimales d'existence en milieu rural, a été de plus en plus reconnue dans les dernières décennies. L'accès à l'énergie constitue aujourd'hui une condition nécessaire et incontournable pour le développement

En plus de ce faible accès aux services énergétiques, les localités rurales d'Afrique subsaharienne sont caractérisées par un faible niveau de revenu (généralement inférieur à 1,5 \$/jour), une vulnérabilité accrue aux changements climatiques, des villages généralement éloignés des grands centres urbains, et une population relativement dispersée [4]. L'on remarque aussi que l'accès aux subventions y est de plus en plus rare tandis que le système bancaire dans cette région ne favorise pas l'octroi des crédits à l'investissement [5-6]. Par conséquent les localités rurales d'Afrique subsaharienne peinent à trouver des solutions autant techniques que financières capables de juguler rapidement ce faible accès à l'énergie. Cela amène souvent à se poser la question: *quel système énergétique durable pour assurer la fourniture en électricité des populations rurales et démunies ?*

Dans cette thèse, il sera abordé la question de fourniture d'énergie durable aux populations rurales sous l'angle d'optimisation des systèmes de production d'énergie pour espérer réduire leurs coûts d'investissements, de fonctionnement et de maintenance.

A l'échelle mondiale, on observe, ces dernières décennies un développement à petites échelles des systèmes solaires, éoliens, micro-hydrauliques, géothermiques, etc. favorables à l'électrification rurale. De plus, les progrès réalisés dans le domaine de l'électrification rurale laissent de nos jours le choix à de multiples systèmes de production d'électricité décentralisés en intégrant différentes sources d'énergie renouvelable ou non renouvelable.

Suivant la littérature, les systèmes hybrides PV/Diesel (mix de générateurs Diesel et de modules photovoltaïques) semblent être appropriés aux zones rurales en Afrique subsaharienne (autant pour toute autre région éloignée/isolée ayant une irradiation solaire élevée) [7-9]. Mais, comme le mentionnent plusieurs auteurs, les systèmes hybrides PV/Diesel pourraient être plus fiables et plus rentables que les systèmes photovoltaïques autonomes ou les systèmes à générateurs Diesel seuls, si et seulement s'ils sont bien conçus et bien gérés pendant leur fonctionnement [10-11]. Pour surmonter ces difficultés, il est nécessaire d'avoir des connaissances approfondies non seulement des composants du système, mais aussi du mode de fonctionnement de chacun d'eux et du système dans sa globalité

Le concept « Flexy Energy » initié depuis 2009, par Azoumah *et al.* [12-13] va dans le même sens. En effet le concept « Flexy Energy » se définit comme étant une approche originale de production d'énergie durable sous formes électrique, thermique et/ou mécanique en optimisant non seulement la combinaison de plusieurs sources d'énergie d'origines différentes, disponibles dans un milieu donné, mais aussi la gestion de la production et des charges à alimenter par le biais de systèmes intelligents.

Une application du concept « Flexy-Energy » porte sur les systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage. Un mini prototype expérimental de ce système PV/Diesel constitué d'un champ PV de 2,85 kWc, d'un onduleur de 3,3 kW et d'un générateur Diesel de 9,2 kW a été expérimenté par Yamegueu *et al.* [14–16]. Les résultats expérimentaux issus de ce prototype ont permis de définir une structure générale que pourraient avoir les systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage. En effet, la plupart des systèmes hybrides PV/Diesel comprennent généralement des batteries pour répondre aux charges transitoires et/ou pour tirer une puissance maximale des panneaux photovoltaïques [17-18]. Cependant l'utilisation des batteries entraîne des surcoûts pour le système (le coût d'achat, le coût de maintenance et surtout le coût des multiples remplacements pendant la durée de vie d'un système). De plus, les batteries ont besoin d'être recyclées après leur utilisation (en fin de vie), mais en milieu rural subsaharien, il n'existe quasiment pas d'infrastructures de recyclage des batteries. Donc, en fin de vie, ces batteries sont rejetées dans la nature. Pour finir, on peut remarquer que les batteries sont souvent très lourdes et encombrantes, avec des durées de vie relativement courtes (entre 3 à 5 ans maximum pour les batteries solaires plomb-acide qui sont les plus utilisées). Beaucoup de travaux ont donc porté sur des solutions sans batteries de stockage pour l'électrification rurale [8–12].

L'objectif de cette thèse est donc de développer des approches technico-économiques de conception des systèmes énergétiques, en s'appuyant sur le cas des systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage pour les zones décentralisées.

Dans la pratique courante, la méthode de conception la plus utilisée est la méthode quasi-statique. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique et économique qui pourraient rendre ces systèmes viables et attrayants économiquement. De plus, une connaissance statique d'un système ne permet pas une approche fiable du fonctionnement du système.

Contrairement aux méthodes quasi-statiques, les méthodes dynamiques tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des performances instantanées des différents composants du système (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système, qui rendent compte du transfert de flux énergétique entre eux. Telle

est la méthode de conception qui sera développée dans cette thèse pour atteindre l'objectif fixé.

Pour mieux mettre en exergue l'ensemble des travaux effectués, ce manuscrit a été subdivisé en quatre chapitres :

Le chapitre 1 ressort entre autres la situation énergétique actuelle dans le monde, avec un focus sur le cas de l'Afrique subsaharienne. Ensuite il y est présenté l'ensemble des technologies applicables à l'électrification rurale et péri-urbaine en Afrique subsaharienne. A chaque technologie est adjointe une technique de dimensionnement adaptée. En dernier point, ce chapitre expose les freins et les barrières actuelles à l'électrification rurale en Afrique subsaharienne

Le chapitre 2 présente dans un premier temps un récapitulatif des critères économiques permettant d'évaluer la rentabilité d'un système énergétique donné. Ensuite, des approches d'équivalences et d'implications entre ces différents critères sont démontrées. Une analyse portant sur l'influence de certains de ces critères sur la conception optimale d'un système hybride PV/Diesel pour l'électrification rurale y est également présentée.

Le chapitre 3 présente les travaux de modélisation et d'optimisation d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage. Il expose les modèles techniques et économiques développés pour la conception optimale d'un système PV/Diesel sans batteries de stockage. Dans cette première étape de modélisation, deux hypothèses simplificatrices permettent de s'affranchir du manque de données concernant les caractéristiques techniques des deux générateurs d'électricité. Pour le champ PV, l'effet de la température sur les performances des panneaux PV y est négligé. Pour les générateurs Diesel, la consommation spécifique est exprimée en litre/heure par une fonction linéaire du taux de charge. L'analyse des résultats optimaux obtenus est présentée en faisant un focus sur l'influence des critères économiques précédemment énoncés au chapitre 2.

Le chapitre 4 est consacré à une application concrète au village Bilgo (cité en début de cette introduction). Ce dernier chapitre expose une étude complète de conception d'un système PV/Diesel basée sur une approche de modélisation technique plus poussée du système intégrant des charges différables. Par rapport au modèle développé précédemment, deux modifications importantes ont été implantées : l'impact de la température ambiante sur les performances du champ PV, et l'expression de la consommation spécifique des générateurs Diesel en litre/kWh par une fonction quadratique du taux de charge. Ces deux changements ont été motivés par des retours d'expérience obtenus sur les centrales similaires.

Les résultats obtenus de l'optimisation sont d'abord comparés entre eux, puis comparés avec le système actuellement en cours de montage dans ledit village.

En somme, cette étude met en exergue la capacité de coupler les contraintes techniques de fonctionnement du système énergétique et les critères économiques de rentabilité de manière à limiter les freins économiques de vulgarisation des systèmes énergétiques dans les zones rurales pauvres. L'application aux systèmes hybrides PV/Diesel en mini-réseau laisse entrevoir des perspectives scientifiques pertinentes qui sont exposées à la conclusion de ce document.

L'électrification rurale : enjeux et technologies

Introduction.....	7
1. Les enjeux de l'électrification rurale en Afrique subsaharienne	7
1.1. Le déséquilibre entre la population et le taux d'électrification	7
1.2. Electricité : nécessaire pour un développement socio-économique durable	9
1.3. Un potentiel énergétique énorme en Afrique	10
2. Les technologies d'électrification rurale	11
2.1. Les systèmes conventionnels.....	12
2.1.1. Production d'électricité à partir de la biomasse	12
2.1.2. Les générateurs Diesel	13
2.2. Les systèmes renouvelables.....	17
2.2.1. La famille des systèmes photovoltaïques autonomes.....	17
2.2.2. Les petits systèmes éoliens.....	23
2.2.3. Les petits systèmes hydrauliques	25
2.2.4. Autres technologies d'énergie renouvelable	27
2.3. Les systèmes hybrides de production d'électricité	27
2.3.1. Définition	27
2.3.2. Les enjeux des systèmes hybrides	27
2.3.3. Typologies de configurations des systèmes hybrides	28
2.3.4. Outils de conception/Dimensionnement	34
3. Les freins/barrières à l'électrification rurale	36
Conclusion	40

Introduction

L'électrification rurale se définit comme tout processus par lequel l'électricité est fournie aux ménages situés dans les régions rurales isolées et/ou éloignées, via un réseau électrique ou des sources de production décentralisée d'énergies renouvelables et/ou non renouvelables [19–22]. Les zones rurales, particulièrement celles d'Afrique subsaharienne, sont principalement caractérisées par une faible densité de population, une population à faible revenu (moins de 1,5 \$/jour pour la plupart), un accès très limité aux services énergétiques, à l'éducation, et aux services de santé [21], [23–25]. Ce sont les zones les plus concernées par les huit Objectifs du Millénaire pour le Développement [26-27] définis par les Nations Unies.

L'objectif de ce premier chapitre est de présenter dans un premier temps, les enjeux actuels de l'électrification rurale, ensuite de faire un état de l'art des technologies utilisées pour électrifier les zones rurales et péri-urbaines, et enfin d'exposer les freins et les barrières qui entravent présentement le développement de l'électrification rurale.

1. Les enjeux de l'électrification rurale en Afrique subsaharienne

1.1. Déséquilibre entre population et taux d'électrification

Près de 3,4 milliards de personnes dans le monde vivent en milieu rural ; cela représente 46 % de la population mondiale [2]. L'Afrique et l'Asie constituent à elles seules 90% de cette population rurale mondiale [28]. En effet, tel que présenté sur la figure 1.1, les régions les plus urbanisées dans le monde sont l'Amérique du Nord (seulement 18% vivent dans les zones rurales en 2014), l'Amérique latine et les Caraïbes (20 %), et l'Europe (27 %). En revanche, l'Afrique et l'Asie restent essentiellement rurales, avec 60 % et 52% de leurs populations respectives vivant dans les zones rurales. En se focalisant sur le cas de l'Afrique particulièrement, le dernier rapport du PNUD¹ montre que plus de 85 % de la population rurale du continent se trouve en Afrique subsaharienne [23], [28].

¹ Programme des Nations Unies pour le Développement

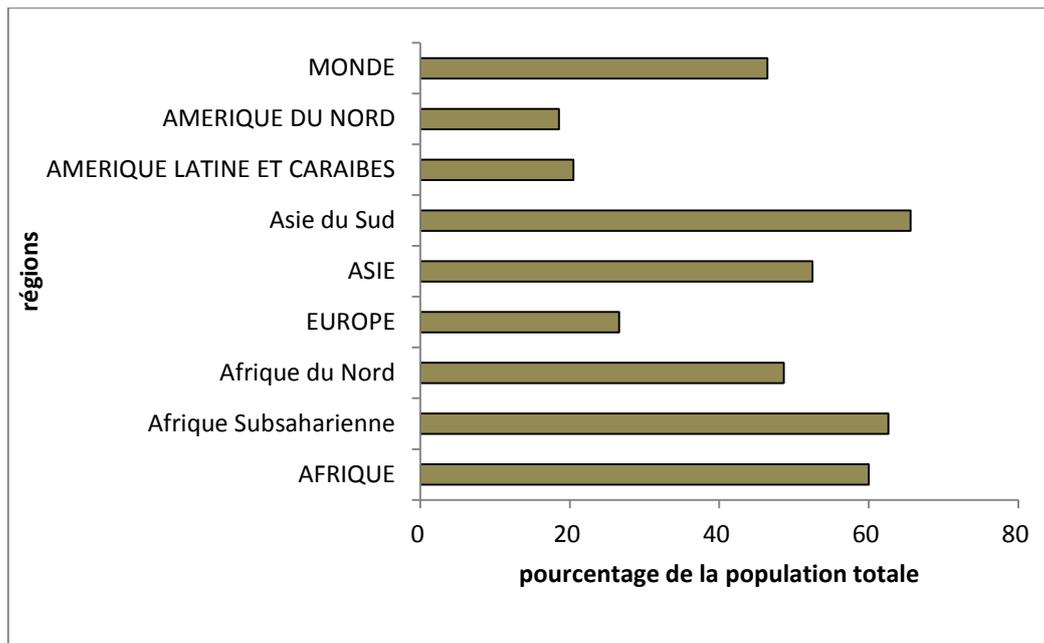


Figure 1. 1 : Pourcentage de population rurale, 2014 [2]

Par ailleurs, les agrégats régionaux d'accès à l'électricité montrent en 2015 (année fixée pour l'atteinte des Objectifs du Millénaire pour le Développement) qu'environ 1,3 milliard de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité dans le monde [3]. Toutes ces personnes sont concentrés à 99,84% dans les pays en développement notamment les pays Africains et d'Asie du Sud. Le taux moyen d'accès à l'électricité est cependant de 43% en Afrique contre 83% en Asie du Sud, ce qui montre que l'Afrique demeure le continent ayant le plus faible accès à l'énergie électrique. Le tableau 1.1 montre de plus que, sur le continent Africain, 99,83% de personnes n'ayant pas accès à l'électricité sont regroupés en Afrique subsaharienne. En zone rurale d'Afrique où sont concentrés plus de 60% de la population, on note une grosse fracture énergétique entre l'Afrique du Nord qui a un taux d'électrification rurale de 99% et l'Afrique subsaharienne qui un taux d'électrification rurale estimé à seulement 16%. De plus, il existe d'importantes disparités entre les différentes régions de cette partie de l'Afrique. On enregistre de faibles taux d'électrification rurale allant jusqu'à moins de 5% dans certains pays notamment la RDC, le Burkina Faso, le Mali et le Niger contre de forts taux dans les régions telles que le Cap-Vert (84%) ou le Ghana (52%) [3]. Il convient de mentionner que ce taux d'électrification rurale moyen en Afrique subsaharienne (16%) reste de loin le plus bas comparé aux autres régions du monde où les valeurs sont généralement supérieures à 67% (voir tableau 1.1).

Tableau 1. 1 : Agrégats régionaux d'accès à l'électricité, 2012 [3]

Régions	Population sans électricité	Taux d'électrification	Taux d'électrification urbain	Taux d'électrification rural
	millions	%	%	%
Pays en développement	1 283	76%	91%	64%
Afrique	622	43%	68%	26%
<i>Afrique du Nord</i>	<i>1</i>	<i>99%</i>	<i>100%</i>	<i>99%</i>
<i>Afrique subsaharienne</i>	621	32%	59%	16%
Asie du Sud	620	83%	95%	74%
<i>Chine</i>	<i>3</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>	<i>100%</i>
<i>Inde</i>	<i>304</i>	<i>75%</i>	<i>94%</i>	<i>67%</i>
Amérique latine	23	95%	99%	82%
Moyen-Orient	18	92%	98%	78%
Les pays de l'OCDE	1	100%	100%	100%
Monde	1 285	82%	94%	68%

1.2. Electricité : nécessaire pour un développement socio-économique durable

L'accès à l'électricité est nécessaire et primordial en milieu rural de par sa contribution significative à l'amélioration de la qualité de vie des populations et son impact sur le développement socio-économique local. En effet, en milieu rural, l'électricité permet d'augmenter potentiellement la productivité des activités à la fois agricoles et commerciales, facilite les tâches ménagères, fournit une source d'éclairage efficace et propre comparée aux systèmes traditionnels d'éclairage. L'accès à l'énergie électrique permet aussi l'amélioration de la fourniture des services sociaux tels que l'éducation et les soins de santé [29]. Les populations des zones rurales d'Afrique subsaharienne utilisent en majorité des sources d'énergie traditionnelles, telles que la biomasse-bois, le charbon de bois, et les résidus agricoles, pour répondre à leurs besoins quotidiens d'énergie (éclairage, cuisson et chauffage). Plus particulièrement, la biomasse-bois constitue jusqu'à 80% de la consommation totale d'énergie primaire en Afrique subsaharienne. Les émissions provenant de la combustion de ces énergies traditionnelles dégradent considérablement l'état de santé des populations et l'environnement [30–32].

1.3. Le potentiel énergétique en Afrique

L'Afrique est riche en ressources énergétiques. Elle dispose d'importantes ressources aussi bien fossiles que renouvelables non exploitées. L'intensité du rayonnement solaire varie entre 4 et 7 kWh/m²/jour dans la région d'Afrique subsaharienne. Ce rayonnement est en quantité potentiellement capable d'assurer aussi bien une production d'électricité suffisante pour les charges quotidiennes moyennes d'un ménage dans les zones urbaines et rurales en Afrique (intensité minimale requise : 2.324 Wh/m²/jour [4], [33-34]) que pour l'installation de grands systèmes solaires photovoltaïques [35-36]. La biomasse constitue la plus grande ressource énergétique renouvelable en Afrique subsaharienne dérivant des résidus agricoles, des grandes forêts ou des déchets ; un potentiel en bioélectricité estimé à 100 TWh à partir d'un procédé de gazéification de la biomasse solide [37-38]. A nos jours, l'hydroélectricité fournit plus de 32% de la production électrique de l'Afrique subsaharienne alors que 90% du potentiel hydroélectrique réalisable (soit 255 GW) reste encore inexploité [39]. La ressource éolienne, un peu moins disponible reste assez représentative dans les extrémités de l'Afrique de l'Est, l'Ouest et du Sud, et dans la zone Afrique du Nord; avec des vitesses annuelles moyennes supérieures à 6,9 m/s à 80 m d'altitude [40]. Le potentiel géothermique, estimé techniquement entre 7-9 GW, est très important dans le Rift-Valley notamment au Kenya (près de 500 MW installé à nos jours), en Ethiopie, Djibouti, Ouganda, Rwanda et Tanzanie [41]. Le potentiel à long terme pour l'énergie des océans est énorme ; en effet les estimations à travers le monde montrent que l'énergie des vagues seule peut générer entre 1 000 et 10 000 GW (sur la consommation totale d'électricité de monde) et l'énergie marémotrice peut générer environ 3 000 GW. Compte tenu des quelques 26 000 kilomètres de côtes du continent Africain, il y a un énorme potentiel pour développer un marché. Ceci est particulièrement vrai pour l'Afrique sub-saharienne où les vagues et les marées sont plus fortes.

Au-delà de tout ce potentiel en énergies renouvelables, il faut noter qu'en 2011 précisément, les réserves pétrolières de la région représentaient 10% des réserves pétrolières mondiales. De plus, au cours des cinq dernières années, près de 30% des découvertes mondiales de pétrole et de gaz ont été faites en Afrique subsaharienne. Un focus est aussi mis sur l'année 2012 pendant laquelle environ 14 milliards de barils ont été découverts en Afrique subsaharienne, soit environ 60% du total mondial [3]. Le charbon et l'uranium ne sont pas en reste ; un potentiel en charbon estimé à 120 millions de tonnes malgré la faible exploration et une réserve d'uranium représentant 18% des réserves mondiales [3].

Cet énorme potentiel, s'il est bien exploité, peut assurément aider à juguler la crise énergétique à laquelle fait face la plupart des pays Africains.

2. Les technologies d'électrification rurale

Il existe plusieurs technologies de production d'électricité adaptées aux zones rurales et périurbaines. Le choix d'une technologie spécifique pour l'électrification d'un milieu rural quelconque dépend naturellement des caractéristiques dudit lieu (position géographique, relief, climat, ressources énergétiques disponibles, politique énergétique du milieu, disposition de la population, etc.), des besoins en énergie (type et profil de charges), et des bénéficiaires. Ces derniers peuvent être soit un ensemble de régions, de communautés, d'entreprises, de fermes ou de ménages. A tout cela s'ajoutent les aspects économiques et financiers, la disponibilité et la maturité de la technologie. Le champ des technologies est assez grand et varie selon la technique de génération d'électricité, les coûts associés et la qualité du service qu'elle offre [22].

Cette section fait un état de l'art succinct de l'ensemble des technologies actuelles de production d'électricité pour les zones rurales et péri-urbaines en soulignant les caractéristiques et la méthode générale de dimensionnement de chacune d'elles.

L'électrification rurale se fait généralement suivant trois approches de base : soit par une extension du réseau électrique national ou régional, soit par une électrification à partir des systèmes domestiques/résidentiels (de puissance inférieure à 10 kW), soit par des mini-réseaux électriques (de puissance supérieure à 10 kW) [42].

L'extension du réseau national/régional est généralement la première option d'électrification rurale. Malheureusement, cette approche technologique est très peu faisable dans les régions rurales en Afrique subsaharienne. En effet, la taille de la demande (les zones rurales sont vastes et ont une demande en énergie relativement faible), l'éloignement des sites ruraux par rapport au réseau électrique et le relief difficile (montagnes, forêts) dans certaines régions rendent le coût de l'extension du réseau électrique très élevé pour les Etats d'Afrique subsaharienne [43-44]. Selon la Banque Mondiale, le prix de l'extension du réseau électrique de distribution varie de 7 k€/ km dans les pays assez denses comme le Kenya et le Sénégal à 15 k€/ km dans des pays comme le Mali [45]. Ce coût peut parfois dépasser 44 k€/km pour une ligne électrique de tension 33 kV voire atteindre 100 k€/km pour une ligne électrique de tension 132 kV [46-47].

Les systèmes domestiques et les mini-réseaux constituent les systèmes décentralisés ou systèmes isolés. Les mini-réseaux sont une alternative viable à l'extension du réseau national ou régional. Ils permettent de fournir de l'électricité au niveau local, en utilisant les réseaux de distribution à l'échelle d'une communauté locale. Ils ont aussi l'avantage de pouvoir alimenter à la fois les appareils domestiques et les petites entreprises locales. Les systèmes domestiques ou résidentiels quant à eux permettent de produire l'électricité au plus près des ménages.

Pour réaliser les approches d'électrification ci-dessus explicitées, les technologies de production d'électricité développées à nos jours impliquent les systèmes conventionnels (générateurs Diesel, les batteries, GPL; kérosène...), les systèmes renouvelables (systèmes photovoltaïques, éoliens, hydroélectriques, biomasse...) et les systèmes hybrides. Dans les sous-sections suivantes, les technologies de production d'électricité décentralisée exploitées dans les zones rurales et périurbaines sont décrites.

2.1. Les systèmes conventionnels

Les générateurs Diesel et les technologies utilisant la biomasse sont des moyens conventionnels fréquents de production d'énergie électrique décentralisée

2.1.1. Production d'électricité à partir de la biomasse

Les technologies de production d'électricité à partir de la biomasse consistent à générer de l'électricité à partir d'un procédé biologique ou thermochimique (combustion, gazéification/pyrolyse, fermentation...) de la biomasse grâce aux cycles de Rankine ou cycle combiné (gaz –vapeur). Le combustible peut être de la biomasse brute, un dérivé de la pyrolyse (huile, charbon ou gaz), de l'huile végétale ou du méthane produit à partir des déchets organiques [37]. La figure 1.2 présente l'architecture générale de production d'électricité à partir de la biomasse.

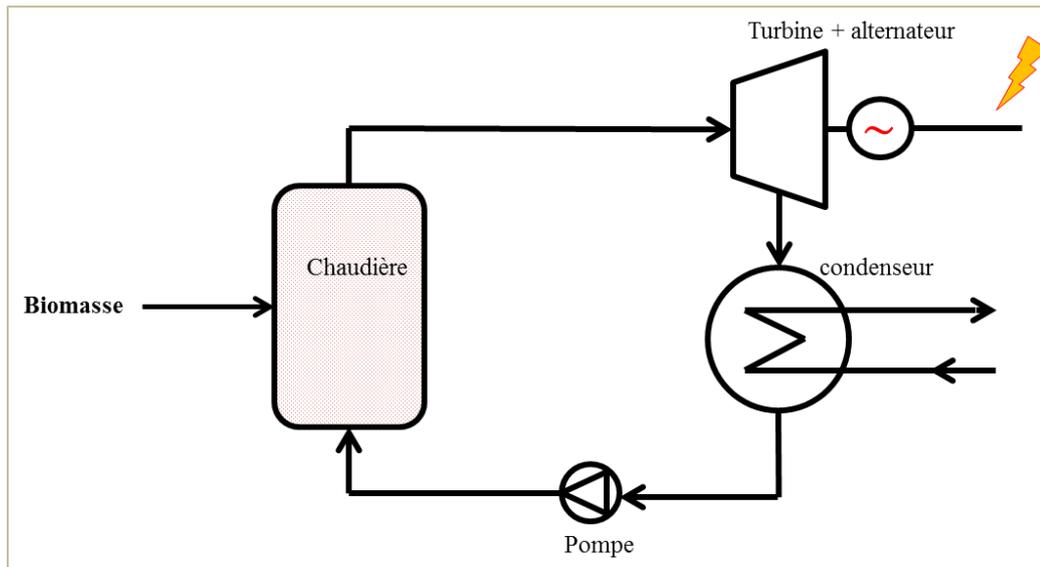


Figure 1. 2 : Cycle à vapeur

2.1.2. Les générateurs Diesel

✓ Généralités

Un groupe électrogène est une machine permettant de transformer en électricité un combustible primaire comme le fioul, le gaz, le biodiesel, les huiles végétales, etc. [48]. Il est constitué de deux composants principaux :

- Un moteur thermique transformant l'énergie primaire en énergie mécanique ;
- Un alternateur transformant l'énergie mécanique développée par le moteur thermique en énergie électrique.

La puissance d'un groupe électrogène équipé d'un moteur Diesel (générateur Diesel) va de moins de 1 kW à plusieurs MW et la vitesse de rotation est également variable suivant la puissance et l'application tel que décrit dans le tableau 1.2 suivant :

Tableau 1. 2 : Classification des puissances des groupes électrogènes

Vitesse de rotation N	Puissance P	Applications
3 000 tr/min	Faible	Secours
900 < N < 1 800 tr/min	Moyenne < 5000 kW	Production et secours
350 < N < 900 tr/min	P < 20 MW	Production et secours
N < 350 tr/min	Forte	Production

La puissance d'un groupe électrogène est définie comme la puissance disponible aux bornes de l'alternateur, déduction faite de la puissance électrique absorbée par les auxiliaires essentiels. Elle s'exprime en kW ou en kVA, à la fréquence de définition et sous un facteur de puissance de 0,8. Les puissances du groupe électrogène doivent être définies en accord avec les plans et les programmes d'entretien spécifiés par le constructeur du moteur, de l'alternateur et de l'appareillage de coupure et de commande. À toutes les puissances garanties, il faut considérer une puissance additionnelle nécessaire aux besoins de la régulation (applications brusques d'une charge). Cette puissance additionnelle, qui est en général égale à 10 % de la puissance assignée au groupe, ne doit pas être utilisée pour l'alimentation permanente de la charge. Suivant la norme **ISO 8528**, trois types de puissance sont ainsi définis :

- la *puissance continue* correspond à la puissance que le groupe est capable de fournir en service continu sous charge constante pendant un nombre illimité d'heures par an, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies ;
- la *puissance principale* ou puissance apparente correspond à la puissance maximale disponible, sous charge variable, pendant un nombre illimité d'heures par an, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. La puissance moyenne admissible sur une période de 24 heures, ne doit pas être supérieure à une fraction (généralement 70%) de la puissance principale. Cette puissance moyenne admissible P_a , qui est définie par le constructeur du moteur Diesel, est calculée par l'expression suivante :

$$P_a = \frac{\sum_{24} P_i \cdot t_i}{\sum_{24} t_i} \quad (1.1)$$

avec P_i la puissance appelée pendant le temps t_i , $i = 1 : 24$

- la *puissance de secours ou puissance pour utilisation limitée* correspond à la puissance maximale que peut fournir le groupe avec une durée annuelle limitée à 500 h et une marche continue maximale de 300 h, en respectant les arrêts normaux pour maintenance et dans les conditions ambiantes définies. Cependant, le fonctionnement dans ces conditions peut affecter la durée de vie du groupe.

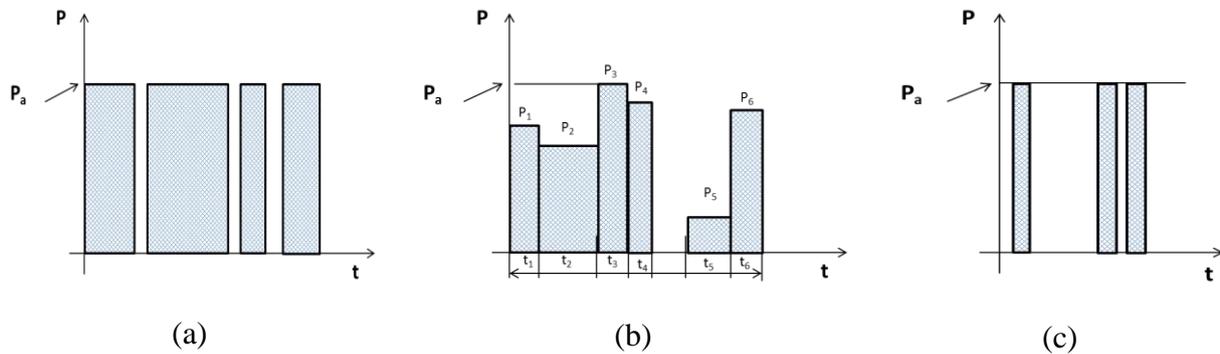


Figure 1. 3 : (a) Puissance continue, (b) puissance principale, (c) puissance de secours

✓ *Déclassement de puissance*

Le déclassement désigne la variation de la puissance d'un générateur Diesel par rapport à sa puissance d'origine donnée dans les conditions de références. La norme **ISO 3046** précise les conditions de référence suivantes :

- Pression barométrique globale : 100 kPa ;
- Température de l'air : 25 °C;
- Température de l'eau à basse température : 25 °C.

La puissance développée par un moteur Diesel est fonction de la masse de combustible et donc de la masse d'air emmagasinée par le cylindre. Cette masse d'air est une fonction de :

- la température et l'humidité relative de l'air aspiré ;
- la pression atmosphérique ;
- la température d'eau du circuit à basse température assurant le refroidissement de l'air de suralimentation.

La puissance d'un moteur Diesel est donc donnée en fonction de ces paramètres dont la variation peut entraîner un déclassement de puissance.

✓ *Couplage des groupes électrogènes*

Un groupe électrogène peut être utilisée de manière individuelle, ou être couplé à un réseau électrique existant, ou à un autre groupe électrogène. Dans ces deux derniers cas, les conditions de couplage suivantes doivent être respectées [49] :

- Egalité des tensions ;
- Egalité des fréquences ;
- Concordance des phases.

Pour l'alimentation d'un système quelconque, l'ordre de fermeture de l'organe de puissance ne sera autorisé que si toutes ces trois conditions sont remplies. Le temps de fermeture maximal de l'organe de coupure doit être inférieur à 100 ms. Le couplage de générateurs Diesel peut se faire manuellement ou automatiquement. Le couplage automatique est le plus fréquent. Un système de couplage automatique nécessite la mise en œuvre des composants suivants :

- Un synchroniseur qui amène les tensions au synchronisme par action sur la consigne de vitesse du régulateur ;
- Un égaliseur de tension qui assure l'ajustement de la tension de l'alternateur à celle de la source de référence; cette fonction est très souvent intégrée au régulateur de tension et est couramment appelée fonction $U = U$;
- Un coupleur qui effectue le contrôle de l'ensemble des conditions de couplage et qui délivre l'ordre de fermeture de l'organe de coupure du groupe électrogène.

Lorsque plusieurs groupes fonctionnent en parallèle, la répartition des puissances doit être équilibrée [49].

✓ *Émissions polluantes dans les gaz d'échappement*

Les générateurs Diesel sont responsables de plusieurs émissions d'effluents. Dans les gaz d'échappement d'un générateur Diesel, les gaz les plus fréquents sont :

- les oxydes d'azote (NO_x) dont la teneur est exprimée en NO_2 ;
- le monoxyde de carbone exprimé en CO ;
- le dioxyde de soufre exprimé en SO_2 ;
- les imbrûlés exprimés en CH_4 ;
- les poussières.

✓ *Maintenance d'un groupe électrogène*

Les gammes de maintenance applicables à un groupe électrogène exigent une bonne connaissance du matériel et des prescriptions du constructeur mais doivent également tenir compte de la configuration du site et du mode d'exploitation. La **norme NFX 60010** de décembre 1994 prévoit trois niveaux d'intervenants pour assurer la maintenance.

- 1^{er} niveau ou niveau d'intervention qui a en charge :
 - la conduite et le contrôle visuel ;

- le relevé des paramètres ;
- les tâches d'entretien courant ;
- 2^{ème} niveau ou niveau de maintenance qui a en charge :
 - le contrôle des performances ;
 - le réglage de certains paramètres ;
 - le remplacement par échange standard de certaines pièces.

Ce niveau d'intervention nécessite une formation spécifique des intervenants auprès des constructeurs des matériels concernés et l'acquisition des outillages adaptés qui sont définis par les constructeurs.

- 3^{ème} niveau correspondant à un domaine d'exécution lié à des contraintes ou des responsabilités du constructeur
 - le réglage général du groupe ;
 - le réalignement ;
 - le remplacement d'ensembles ou de sous-ensembles nécessitant des techniciens qualifiés et spécialisés.

Les générateurs Diesel sont généralement faciles à installer. De plus, leur modularité et leurs coûts d'investissement font d'eux le moyen idéal de production d'électricité pour des zones sous-équipées et pour lesquelles l'énergie électrique constitue un facteur de développement incontournable ou pour des régions dont la faiblesse des besoins ne justifie pas la mise en œuvre de moyens plus lourds (réseaux insulaires par exemple). Un générateur de 100 kW coûte par exemple 16 k€ et celui de 160 kW coûte 28 k€ au Nigéria [50]. De manière générale, le coût d'investissement des générateurs Diesel varie de 150 €/kW à 800 €/kW suivant les régions [51]. De plus, le développement de la cogénération pour la production de l'énergie électrique et thermique permet d'atteindre de nos jours des rendements énergétiques globaux compris entre 80 et 85% [48].

2.2. Les systèmes à base d'énergie renouvelables

2.2.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes

En général, un système photovoltaïque autonome peut être défini comme un système hors réseau connecté à divers appareils pour fournir de l'électricité à un utilisateur indépendant et dont les composants classiques sont : le module photovoltaïque, le régulateur de charge, la batterie de stockage, les onduleurs et les charges (appareils). En tenant compte

de la chute des coûts des modules PV sur le marché, le coût d'investissement d'un système photovoltaïque autonome varierait aujourd'hui entre 1,5 €/Wc et 3,5 €/Wc [50]. Les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être regroupés en fonction de la puissance du système. On distingue donc les pico systèmes PV, les systèmes PV classiques et les systèmes résidentiels [42].

✓ *Classifications des systèmes photovoltaïques*

- **Les pico-systèmes photovoltaïques**

Les pico-systèmes photovoltaïques (Pico-PV) sont de très petits systèmes solaires domestiques avec une puissance de sortie typique variant de 1 à 10 W. Ils sont principalement utilisés pour l'éclairage en remplacement de lampes à pétrole ou des bougies. Les pico-PV sont alimentés par un petit panneau photovoltaïque, avec une batterie qui est très souvent intégrée dans la lampe ou connectée séparément.

- **Les systèmes photovoltaïques classiques**

Les systèmes photovoltaïques classiques (systèmes PV autonomes) permettent de produire de l'électricité pour un ménage entier. Avec des puissances comprises entre 250 W et 1.000 W, ils sont généralement composés de plusieurs éléments indépendants : modules, régulateur de charge, batterie et charges. La gestion globale de l'énergie est effectuée par le régulateur de charge en tant que composant central du système. Ces systèmes offrent la possibilité d'intégrer des charges DC ou des charges AC à travers des onduleurs.

- **Les systèmes photovoltaïques résidentiels**

Les systèmes solaires résidentiels fournissent de l'électricité aux communautés résidentielles ou aux grandes installations commerciales, y compris les hôtels, les hôpitaux, les écoles, les usines etc. Ils comprennent typiquement un ou plusieurs onduleurs pour permettre l'utilisation de charges AC. La puissance de ces systèmes varie généralement de 500 W à plusieurs dizaines de kW à la sortie. Il est important de noter que ces systèmes sont très utilisés de nos jours en Afrique subsaharienne. De nombreux systèmes sont de plus en plus hybridés² avec des générateurs Diesel et/ou plusieurs autres sources d'énergie renouvelables.

² L'hybridation constitue une technologie à part, voir section 2.3.

Le dimensionnement, la gestion et la maintenance de ces composants sont les facteurs clés pour un fonctionnement réussi et durable des systèmes PV autonomes.

✓ **Méthodologie de dimensionnement des systèmes PV autonomes**

L'objectif de ce paragraphe est de décrire la méthodologie de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. L'énergie produite par un champ photovoltaïque est estimée à partir de l'ensoleillement global sur le plan incliné $I_g(t)$ en W/m^2 , de la température ambiante et des caractéristiques du module photovoltaïque fourni par le fabricant dans les conditions standards suivantes (irradiation $I_0 = 1 \text{ kW/m}^2$, température de la cellule (à la jonction p-n) : 25°C , masse d'air $AM = 1,5$). Il existe plusieurs technologies de modules photovoltaïques (amorphes, monocristallin, poly-cristallin, etc.). Chacune de ces technologies est disponible sur le marché sous plusieurs gammes de modules.

Supposons un module m ayant un rendement η_{PV} , une puissance crête $\dot{w}_{PV,m}$ et une surface $A_{PV,m}$. Sachant que le rendement (dans les conditions standards) d'un module est donné par la relation $\eta_{PV} = \dot{w}_{PV,m} / I_0 \cdot A_{PV,m}$, le calcul de puissance crête d'un champ photovoltaïque s'exprime comme suit :

• **Calcul de la taille du champ photovoltaïque**

On distingue généralement deux approches de dimensionnement de la taille du champ PV. Une méthode basée sur la puissance de module, et une autre basée sur la surface du module. Rappelons que les deux méthodes sont équivalentes.

○ *Approche par puissance du module*

La puissance électrique produite par un système PV autonome à un instant t quelconque peut être définie en fonction de la puissance totale du champ par [52] :

$$\dot{W}_{inv}(t) = F_{PV} \dot{w}_{peak} I_G(t) (1 - f_b (1 + \eta_{batt})) \quad (1.2)$$

Avec

$\dot{W}_{inv}(t)$: Puissance instantanée produite, en kW

f_b : représente la fraction d'énergie stockée dans les batteries,

η_{batt} : Rendement batteries

\dot{w}_{peak} : Puissance crête du champ photovoltaïque en kWc

$I_G(t)$: Ensoleillement ramené à l'ensoleillement standard ; c'est-à-dire $I_G(t) = \frac{I_g(t)}{I_0}$

Avec $I_g(t)$ en W/m^2 et $I_0 = 1 \text{ kW}/m^2$

F_{PV} : Facteur de pertes des modules PV ; généralement, on a $0,6 \leq F_{PV} \leq 0,9$

Le facteur de pertes (en anglais Performance Ratio) est un facteur qui permet de prendre toutes les pertes du système : les pertes dues à la poussière, à l'échauffement des cellules photovoltaïques et au câblage (pertes par effet joule), aux incertitudes météorologiques, à l'inclinaison non corrigé des modules suivant le point de fonctionnement des modules (les imperfections du point de fonctionnement maximal-MPPT), et dans certains cas au rendement des onduleurs, des régulateurs et des batteries.

Sur une période P quelconque (généralement 1 an, ou une saison), la puissance crête minimale \dot{w}_{peak} du champ photovoltaïque nécessaire pour satisfaire entièrement la charge sur la période P est exprimée par la relation suivante :

$$\dot{w}_{peak} = \max_P \left[\frac{\sum_{t=1}^{24} \dot{W}_u(t)}{F_{PV} \sum_{t=1}^{24} I_G(t)} \right] \quad (1.3)$$

Avec

$\dot{W}_u(t)$: Charge électrique à l'instant t

La période P est généralement égale à une année.

Le nombre total de modules photovoltaïques N_{PV} est donc déterminé par :

$$N_{PV} = ENT \left[\frac{\dot{w}_{peak}}{\dot{w}_{PV,m}} \right] + 1 = \left\lceil \frac{\dot{w}_{peak}}{\dot{w}_{PV,m}} \right\rceil \quad (1.4)$$

avec $\dot{w}_{PV,m}$ la puissance crête d'un module PV, de surface $S_{PV,m}$

et où $\lceil \cdot \rceil$ représente la fonction partie entière majorée (ceil function). Cette fonction est utilisée pour arrondir N_{inv} à l'entier naturel le plus proche supérieur ou égal à la valeur obtenue. Cette fonction est utilisée dans ce document en lieu et place de la fonction 'partie entière' ENT(.).

○ Méthodes de surfaces

Sur une approche « surface du module », L'énergie électrique produite par un système PV autonome à un instant t quelconque est définie par [52] :

$$\dot{W}_{inv}(t) = F_{PV} \eta_{PV} \cdot A_{peak} I_G(t) (1 - f_b (1 + \eta_{batt})) \quad (1.5)$$

avec

A_{peak} : La surface totale du champ photovoltaïque en m².

Rappelons que la technologie photovoltaïque est toujours en pleine croissance. Le rendement des modules commercialisés à nos jours varie aujourd'hui entre 6% et 18% suivant le type de module [53].

La surface totale minimale du champ photovoltaïque nécessaire pour satisfaire entièrement la charge est exprimée par :

$$A_{peak} = \max_P \left[\frac{\sum_{t=1}^{24} \dot{W}_u(t)}{\eta_{PV} \cdot F_{PV} \cdot \sum_{t=1}^{24} I_G(t)} \right] \quad (1.6)$$

Et dans ce cas, le nombre total de modules photovoltaïques N_{PV} qui constituent le champ PV est déterminé par :

$$N_{PV} = ENT \left[\frac{A_{peak}}{A_{PV,m}} \right] + I = \left\lceil \frac{A_{peak}}{A_{PV,m}} \right\rceil \quad (1.7)$$

- **Calcul de la taille du parc de batteries**

Il existe plusieurs technologies d'accumulateurs chimiques (Plomb-acide, Nickel-Cadmium, Lithium-Ion, ou encore Lithium-Polymère, etc.). En milieu rural, la technologie ayant jusqu'ici le meilleur compromis coût/rendement est la technologie plomb-acide [54].

La capacité du parc de batteries de stockage (accumulateurs) dans un système PV autonome dépend de la charge journalière maximale, du nombre de jours d'autonomie, de la décharge maximale et de la température ambiante. Elle se calcule par l'expression :

$$C_{batt} = \frac{F_T \cdot N_j \cdot \sum_{t=1}^{24} \dot{W}_u(t)}{\eta_{batt} V_{batt} DOD} \quad (1.8)$$

Où

C_{batt} : Capacité totale des batteries (en Ah.)

V_{batt} : Tension de sortie du parc de batteries (Volt)

η_{batt} : Rendement de batteries.

DOD : Représente la décharge profonde admissible de la batterie (Depth of Discharge)

N_j : Nombre de jours d'autonomie

F_T : Facteur de température, $F_T \approx 1$ à 26°C

Le nombre de batteries en parallèle est déterminé par :

$$N_{batt,P} = ENT \left[\frac{C_{batt}}{C_{batt,u}} \right] = \left\lfloor \frac{C_{batt}}{C_{batt,u}} \right\rfloor \quad (1.9)$$

avec $C_{batt,u}$; la capacité d'une batterie

et où $\lfloor \cdot \rfloor$ représente la fonction "floor". Cette fonction est utilisée pour arrondir $N_{r,j}$ à l'entier naturel le plus proche inférieur ou égal au rapport obtenu. Cette fonction est utilisée dans ce document pour exprimer tout arrondi à l'entier inférieur.

Le nombre de batteries en série est le rapport entre la tension de sortie du parc de batteries et la tension d'une batterie.

$$N_{batt,S} = ENT \left[\frac{V_{batt}}{V_{batt,u}} \right] = \left\lfloor \frac{V_{batt}}{V_{batt,u}} \right\rfloor \quad (1.10)$$

avec $V_{batt,u}$; la tension d'une batterie

• Calcul de la taille des onduleurs

La taille et le nombre d'onduleurs doivent respecter les critères de compatibilité en tension, en courant et en puissance. Un onduleur est caractérisé par sa tension maximale admissible V_{\max} et un courant maximal I_{\max} . La tension et le courant de sortie du champ photovoltaïque doivent donc correspondre à ceux de l'onduleur. Pour un système autonome, la puissance totale des onduleurs doit être supérieure à la somme des puissances maximale des charges à alimenter. Alors que pour un système photovoltaïque connecté réseau, la méthode classique de dimensionnement des onduleurs est de déterminer leur puissance en fonction de la puissance du champ photovoltaïque ; la puissance totale des onduleurs \dot{w}_{inv} est prise égale à la puissance totale du champ photovoltaïque par mesure de simplicité. Cependant, plusieurs études ont prouvé qu'il est parfois optimal pour un système photovoltaïque, de sous-dimensionner ou de sur-dimensionner la taille des onduleurs suivant les cas sans entraver la fiabilité du système [55–57]. De ces études référencées, il ressort que :

$$70\% \cdot \dot{w}_{peak} \leq \dot{w}_{inv} \leq 110\% \cdot \dot{w}_{peak} \quad (1.11)$$

✓ *Maintenance des systèmes photovoltaïques*

La maintenance des systèmes photovoltaïques doit inclure notamment :

- Le nettoyage des panneaux PV et des composants : le dépôt des poussières sur les panneaux affecte considérablement le rendement. Les pertes de puissance dues aux poussières peuvent aller jusqu'à 80% [58-59]
- La vérification périodique des supports et les performances du système.
- Un contrôle régulier des batteries pour éviter la corrosion ou les fuites et si nécessaire l'ajout d'électrolyte.

En somme, les systèmes photovoltaïques demandent peu de maintenance, mais celle-ci reste très importante pour assurer la durabilité du système.

2.2.2. Les petits systèmes éoliens

Un système éolien (ou éolienne) est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie mécanique est le plus souvent transformée en énergie électrique ou utilisée directement pour le pompage ou le moulinage à grains. Il existe deux types d'éoliennes modernes: le système à axe horizontal et à axe vertical. Les plus courants sont celles à axe horizontal (à hélice). Les éoliennes produisant de l'électricité sont appelées aérogénérateurs. Les aérogénérateurs sont les machines qui transforment la puissance cinétique du vent en électricité. Il existe plusieurs technologies d'aérogénérateurs à axes vertical (les turbines Darrieus ou Savonius) et horizontal (à rotation lente ou rapide)

Les petites éoliennes représentent les systèmes dont la gamme de puissances est inférieure à 50 kW (avec des pâles de moins de 15 m de diamètre). En milieu rural, la plupart des petits systèmes éoliens ont toutefois un diamètre des pâles (rotor) d'environ 7 m ou moins et une puissance comprise entre 1 kW et 10 kW [42].

La puissance cinétique du vent P_c (W), de vitesse V_{vent} qui traverse une surface S perpendiculaire à sa direction est donnée par la relation [60-61] :

$$P_c = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_{vent}^3 \quad (1.12)$$

Avec

P_c : Puissance cinétique du vent, (W)

S : La surface générée par les pâles perpendiculairement à la direction du vent (m^2)

ρ : Masse volumique de l'air ($1,225 \text{ kg/m}^3$ dans les conditions standard 20°C , au niveau de la mer).

Le vent est caractérisé par sa vitesse mesurée en m/s et sa direction, mesurée en degrés par rapport au Nord géographique

La puissance théorique maximale qu'une machine éolienne peut extraire du vent est donnée par la relation de Betz :

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_c \quad (1.13)$$

Il existe pour chaque éolienne, une courbe de puissance qui la caractérise. Elle représente la distribution de puissance instantanée pour chaque vitesse de vent mesurée à la hauteur de moyeu (partie centrale des pâles). Les éoliennes sont optimisées pour délivrer le maximum de puissance pour des vents de 15 m/s. Une régulation électronique ou à un décrochage aérodynamique permet de ne pas dépasser la puissance maximale supportable en la maintenant constante dans une plage de vent comprise entre 15 et 25 m/s

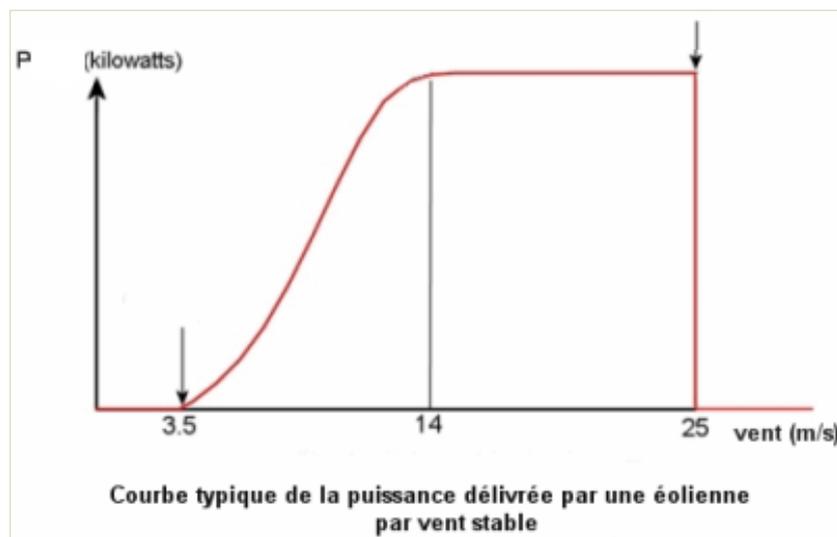


Figure 1. 4 : Courbe typique de la puissance délivrée par une éolienne par vent stable

En pratique, la puissance électrique en kW est donnée par

$$P_e = 0.37.S.V_{vent}^3 \quad (1.14)$$

En zone isolée, un parc de batteries nécessaire est calculé à partir de la même expression donnée en équation (1.8) pour les systèmes photovoltaïques autonomes (voir §2.2.2).

Les technologies éoliennes et en particulier les petites éoliennes offrent d'excellentes solutions pour l'électrification rurale. L'adoption de cette solution en milieu rural dépend à la fois de la ressource éolienne disponible, des charges à alimenter et des coûts d'investissement du système. La figure 1.4 présente la configuration d'un système éolien autonome ayant une génératrice à courant continu. Dans le cas d'une éolienne ayant une génératrice à courant alternatif, il est nécessaire d'intégrer un redresseur entre la sortie de la génératrice et le contrôleur de charge.

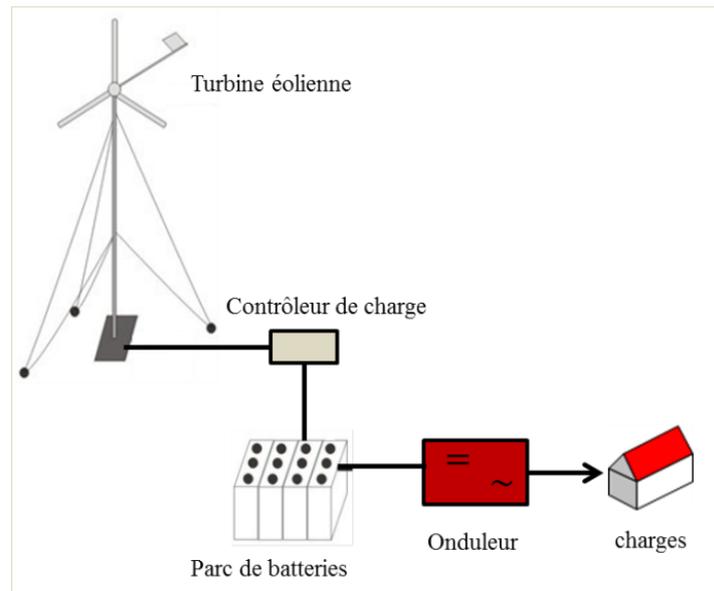


Figure 1. 5 : système éolien autonome

2.2.3. Les petits systèmes hydro-électriques

A ce jour, il n'y a toujours pas de définition internationalement acquise de «petite» hydro-électricité; la limite supérieure varie entre 2,5 et 25 MW. Un maximum de 10 MW est la valeur la plus largement acceptée dans le monde entier, bien que la définition en Chine s'élève officiellement à 25 MW et celle de la France à 12 MW [62-63].

De manière générale, les petites centrales hydro-électriques se divisent en différentes catégories :

- les pico-centrales de 10 à 100 kW ;
- les microcentrales de 100 kW à 1 MW ;
- les mini-centrales de 1 MW à 10 ou 15 MW.

L'étude de faisabilité d'un projet hydroélectrique quelconque consiste à évaluer trois types de puissance : la puissance brute, la puissance nette et la puissance électrique [62-64]

- **la puissance brute** (W) est la puissance maximale théorique récupérable d'une chute d'eau. Elle s'exprime par :

$$P_b = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_t \quad (1.15)$$

avec

ρ : La masse volumique de l'eau (kg/m^3)

Q : Le débit (m^3/s),

g : L'accélération de la pesanteur (m/s^2)

H_t : La hauteur totale de chute (m).

- En réalité, des pertes de charge existent dans les conduites forcées ou dans les canaux de dérivation de l'installation hydroélectrique. De plus, la hauteur de restitution peut être réduite en fonction du type de turbine utilisé (cas des turbines Pelton ou Banki). Dans ce cas, on parle de **puissance nette**

$$P_n = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \quad (1.16)$$

avec

H_n : La hauteur utile de chute diminuée des pertes de charge exprimées en mètres.

- **La puissance électrique** récupérable doit tenir compte du rendement de la turbine et du générateur. Une formule approchée donne, pour un rendement estimé à 75 % pour les petites centrales hydroélectriques (pertes de charge ; rendement de la turbine et rendement du générateur). Elle s'exprime par [64] :

$$P_e = k \cdot Q \cdot H \quad (1.17)$$

avec

H : La hauteur brute (m).

P_e : La puissance électrique exprimée en kW,

k : Coefficient dépendant du rendement global de l'installation, tenant compte des pertes de charge le long du circuit hydraulique et des rendements de chaque machine, turbine, multiplicateur, alternateur, transformateur, auxiliaires. Pour les machines importantes et en première approximation, on peut prendre $k = 8$, ou entre 6 et 8 pour les machines plus faibles.

2.2.4. Autres technologies d'énergie renouvelable

On note plusieurs autres technologies, notamment les piles à hydrogène et l'énergie des océans adéquates pour l'électrification des villages côtiers [65]. Pour le moment, aucun dispositif d'énergie des océans n'est déployé en Afrique subsaharienne, cependant les projets de recherche sont en cours, particulièrement en Afrique du Sud et au Ghana. D'un point de vue technologique, les vagues et (surtout) de marémotrices sont des domaines de recherche les plus avancés dans la région.

2.3. Les systèmes hybrides de production d'électricité

2.3.1. Définition

Les systèmes hybrides sont les technologies émergentes de production d'électricité qui intègrent deux ou plusieurs sources de production issues autant des sources renouvelables, que des sources conventionnelles (généralement les générateurs Diesel) ou d'une combinaison des deux sources. La présente étude est focalisée sur les systèmes constitués de générateurs Diesel et d'une ou plusieurs sources d'énergies renouvelables qui sont les systèmes hybrides les plus rencontrés actuellement en zone rurale d'Afrique subsaharienne. Dans les sous-sections suivantes, nous passons en revue les enjeux, les typologies, les défis actuels des systèmes hybrides avec un focus sur le système hybride PV/générateurs Diesel, objet de cette thèse. Nous exposons ensuite quelques outils de conception existants.

2.3.2. Les enjeux des systèmes hybrides

Pour les systèmes hybrides comme pour toutes les technologies individuelles, il y a deux facteurs clés à considérer au moment d'évaluer la pertinence d'un système : les coûts et la fiabilité technique du système.

Les générateurs Diesel et les technologies d'énergies renouvelables ont des structures de coûts (investissement, maintenance, fonctionnement, etc.) entièrement différentes [66]. Les générateurs Diesel ont un coût d'investissement assez faible comparé à plusieurs technologies d'énergies renouvelables. Par contre, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont beaucoup plus élevés pour un générateur Diesel que pour la plupart des technologies d'énergie renouvelable [66].

Pour ce qui est de la qualité du service et de la fiabilité du système, les générateurs Diesel ont l'avantage de fournir de l'électricité à la demande, c'est-à-dire qu'ils fonctionnent selon les besoins exacts de populations rurales (sous condition qu'ils soient bien

dimensionnés et alimentés en carburant). Les sources d'énergies renouvelables sont, quant à elles, soumises à une variabilité plus ou moins prédictible, ce qui oblige l'intégration des batteries de stockage dans ces systèmes. La consommation du gasoil (très coûteux et parfois inaccessible aux revenus des populations des zones rurales), les nuisances sonores et les émissions toxiques défavorisent l'intégration des générateurs Diesel dans les milieux ruraux.

Les systèmes hybrides offrent la possibilité d'équilibrer les avantages spécifiques et les inconvénients de chaque technologie, en assurant une forte intégration des énergies renouvelables. Plusieurs études confirment que si les systèmes hybrides sont conçus de manière optimale, ils peuvent être plus rentables et plus fiables que les technologies d'énergies renouvelables seules [67] ou les générateurs Diesel seuls [68–70]. En conséquence, on note un intérêt croissant pour la conception, le dimensionnement et l'installation de systèmes hybrides ces dernières décennies pour l'électrification rurale.

Suivant les ressources disponibles, on distingue aujourd'hui une multitude de systèmes hybrides notamment les systèmes PV/Diesel, PV/éolien/Diesel, hydro/éolien, Biomasse/éolien /PV etc. [71–73]. Parmi ceux-ci, les plus utilisés en zone rurale d'Afrique subsaharienne sont issus des combinaisons des générateurs Diesel avec un système éolien, un système PV et/ou une micro-hydro [50], [71], [73–76]. La présence d'une multitude de technologies de production fait de chaque système hybride un système particulier et complexe qui nécessite d'être analysé en profondeur et conçu avec soin.

2.3.3. Typologies de configurations des systèmes hybrides

Il existe plusieurs typologies de configurations de systèmes hybrides. On peut les regrouper suivant le type de tension (AC, CC), suivant le type de montage électrique des composants (parallèle, série), ou suivant les modes de contrôle (multi, simple maître) :

✓ *Les configurations selon le type de bus (AC, CC ou AC/CC) :*

Une façon de définir et comparer les systèmes hybrides est de les classer en fonction du type de tension qu'ils utiliseront principalement et le type de bus qui reliera les différents composants entre eux ; dans cette classification, l'accent est mis sur le type de bus. On distingue [52] :

- La configuration à bus CC (courant continu)

Un système hybride de production d'électricité est dit à bus CC lorsque toutes les sources de production (générateurs Diesel et technologies d'énergies renouvelables) sont

centralisées sur un bus CC. Ainsi, les sources qui génèrent naturellement un courant AC doivent être précédées d'un ou plusieurs redresseurs avant d'être connectées au bus CC.

- La configuration à bus AC (courant alternatif)

De même que pour le cas précédent, la configuration AC implique que tous les composants de production d'électricité soient connectés à un bus AC. Cette configuration peut offrir des performances meilleures que celles de la configuration précédente dépendamment de la charge. En effet, chaque source de production peut alimenter la charge indépendamment ou simultanément avec les autres sources de production du système.

- La configuration à bus AC/CC

Les configurations à bus AC/CC de systèmes hybrides sont celles pour lesquelles les composants qui génèrent le courant AC et CC sont mis de part et d'autres des onduleurs bidirectionnels. Il est possible d'avoir recours à un onduleur /un redresseur pour connecter un composant AC sur le bus CC ou un composant CC sur le bus AC, au détriment des rendements.

✓ *Les configurations parallèle, série ou commuté :*

Les systèmes hybrides peuvent être classifiés suivant le type de montage électrique des composants. On distingue ainsi [77] :

- La configuration série

Un système hybride est dit de configuration série lorsque l'énergie produite par toutes les sources d'énergies (conventionnelles ou renouvelables) est d'abord stockée dans un grand parc de batteries, puis reconvertie en AC pour alimenter les charges. Le parc de batteries y est donc dimensionné pour alimenter entièrement la charge.

- La configuration commutée

Comme dans une configuration série, les sources d'énergies renouvelables et conventionnelles du système hybride sont stockées dans un parc de batteries capable d'alimenter tout ou partie de la charge. En fonctionnement, les générateurs Diesel (ou les sources conventionnelles) alimentent la charge. Lorsqu'à un moment quelconque, l'énergie stockée dans les batteries est suffisante pour alimenter la charge, les générateurs Diesel sont débrayés au moyen d'un commutateur manuel ou automatique. Rappelons que l'énergie

stockée dans les batteries est d'abord convertie en AC par un onduleur pour alimenter la charge.

- La configuration parallèle

Une configuration parallèle des systèmes hybrides implique que toutes les sources de production soient couplées de manière à fonctionner en parallèle. C'est-à-dire que la charge est alimentée par l'énergie résultant de la combinaison des productions de toutes les sources présentes dans le système. De plus, en cas de faible demande, certaines unités peuvent être éteintes sans compromettre le fonctionnement des autres.

- ✓ *La configuration « maitre/esclave ».*

Dans cette configuration, le critère de différenciation est le contrôle de la fréquence et de la tension du réseau constituée par le système hybride. La configuration maître / esclave est essentiellement utilisée lorsque deux ou plusieurs sources de production d'énergie peuvent alimenter simultanément une même charge. Le « maitre » est la/les source (s) chargée(s) d'imposer sa (leur) tension et sa (leur) fréquence au réseau afin d'assurer l'équilibre entre la production d'électricité et la consommation. Et les autres sources de production (esclaves) s'accommodent à la tension et à la fréquence imposées par le « maitre ». Ici, tout est géré automatiquement par un système de contrôle. On distingue généralement [78] :

- **La configuration à plusieurs maîtres « Multi-master »**

La tension et la fréquence du réseau sont imposées soit par plusieurs onduleurs, soit par les générateurs Diesel, soit un mix des deux. Il y a au moins deux sources de production qui sont chargées de réguler la tension et la fréquence du réseau.

- **La configuration à un seul maître « single master »**

Dans cette configuration, une seule source de production permet d'imposer la tension et la fréquence du réseau.

Suivant le type de bus principal, le mode de contrôle et/ou le type de montage électrique adopté pour les composants, on rencontre de nos jours plusieurs typologies de systèmes hybrides. Les figures suivantes résument les configurations couramment rencontrées, les typologies utilisées et leurs avantages et inconvénients [14], [52], [66], [79].

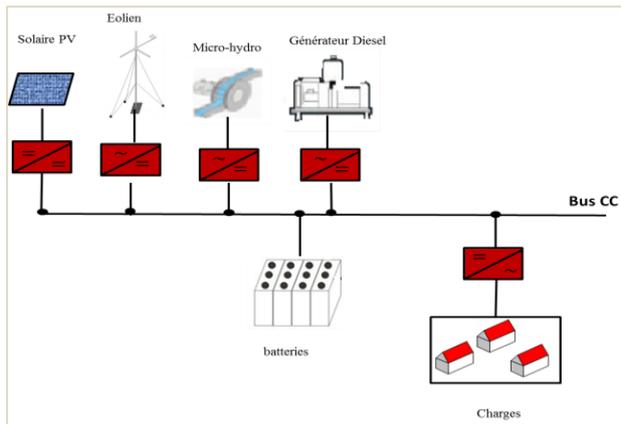


Figure 1. 6 : Système hybride bus CC, ou série

Descriptif :

Tous les composants du système sont connectés sur un bus CC et les batteries sont directement chargées. Toutes les sources sont utilisées au maximum et la charge est alimentée sans interruption. Le parc de batteries doit satisfaire la demande, et les cycles charges/décharges des batteries sont assez fréquents. Ce qui crée des pertes en plus des pertes de conversion des redresseurs.

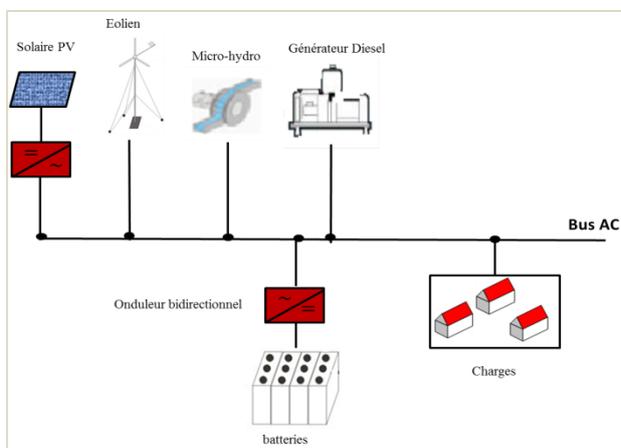


Figure 1. 7 : Système hybride bus AC, parallèle

Descriptif :

Tous les composants du système sont connectés à un bus AC. Les composants fonctionnent comme une source de tension alternative (générateurs Diesel, hydro, éolien) et peuvent être connectés directement au bus AC. L'onduleur contrôle la tension et la fréquence du système ainsi que le fonctionnement des batteries.

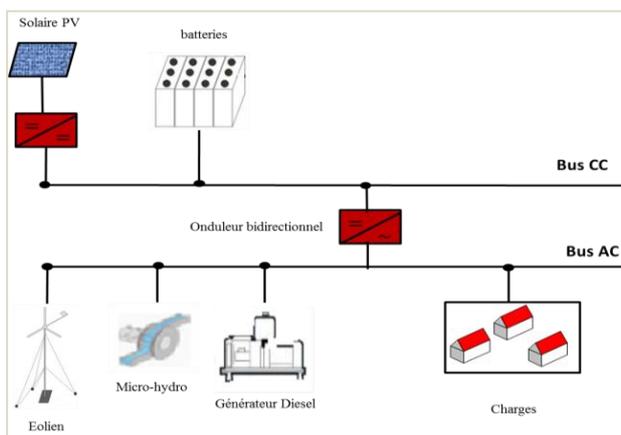
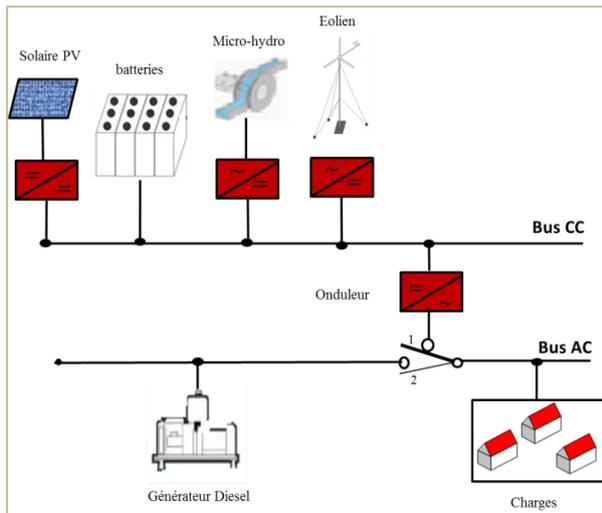


Figure 1. 8 : Système hybrides AC/CC

Descriptif :

Les composants AC et CC sont connectés de part et d'autre d'un onduleur bidirectionnel qui assure le rôle de maître et contrôle l'énergie fournie à la charge.

Les composants nécessitent d'être synchronisés entre eux. Le rendement du système est élevé lorsqu'il y a à la fois des charges AC et CC à alimenter.



Descriptif :

Le générateur Diesel est connecté sur un bus AC et fonctionne en backup. On a deux systèmes indépendants : le générateur Diesel seul, et le bloc systèmes renouvelables autonomes. Chaque système doit pouvoir alimenter la charge individuellement. On y observe généralement une coupure instantanée lors du passage d'un bloc à un autre. L'onduleur ou le générateur Diesel contrôle le système.

Figure 1. 9 : Hybride Energies renouvelables/Générateurs Diesel commuté (backup)

Toute architecture de systèmes hybrides d'énergie mise au point dépend de nombreux éléments technologiques, géographiques et même socio-économiques. Les facteurs les plus déterminants sont la disponibilité des ressources énergétiques, les types de charges, le profil de consommation, la taille du site et la technologie choisie. Une application du concept « Flexy –Energy » énoncé précédemment a permis de définir une architecture générale pour des systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage dont l'optimisation technico-économique fait l'objet de cette thèse. La partie suivante en fait une présentation plus précise.

✓ *Cas particulier : Configuration générale PV/Diesel du concept Flexy-Energy*

Y. Azoumah et al [13], au sein du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de la fondation 2iE³ ont initié en 2009 un concept dénommé « Flexy-Energy ». Le concept « Flexy Energy » se définit comme une approche originale de production d'énergie durable sous formes électrique, thermique et/ou mécanique en optimisant non seulement la combinaison de plusieurs sources d'énergie d'origines différentes, disponibles dans un milieu donné, mais aussi la gestion de la production et des charges à alimenter par le biais de systèmes intelligents. On y distingue trois types de charges : les charges critiques dites prioritaires, les charges secondaires et les charges différables. Les charges critiques sont des charges qui doivent être alimentées en permanence et dont la rupture d'alimentation en énergie peut engendrer des conséquences fatales sur la santé humaine et/ou sur

³ www.2ie-edu.org

l'environnement immédiat : exemple de rupture de chaîne de froid pour la conservation des aliments, ou de rupture de froid pour la conservation de vaccins et/ou de sérums dans un centre de santé. Les charges secondaires sont des charges classiques qu'on rencontre dans un foyer donné (l'éclairage, les divers appareils électriques, etc.). Il est nécessaire de les alimenter aussi; en revanche une rupture d'alimentation n'est pas forcément fatale pour la santé ou l'environnement. Et enfin les charges différables sont des charges qui peuvent être délestées ou alimentées à n'importe quel moment de la journée sans aucun impact négatif réel. Exemple d'une station de pompage d'eau, d'un système de purification d'eau, d'un système d'irrigation, d'un concasseur. Le concept « Flexy-Energy » est donc en somme, une combinaison du mix énergétique et de l'efficacité énergétique pour une production d'énergie durable [13].

Une application du concept «Flexy–Energy» en milieu sahélien a été faite pour les systèmes hybrides PV/Diesel [13-14]. En effet, la région sahélienne d'Afrique subsaharienne est caractérisée par un fort ensoleillement (4-5 kWh/m²/jour [36]), une agriculture propice aux oléagineux et au Jatropha, toutes des bioénergies pouvant permettre de produire des biocarburants. De plus, l'électrification décentralisée (rurale ou isolée) y est actuellement dominée par les générateurs Diesel à cause de leur relative facilité d'acquisition (faible coût d'investissement, disponibilité sur le marché). Des études expérimentales réalisées à cet effet par Yamegueu et al (2012) sur un prototype hybride PV/Diesel sans batteries de stockage (champ PV de 2,85 kWc, et un générateur Diesel de 9,2 kW) ont permis de définir une architecture générale de systèmes PV/Diesel sans batteries de stockage qui, de par sa flexibilité en gestion des sources de production et de la demande pourrait être fiable et rentable en zone rurale sahélienne [14–16]. La figure 1.9 présente le schéma général du système PV/Diesel sans batteries de stockages établi suivant les principes du concept “Flexy-Energy”

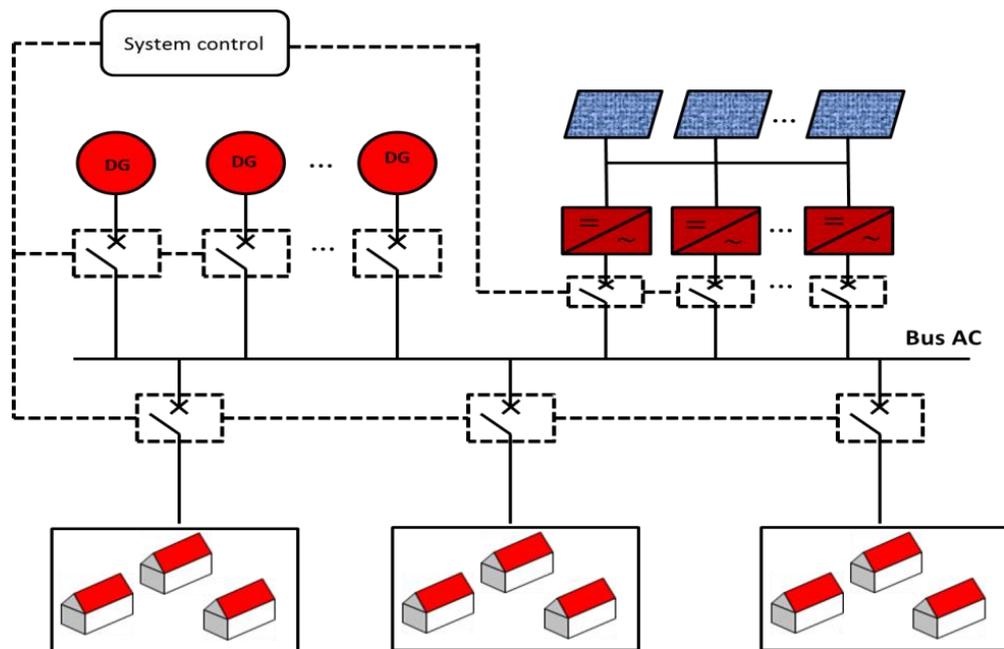


Figure 1. 10 : Architecture des systèmes PV/Diesel sans batteries de stockage (type Flexy-Energy)

Le système PV/Diesel présenté à la figure 1.10 implique un couplage complexe entre les différents composants de production d'électricité (système solaire PV et générateurs Diesel) et les différents types de charges (charges critiques, charges secondaires et charges différables). On peut observer sur cette figure 1.10 qu'un champ PV de plusieurs strings connectés à des onduleurs est couplé en parallèle avec plusieurs générateurs Diesel, eux aussi couplés entre eux pour alimenter les différentes charges. Ce qui implique la présence de plusieurs contraintes techniques de fonctionnement du système qui sont explicités au chapitre 3§1.

2.3.4. Outils de conception/Dimensionnement

La conception des systèmes hybrides requiert des modèles et/ou des outils logiciels pour assurer une optimisation technique et économique du système. De nos jours, un certain nombre de logiciels ont été développés pour faciliter la conception de différents systèmes hybrides [80] ; tout dépend de la configuration du système à concevoir. On distingue plusieurs configurations de systèmes hybrides. On dénombre environ 19 outils d'évaluation des systèmes hybrides tels que HOMER, Hybrid2, RETScreen, iHOGA, INSEL, TRNSYS, iGRHYSO, HYBRIDS, RAPSIM, SOMES, SOLSTOR, HySim, HybSim, IPSYS, HySys, Dymola/Modelica, ARES, SOLSIM, et Hybrid Designer [72], [80-81]. La majorité de ces

outils est dédié à la simulation. Quelques-uns de ces outils sont succinctement présentés ci-dessous.

- HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables : Logiciel développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) aux USA [82]. Le logiciel est adapté pour la réalisation rapide des études de pré faisabilité technique et économique des systèmes hybrides en site isolé ou connecté au réseau. HOMER utilise en entrée les différentes options technologiques, les coûts des composants, la disponibilité des ressources, les données du fabricant, etc. pour simuler différentes configurations de système et génère en sortie des résultats comme une liste de configurations possibles triées par ordre croissant du coût de Cycle de vie (Life Cycle Cost). Le pas de temps est d'une heure et une simulation est faite pour un an, soit 8760 heures.
- HYBRID2 : Logiciel de simulation précise des systèmes hybrides, il a été développé par le RERL (Renewable Energy Research Laboratory de l'Université de Massachusetts aux USA) avec le soutien du NREL [83]. HYBRID 2 est un modèle informatique de séries chronologiques probabilistes et utilise des méthodes statistiques pour tenir compte des variations inter-pas de temps. Il permet de simuler et de prédire les performances détaillées à long terme de divers systèmes hybrides, HYBRID2 peut faire des simulations à pas de temps variant de 10 min à 1 heure
- HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithm) : logiciel d'optimisation des systèmes hybrides programmé en C++, développé à l'Université de Zaragoza en Espagne. HOGA est utilisé pour le dimensionnement optimal du système d'énergie hybride qui peut inclure un système photovoltaïque, une éolienne, une turbine hydroélectrique, des piles à combustible, des réservoirs H₂ et électrolyseurs, des batteries de stockage, un générateur Diesel etc. L'optimisation est réalisée à partir d'un algorithme multi ou mono objectifs. Le pas de temps de simulation est de 1 h.
- TRNSYS (Transient Energy System Simulation Program) : logiciel de simulation des systèmes énergétiques développé par l'Université de Wisconsin et l'Université du Colorado, aux USA. TRNSYS était initialement développé pour simuler les systèmes d'énergie thermique, mais au fil des ans, il a intégré des modules pour la simulation des systèmes hybrides avec une grande précision [84].
- RAPSIM (Remote Area Power Supply Simulator) [85] : logiciel développé par l'université de Murdoch en Australie. Ce logiciel est utilisé pour sélectionner un système

hybride PV-éolien-Diesel-batteries. Il permet d'évaluer le coût du cycle de vie des systèmes et de les comparer.

- SOMES (Simulation and Optimization Model for Renewable Energy Systems). est un logiciel développé à l'Université d'Utrecht (Pays-Bas). Il permet de simuler la performance des systèmes hybrides constitués de sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolienne), un générateur Diesel, les batteries de stockage etc.[86].

Bien que parmi toute cette vingtaine d'outils, les statuts actuels de certains ne soient pas très connus (notamment INSEL, HYBRIDS, SOLSTOR, HybSim, IPSYS, HySys, ARES et RAPSIM) [80], il convient de remarquer qu'il y a un grand intérêt quant aux développements d'outils de conception des systèmes hybrides.

En somme, cette section montre à quel point de multiples solutions capables de relever le taux d'électrification rurale existent. Des technologies renouvelables ou conventionnelles aux systèmes hybrides, plusieurs choix de systèmes peuvent être étudiés pour une localité rurale quelconque. Malheureusement, les zones rurales sont sujettes à plusieurs freins et barrières qui entravent de nos jours le déploiement de ces technologies.

3. Les freins/barrières à l'électrification rurale

Suivant la région où l'on se trouve, le déploiement et la vulgarisation des technologies d'électrification sont confrontés à plusieurs freins et barrières. L'extension du réseau électrique national ou régional dans les zones rurales est confrontée à des difficultés telles que les vastes zones géographiques inaccessibles, les communautés dispersées, isolées et une faible demande d'électricité, le revenu faible des populations. Ce qui a laissé une place de choix aux systèmes décentralisés comme moyens d'électrification rurale. Malheureusement, ceux-ci sont aussi confrontés à d'énormes difficultés notamment l'impécuniosité des populations locales, la dépendance vis-à-vis des dons et subventions, le manque d'expertise locale. Le tableau 1.3 fait un état des forces et faiblesses de chaque famille de technologies explicitées précédemment, et le tableau 1.4 présente un récapitulatif des freins et barrières au développement des technologies d'électrification décentralisée [21], [43], [87-88].

Tableau 1. 3 : Forces/faiblesses des technologies d'électrification rurale

Technologies	Forces	Faiblesses	Réf.
Générateurs Diesel	<ul style="list-style-type: none"> • Coût d'investissement faible • Electricité fiable et disponible 	<ul style="list-style-type: none"> • Forte maintenance et fonctionnement • Emissions des GES 	[89]
Systèmes PV	<ul style="list-style-type: none"> • Fort potentiel solaire • Technologies adaptées pour les zones isolées • Nécessite très peu de maintenance • Pas d'émissions GES 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût d'investissement élevé • Energie fluctuante, nécessite des batteries en zone isolée • Augmentation des coûts due à l'importation (non localement disponible) 	[90]
Micro-éolien	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité d'exploiter l'énergie mécanique pour l'agriculture • Système facilement automatisé 	<ul style="list-style-type: none"> • coûts d'investissement élevés, impacte l'environnement • Energie très fluctuante, nécessite les batteries en milieu isolé • Manque des données sur la ressource disponible dans plusieurs pays 	[91]
Micro-hydro	<ul style="list-style-type: none"> • Réduit la vulnérabilité au changement climatique, forte efficacité (supérieure à 50%) • Coûts globaux relativement faible 	<ul style="list-style-type: none"> • Très dépendant du site et des saisons • Impacte l'environnement naturel • Coûts d'investissement élevés et long retour sur investissement, 	[63]
Géothermie	<ul style="list-style-type: none"> • Economiquement compétitive • Mains d'œuvre qualifiées disponibles en Afrique du Sud et en Afrique de l'Est • Technologie fiable et efficace 	<ul style="list-style-type: none"> • Risques de prospection (taux de succès entre 10 à 40%) et de pollution • Coûts d'investissement élevés, • Les sites généralement très distants du réseau existant • Manque de compétences pour le forage et la maintenance 	[42-43]

Systèmes à biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Offre plusieurs possibilités de production d'électricité à partir du gaz, bois, ou biocarburant (biomasse disponible) • Faible émissions de GES. • Technologies matures 	<ul style="list-style-type: none"> • Concurrence entre l'utilisation des ressources naturelles (assez rare) comme bioénergie au détriment de la population • Nécessite une gestion complexe pour assurer une production continue ; système parfois illégal, non règlementés. • Des coûts trop élevés pour être compétitif (notamment la 1^{ère} 2^{ème}, 3^{ème} génération de biocarburants ou des Micro-digesteur pour les zones rurales) 	[44]
Systèmes hybrides	<ul style="list-style-type: none"> • Exploitation optimale de ressources disponibles, • Possibilité d'amoinrir le coût de production 	<ul style="list-style-type: none"> • Manque d'expertise et d'expérience • Technologies non éprouvées et investissement à risque 	[71]

Tableau 1. 4 : Les freins/barrières à l'électrification rurale

Barrières/freins	Réf.
Barrières économiques et financières	
<ul style="list-style-type: none"> • Peu de subventions /dons, • Systèmes non rentables • Cout d'investissement très élevé comparé aux revenus des populations • Les coûts élevés et le manque de mécanismes de financement • Pas attrayant pour les entreprises et les investisseurs • Les technologies sont nouvelles et non éprouvées (risques élevés d'investissement) 	[92-93]
Maitrise insuffisante de la technologie localement	
<ul style="list-style-type: none"> • Manque de moyens d'évaluation des ressources renouvelables • Manque de données financières • Le manque de procédures d'entretien adéquates, les matériaux et l'expertise locale 	[87], [94]
Milieu géographique rude et population mal sensibilisée	
<ul style="list-style-type: none"> • Zones montagneuses, rivières, climat etc. • Manques d'expertise en maintenance et d'informations sur les services après-vente, • Mauvaise gestion des systèmes installés 	

Conclusion

Dans ce premier chapitre, la problématique et les enjeux de l'électrification rurale ont été présentés ; ensuite une revue générale de l'ensemble des technologies existantes a été faite. Il en ressort que l'Afrique dispose d'un énorme potentiel en énergie qui reste quasiment inexploité. Pourtant de multiples technologies existent. L'hybridation de différentes technologies pourrait être aussi un moyen efficace. Cependant, il existe plusieurs freins et barrières qui entravent le développement de toutes ces technologies. Ces limites sont à la fois naturelles, politiques, techniques et surtout économiques. En particulier, les coûts d'investissement élevés des systèmes d'énergies renouvelables, l'impécuniosité des populations, la complexité des systèmes de crédits bancaires, la rareté progressive des subventions, des dons ou à toutes autres formes d'aide quelconque, le manque d'experts et de gestionnaires locaux sont autant d'éléments qui ne favorisent pas la réalisation et le développement des projets d'électrification rurale en Afrique subsaharienne.

Il serait par conséquent judicieux de concevoir de nouveaux systèmes en tenant compte des critères économiques et financiers, afin de dépasser les barrières économiques qui peuvent entraver leur vulgarisation en milieu décentralisé. Le chapitre suivant est une revue précise des méthodes économiques pour les projets d'énergie. L'objectif est de proposer les moyens adéquats pour faciliter la conception et l'implémentation de nouveaux systèmes de production d'électricité.

Les critères économiques pour les projets d'énergie

Introduction.....	42
1. Economic criteria for decision making in energy projects.....	46
1.1 Basic concepts	46
1.2 Recall of economic criteria.....	47
1.2.1 "NPV methods" family:.....	48
1.2.2 "Rate method" family	51
1.2.3 "Ratio method" family.....	53
1.2.4 Payback methods	54
2. Equivalence of economic criteria for decision making, optimal design and ranking	
57	
2.1 Decision making relations between economic criteria.....	57
2.1.1 Definition [Decision Making implication and equivalence]	57
2.1.2 Properties :.....	58
2.1.3 Theorem.....	58
2.2 Equivalences for Optimal Design.....	59
2.2.1 Definition [Optimal Design equivalence]	60
2.2.2 Properties:.....	60
2.2.3 Theorem.....	61
2.3 Equivalences for Ranking of projects.....	62
2.3.1 Definition [Ranking implication and equivalence]	62
2.3.2 Properties :.....	62
2.3.3 Theorem.....	63
3. Case study: batteryless PV/Diesel hybrid system	63
3.1 Choice of economic criteria.....	64
3.2 Optimization procedure	65
3.3 Results and discussion	65
General conclusion	69

Introduction

Du chapitre précédent, il ressort que la nécessité de rehausser le taux d'électrification des zones rurales se fait de plus en plus forte et urgente. Cependant, les projets ou les systèmes de production d'énergies renouvelables et/ou conventionnelles sont confrontés à de multiples barrières (techniques, institutionnelles, socioculturelles et financières) qui entravent leur développement. Les coûts d'investissement élevés des systèmes d'énergies renouvelables, le recours constant à des subventions, à des dons ou à toutes autres formes d'aide quelconque (qui se font rares [19]), et la conjoncture économique difficile de plusieurs régions sont autant d'éléments qui ne favorisent pas la réalisation des projets de production d'énergie. Il apparaît donc important d'assurer la rentabilité de ces systèmes pour les rendre plus attractifs pour les investisseurs et drainer ainsi le secteur privé vers le monde de l'électrification des zones décentralisées. Ainsi, le développement des systèmes énergétiques innovants passe par une optimisation technico-économique prenant en compte à la fois les contraintes techniques et les critères économiques.

Cependant, pour établir un réel équilibre entre les contraintes techniques et les critères de viabilité économique, la conception technique et économique doit se faire en un seul processus : l'analyse technico-économique. Cette approche est de plus en plus suivie pour la conception de nouveaux systèmes d'énergie notamment les systèmes hybrides de production d'électricité, mais dans ces études, seul le Life Cycle Cost (LCC) ou le Levelized Cost Of Energy (LCOE) sont généralement utilisés comme critères économiques [95–97]. Et pourtant, de nombreux autres critères d'évaluation économique des systèmes/projets existent dans la littérature.

Ces critères économiques sont généralement classés en quatre grandes familles

- Les critères basés sur la valeur actuelle nette (Net present value criteria)
- Les critères basés sur un taux de rentabilité (rate of return criteria)
- Les critères basés sur des ratios économiques (Ratio criteria)
- Les critères basés sur le temps de récupération de l'investissement (Payback period criteria)

L'utilisation de l'un ou de l'autre des multiples critères existants dépend notamment de l'objectif du projet, des risques affectant la faisabilité économique du projet, du financement allouable au projet, de la stratégie commerciale de l'investisseur, et/ou du caractère social du projet (public ou privé), etc. [96]

De manière générale, les critères économiques ont pour rôle de permettre :

- D'accepter ou de rejeter un projet/système pour un investissement
- Et/ou de classer et choisir un projet parmi plusieurs projets concurrents,
- Et/ou de choisir la configuration/le design optimal d'un projet répondant au mieux à un besoin énergétique

Toute une panoplie de critères économiques est donc considérée dans la littérature. Certains critères ne sont applicables que pour certains types de projets [97–99]. Cependant, comme cela a été partiellement observé par Pasqual *et al.* [100], un certain nombre de critères économiques amènent systématiquement à la même décision et sont donc dit « équivalents ».

Le principal objectif de ce travail est la réalisation d'une étude systématique de ces équivalences et de préciser leurs conditions de validité. Ainsi, trois concepts d'équivalence ont été définis et développés dans ce chapitre :

- L'équivalence dans la décision de l'investisseur, appelée DM-équivalence
- L'équivalence dans la conception du système optimal, appelée OD-équivalence
- L'équivalence dans le classement des projets, appelée RK-équivalence

Ce chapitre est rédigé en anglais, sous forme d'un article scientifique [101], soumis à « *International Journal of Production Economics* ».

La première section de cet article présente une revue détaillée d'un grand nombre de critères économiques avec quelques précisions sur la 'bonne définition' de certains d'entre eux (IRR-Internal Rate of Return, ERR-External Rate of Return, CPB-Conventional Payback Period et DPB-Discounted Payback Period). Dans la seconde section, des relations d'équivalences ou d'implications existantes entre différents critères sont exposés. Enfin, la dernière section illustre, sur un cas d'application, l'impact du choix du critère économique sur les résultats de l'optimisation d'un système hybride PV/Diesel de production d'électricité. Ce cas d'application, et le modèle technico-économique utilisé seront détaillés dans le chapitre 3.

A- Abstract

Several criteria have been used in the literature to make decision on the relevance/desirability of investing in a given energy production project. Some investors are interested in projects providing, at the end, with a sufficient amount of benefits while in countries where the initial investment is crucial, the rapidity to get back the initial investment is an important criterion for the decision to invest into a project or not. Economic criteria can also allow ranking different projects. They could also help to determine the optimal design of a project/system in order to maximize/minimize the economic returns of the project (benefit, time to get back the initial investment....).

This paper aims at studying under which hypothesis economic criteria could lead to: the same decision, the same ranking of different projects or the same optimal design of a given energy system. Three concepts of economic methods equivalence are introduced, namely the Decision Making equivalence, the Optimal Design equivalence and the Ranking equivalence. The analysis performed is then applied to optimally design a PV/Diesel hybrid power system for a rural area.

Keywords: LCOE, NPV, IRR, DPB, economic assessment, equivalent criteria, hybrid system.

B- Introduction

The economic criteria are usually classified in four families: the *NPV methods* based on the discount rate, the *Rate methods* based on the rate of return, the *Ratio methods* evaluating the benefits proportionally to the investment and finally the *Payback methods* measuring the minimal time to recover the initial investment. The advantages and disadvantages of the different methods have been widely discussed in the literature [97], [102–104]. Nevertheless from their definitions and properties, some methods will lead to the same decision. They are then said to be economically equivalent. But this equivalence actually depends on the usage an investor wants to do with the criterion:

- decide to invest or not in a given project;
- evaluate/calculate the optimal design of the project in order to maximize/minimize an economic criterion (benefit);
- rank different projects.

We thus define three different concepts of criteria equivalence, called respectively Decision making equivalence, Optimal equivalence and Ranking equivalence.

The paper is organized as follows. We first recall the existing economic criteria for energy projects assessment in section 1. Then, to study the equivalence of these economic criteria, three different approaches are defined and studied in section 2: Decision Making equivalence to make a decision of investment in a given project, Optimal Design equivalence in order to design a project, and Ranking equivalence in order to rank different projects. Finally, in Section 3, we focus on the optimal design of a hybrid PV/Diesel Hybrid system as a case study.

1 Economic criteria for decision making in energy projects

Let us first recall the typical and less typical concepts used to assess the economical relevance of an investment project. In this section we do not particularly focus on energy projects.

1.1 Basic concepts

Cash flow, inflation rate and discount rate are used for the evaluation of the economical relevance of a project.

The concept of cash flow varies according to the type of activity. Three main activities are under consideration in a given project or study: investment activity, operational activity and finance activity. In an investment activity, the cash flow is taken as the difference of the inflows (subsidies, grants, etc.) and the capital expenditures (CAPEX). In an operational activity, the cash flow is considered as the difference of the incomes and the expenses linked to the operation of the system/project (OPEX). Finally, in a financial activity, the cash flow includes the debt reimbursement and the dividend [97].

Investment and operational activities are the main activities considered in engineering projects. This paper will deal only with these two activities.

Generally, cash flow is defined as the difference of the sum of incomes and the sum of the expenses over a one-year period. It is expressed by:

$$CF_j = I_j - C_j \quad (2.1)$$

where I_j : incomes of year j (€/y.)

C_j : expenses of year j (€/y.)

In a given project, the evaluation of the cash flow needs many inputs such as investment costs, operation and maintenance costs, replacement costs, salvage value, the subsidies, the project incomes, and some macro-economic parameters among which we have the discount and the inflation rates.

Inflation is under consideration when it is noticed an overall increase of goods and services costs on the market. This implies a fluctuation of the currency. The inflation rate e is taken as the fluctuation of a currency from one year to another.

Let us consider two years i and j where $j > i$. During the year n , a goods value C_i will become C_j in the year j . The two values are linked by the following expression:

$$C_j = C_i(1+e)^{(j-i)} \quad (2.2)$$

e : inflation rate

Inflation rate⁴ depends on the project/study area and varies from one year to another. For sake of simplicity, we will consider a mean constant inflation rate e in this paper. The discount rate i is used for depreciation of future flows and to determine their current values. Two kinds of discount rates exist:

- i : the nominal discount rate. It is given by the banks for loans or savings. It does not take into account the fluctuation of the currency along with the time;
- i_r : the real discount rate. This rate takes into account the inflation.

The two discount rates are linked by Fischer formula [98]:

$$(1+i) = (1+i_r)(1+e) \quad (2.3)$$

The discount rate (real or nominal) is often composed of a risk free rate and a risk premium rate [105–107]. Many databases are available for the evaluation of discount rates for a given area and a given activity. Discount rates derived from similar projects could be used or be corrected according to their particularity.

In the following subsections, we recall some well-known economic methodologies and their related economic criteria.

1.2 Recall of economic criteria

The decision to go for a project implementation (or not) depends on stakeholders' views and interests. Many criteria have been used in the literature to assess the relevance/desirability of investing into a given project [108–113]. The profitability of a project can be "measured" from different points of view. Some investors are interested on projects providing, at the end, with a large benefits while in countries where the initial investment is crucial, the rapidity to get back this initial investment is an important criterion to make the decision to invest or not. But economic criteria can also allow ranking different projects. Finally a last relevance usefulness of such criteria can be to design the project/system in order to maximize/minimize the economic return of the project (benefit, time to get back the initial investment....).

⁴ www.tradingeconomics.com , www.bloomberg.com , www.thomsonreuters.com, etc.

The economic criteria are usually classified in four families: the *NPV methods* based on the discount rate, the *Rate methods* based on the rate of return, the *Ratio methods* evaluating the benefits proportionally to the investment and finally the *Payback methods* measuring the minimal time to recover the initial investment.

All along this paper a project P will be characterized by the following data:

- the duration (lifetime) n of the project
- the vector of annual cash flows: CF_j being the cash flow for year j obtained from the incomes I_j and the expenses C_j ,
- the salvage value S of the equipment at the end of the project. This salvage value is often taken as a percentage of the initial investment.

Let us observe that in our approach we only consider projects where the investment is concentrated only on the first year. It is denoted as C_0 and therefore the corresponding cash flow at year 0 is $CF_0 = -C_0$.

On the other hand, the economical environment of the project is described by:

- the real discount rate i_r
- the inflation rate e

For a given a project $P(I_j, C_j, n, S)$, we recall the definition of the main economic assessment criteria.

Note that in the following formula the income S generated by the sale at the end of project (the project last year) is taken into account.

1.2.1 "NPV methods" family:

✓ *Net present value (NPV)*

The Net Present Value (*NPV*) sums the annual cash flows returned to the equivalent value at the beginning date of the project [98], [102], [112]. It is defined as:

$$NPV(P, i_r) = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+i_r)} + \frac{CF_2}{(1+i_r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i_r)^n} + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (2.4)$$

The project P is accepted if $NPV(P, i_r) \geq 0$, and the higher $NPV(P, i_r)$, the more desirable the project. If all the annual cash flows are the same, except the initial one CF_0 , $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$, then the *NPV* can be simplified as:

$$NPV(P, i_r) = CF_0 + US_f(i_r, n)CF + PWD_f(i_r, n)S \quad (2.5)$$

where the “Uniform series factor” $US_f(i_r, n)$, also called “Uniform Series present worth factor”, stands for

$$US_f(i_r, n) = \left(\frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r(1+i_r)^n} \right) \quad (2.6)$$

and, for any year j , the discount factor $PWD_f(i_r, j)$ called «Present worth discount factor» is given by:

$$PWD_f(i_r, j) = \frac{1}{(1+i_r)^j} \quad (2.7)$$

Proof of formula (2.6) is given in Appendix 1. Note that a formula for Net Present Value adapted to the case of periodic cash flows is also provided in Appendix 2. In this latter case, the discount rate appearing in the uniform series factor has to be modified and replaced by the corrected discount rate i_p

$$i_p = \frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} - 1 \quad (2.8)$$

✓ **Net Future value (NFV)**

The *NFV* sums the annual cash flow returned to the equivalent value at the ending date of the project [102], that is

$$NFV(P, i_r) = CF_0(1+i_r)^n + CF_1(1+i_r)^{n-1} + CF_1(1+i_r)^{n-2} + \dots + CF_n + S \quad (2.9)$$

Like *NPV*, the project P is accepted if $NFV(P, i_r) \geq 0$, and the higher $NFV(P, i_r)$, the more desirable the project.

As proved in Appendix 3 in the case of a constant cash flow, that is $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$, then the *NFV* is defined as:

$$NFV(P, i_r) = CF_0(1+i_r)^n + USCA_f(i_r, n).CF + S \quad (2.10)$$

where the actualization coefficient $USCA_f$, called “Compound Amount Uniform Series factor”, is expressed as:

$$USCA_f(i_r, n) = \left(\frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r} \right) \quad (2.11)$$

✓ **Net Annualized Value (NAV)**

NAV (also called Equivalent Annuity) sums the annual cash flow all along the project lifespan but the cash flows are not returned to the present or future value as for *NPV* and *NFV*.

In fact, each cash flow CF_j examines the cash flows along the project lifespan, but do not give present or future equivalence like the previous cases, it rather gives an annual equivalence value [97-98], [100], [102–113]. NAV is expressed by:

$$NAV(P, i_r) = CF_0 \cdot \frac{I}{US_f(i_r, n)} + \frac{I}{US_f(i_r, n)} \cdot \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(I + i_r)^j} + \frac{S}{US_f(i_r, n)} \quad (2.12)$$

If $NAV(P, i_r) \geq 0$ the project P is accepted, and the higher $NAV(P, i_r)$, the more desirable the project. An equivalent formulation of NAV is given by:

$$NAV(P, i_r) = \sum_{j=0}^n CF_j \cdot \frac{PWD_f(i_r, j)}{US_f(i_r, n)} + \frac{S}{US_f(i_r, n)} = UCR_f(i_r, n) \cdot \left[\sum_{j=0}^n CF_j PWD_f(i_r, j) + S \right] \quad (2.13)$$

where the actualization factor UCR_f , called “Uniform Capital Recovery factor” is expressed as:

$$UCR_f(i_r, n) = \frac{I}{US_f(i_r, n)} = \left(\frac{i_r(I + i_r)^n}{(I + i_r)^n - I} \right) \quad (2.14)$$

In the case of a constant cash flow, that is $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$, the NAV is reduced to:

$$NAV(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \cdot CF_0 + UCR_f(i_r, n) \cdot \left[CF \cdot \sum_{j=1}^n PWD_f(i_r, j) + S \right] \quad (2.15)$$

which can be simplified as:

$$NAV(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \cdot CF_0 + CF + UCR_f(i_r, n) \cdot S \quad (2.16)$$

according to the equation $\sum_{j=1}^n PWD_f(i_r, j) = US_f(i_r, n)$ proved in Appendix 1.

✓ *Capitalized value (CV)*

This method is dedicated either for project with a very long lifespan or to provide an economic assessment of projects which would last much longer than the n planned years. The “capitalized value” (CV), also called Capitalized worth, corresponds to an annual equivalent cash flow of the project evaluated on an infinite period of time. Its formula derives directly from this definition, thus considering, given the Net Present Value of the project evaluated on n years, that the Net Annualized Value is brought back to an infinite period of time. Taking into account that, combining formulae (2.4) and (2.12), one may have:

$$NAV(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \cdot NPV(P, i_r), \quad (2.17)$$

and the expression of $CV(P, i_r)$ is obtained by considering that the limit of $UCRf(i_r, n)$ when n tends to infinity is equal to i_r , that is:

$$CV(P, i_r) = i_r \cdot NPV(P, i_r) \quad (2.18)$$

If $CV(P, i_r) \geq 0$, then the project P is accepted, and the higher $CV(P, i_r)$, the more desirable the project.

✓ *Life Cycle Cost (LCC)*

The *LCC* represents the total amount of costs that are involved during the lifetime of a project. As for the Net Present Value, the annual costs C_j are returned to the beginning date of the project using the actualization factor. As in [97], [114], the actualized salvage value is also taken into account. *LCC* is expressed by:

$$LCC(P, i_r) = \sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i_r)^j} - \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (2.19)$$

By the same calculation as for the *NPV*, in the case of a constant annual cost, $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$, the *LCC* formula yields:

$$LCC(P, i_r) = C_0 + US_f(i_r, n) \cdot C - PWD_f(i_r, n) \cdot S \quad (2.20)$$

Let us observe that the *LCC* criterion doesn't take into account the incomes generated by the project. Consequently, *LCC* could not help to take an investment decision on a project but could rather help to obtain an optimal design of a project, see Section 2.2.

1.2.2 "Rate method" family

✓ *Internal Rate of Return*

The Internal Rate of Return *IRR* of a project P is the real discount rate i_r at which the net present value of the project is zero [102], [115].

$$IRR(P) = i_r^* \text{ if and only if } NPV(P, i_r^*) = 0 \quad (2.21)$$

In general, this definition is ill-posed since there is no reason for *IRR* to exist or, if it exists, to be unique. Indeed, without additional assumptions on the project P , it can easily occur that the $NPV(P, i_r)$ either never reach the value zero or $NPV(P, i_r)$ gets zero value for several real discount rates. Nevertheless, from the definition (2.4) of the Net Present Value, for any project P for which the annual cash flows are all positive (>0) or even non negative (≥ 0) with at least one positive cash flow, $NPV(P, i_r)$ is a continuous decreasing function of the

real discount rate i_r . Thus if the project P is such that the sum of the salvage value and of the cumulative cash flows is bigger than the initial investment, that is:

$$\sum_{j=1}^n C_j - C_0 + S \geq 0$$

then the $IRR(P)$ exists and is unique, since $NPV(P, i_r)$ tends to $C_0 < 0$ when i_r tends to infinity, see figure 2.1.

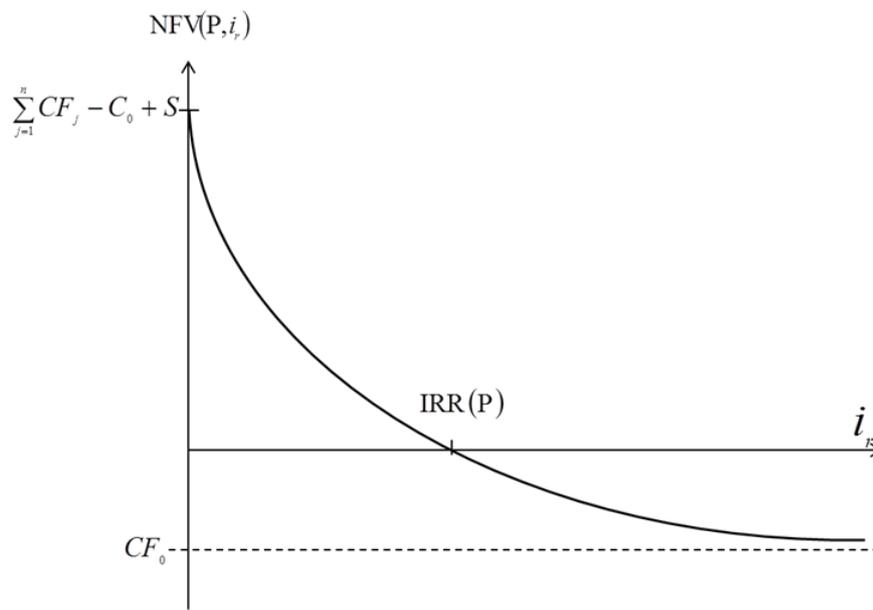


Figure 2.1 : Existence and uniqueness of IRR under the above assumptions

In addition, for any project satisfying the above assumptions, $IRR(P)$ can be equivalently defined as the maximal real discount rate ensuring the profitability of the project. Given a real discount rate i_r , a project P is accepted if $IRR(P) \geq i_r$, rejected otherwise, and the higher the positive difference $(IRR(P) - i_r)$, the more attractive the project.

✓ **External rate of Return**

The External Rate of Return (ERR) [102], [116-117] is another kind of Rate of Return criterion. It is designed to avoid some computational difficulties of the IRR . In order to define it, the positive cash flows CF_j^+ are separated from the negative cash flows CF_j^- and write:

$$CF_j^-(P, i_r) = \left\{ \min \left\{ 0, (I_j - C_j) \right\} \right\} \quad (2.22)$$

$$CF_j^+(P, i_r) = \left\{ \max \left\{ 0, (I_j - C_j) \right\} \right\} \quad (2.23)$$

Then, given a real discount rate i_r , the external rate of return is defined as:

$$ERR(P, i_r) = i^* \quad \text{if} \quad NPV(P(CF_j^-), i_r) = \frac{I}{(1+i^*)^n} \cdot NPV(P(CF_j^+), i_r) \quad (2.24)$$

where the above expressions $NPV(P(CF_j^-), i_r)$, respectively $NPV(P(CF_j^+), i_r)$, mean that the economic criterion is evaluated taking into account only the negative, respectively the positive, cash flows of the project. The interpretation that one can have of the criterion ERR is the following. For a given project, the External Rate of Return corresponds to the discount rate i^* for which the present value of the sum of the annualized incomes placed at a rate i^* would compensate the present value of the sum of annualized outcomes.

Thus a project P is accepted if $ERR(P, i_r) \geq i_r$, rejected otherwise, and the higher the positive difference ($ERR(P, i_r) - i_r$), the more attractive the project.

1.2.3 "Ratio method" family

In the literature, there are a lot of different ratio-type criteria using the ratio of the benefit over the investment in order to evaluate a project. In the sequel we will focus on the main ones [97], [103].

Discounted Profit-to-Investment ratio (DPI)

This criterion is defined as the ratio between the NPV of a project and the associated initial investment:

$$DPI(P, i_r) = \frac{NPV(P, i_r)}{C_0} \quad (2.25)$$

A project P is accepted if $DPI \geq 1$, that is whenever the initial investment is at least recovered at the end of the project.

According to formula (2.5), when the annual cash flow is constant $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$ and if the salvage value is under consideration, the formula for discounted profit-to-investment ratio becomes:

$$DPI(P, i_r) = -1 + \frac{US_f(i_r, n).CF}{C_0} - PWD_f(i_r, n) \frac{S}{C_0} \quad (2.26)$$

« *benefit/cost* » ratios

The most known benefit/cost ratio criteria are the “conventional B/C ratio” (CBC); the “Lorie-salvage B/C ratio” (LSR) and the “Profitability Index” (PI). They are actually other types of the DPI.

$$CBC(P, i_r) = \frac{NPV(P, i_r) + C_0}{C_0 - PWD_f(i_r, n).S} \quad (2.27)$$

A project P is accepted if $CBC(P, i_r) \geq 1$, and rejected otherwise.

$$LSR(P, i_r) = \frac{NPV(P, i_r)}{C_0 - PWDf(i_r, n) \cdot S} \quad (2.28)$$

A project P is accepted if $LSR(P, i_r) \geq 0$, and rejected otherwise.

$$PI(P, i_r) = \frac{\text{present value of future cash flows}}{C_0} = \frac{NPV(P, i_r) + C_0}{C_0} = \frac{NPV(P, i_r)}{C_0} + 1 \quad (2.29)$$

A project P is accepted if $PI(P, i_r) \geq 1$, and rejected otherwise.

Levelized Cost of Energy (LCOE)

This ratio criterion is, by definition, only useful for energy projects and is one of the most appreciated economic measures in this domain. The “Levelized cost of Energy” (LCOE) or « Cost of Energy », represents the annualized cost of a unit of energy (kWh in this paper) produced by the system [118-119]. More precisely, it corresponds to the ratio of the LCC of the project and the total amount of actualized energy produced over the project lifetime. It is expressed as it follows:

$$LCOE(P, i_r) = \frac{LCC(P, i_r)}{\sum_{j=1}^n \frac{W_j}{(1+i_r)^j}} \quad (2.30)$$

where W_j stands for the quantity of energy produced during year j . If this annual production is constant and equal to W then the formula of $LCOE$ becomes:

$$LCOE(P, i_r) = \frac{LCC(P, i_r)}{US_f(i_r, n) \cdot W} \quad (2.31)$$

Notice that the LCOE can also be seen as an annuity related to the LCC , which is calculated multiplying the LCC (Eq. 19) by the Uniform Capital Recovery factor UCR_f (2.14)

$$LCOE(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \frac{LCC(P, i_r)}{W} \quad (2.32)$$

As $US_f(i_r, n) = 1/UCR_f(i_r, n)$, both definitions give the same result. Let us observe that, like the LCC criterion, the LCOE doesn't take into account the incomes generated by the project and it is therefore not adapted to take an investment decision on a project but rather to define an optimal design of a project, see Subsection 2.2.

1.2.4 Payback methods

The « payback methods » are developed to evaluate the minimal time for an investor to recover its initial investment. Depending on the discount rate considered, two different notions can be defined [120–122].

Conventional Payback

The “conventional payback” (*CPB*) evaluates the payback time based on the nominal discount rate i . It does not take into account the inflation. Given a project $P(I, C_j, S, n)$ designed for n years, the conventional payback is defined by:

$$CPB(P, i) = k^* \text{ if } NPV(P(k^*), i) \geq 0 \quad (2.33)$$

where $NPV(P(k^*), i)$ is the Net Present Value corresponding to the case of the project P stopped after k^* years, that is:

$$NPV(P(k^*), i) = CF_0 + \sum_{j=1}^{k^*} \frac{CF_j}{(1+i)^j} + \frac{S}{(1+i)^{k^*}}. \quad (2.34)$$

Note that $CPB(P, i)$ is not well-posed because in general, the year k^* such that $NPV(P(k^*), i) \geq 0$ either doesn't exist or, if exists, has no reason to be unique. Nevertheless, from the definition (2.4) of the Net Present Value, for any project P , $NPV(P, i)$ formula can be rewritten as:

$$NPV(P, i) = CF_0 + \sum_{j=1}^k \frac{CF_j}{(1+i)^j} + \Psi(k) = NPV(P(k), i) + \Psi(k) \quad (2.35)$$

where

$$\Psi(k) = \sum_{j=k+1}^n \frac{CF_j}{(1+i)^j} + [1 - (1+i)^{n-k}] \frac{S}{(1+i)^n}. \quad (2.36)$$

Thus, if the project P is such that all the annual cash flows CF_j are positive and the sum of the annualized salvage value and of the cumulative annualized cash flows is bigger than the initial investment C_0 , that is:

$$\sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+i)^j} + \frac{S}{(1+i)^n} - C_0 \geq 0$$

then $NPV(P(k), I)$ is an increasing function of the integer variable k verifying $NPV(P(0), i) = -C_0$ and $NPV(P(n), i) \geq 0$. In this case $CBC(P, i)$ is well-posed, is unique and is also the minimal number of years required to recover the initial investment, as it can be observed on the following figure 2.2.

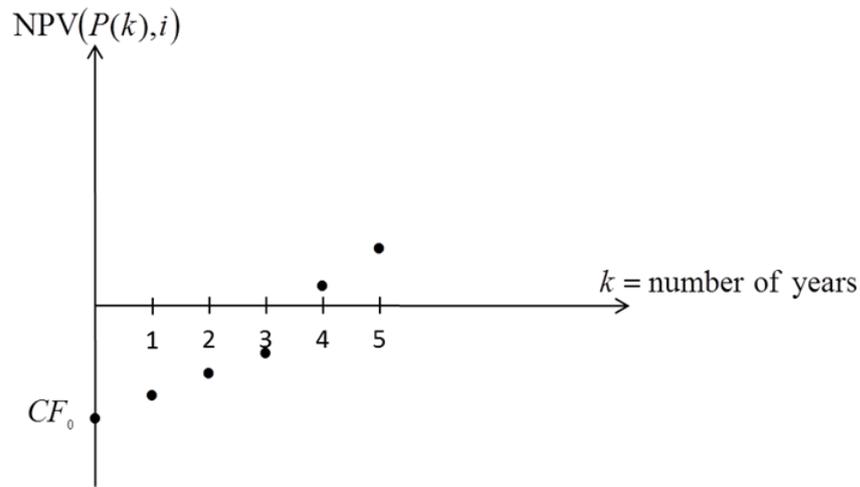


Figure 2. 2 a case where the CPB is well-posed (existence and uniqueness)

Given a nominal discount rate i , a project P designed for n years is accepted if $n \geq CPB(P; i)$, rejected otherwise.

Discounted Payback (DPB)

The “Discounted Payback” (DPB) evaluates the payback time based on the real discount rate i_r taking into account the inflation.

Given a project $P(I_j, C_j, S, n)$ designed for n years and using the above notation, the Discounted Payback is defined by:

$$DPB(P, i_r) = k^* \text{ if } NPV(P(k^*), i_r) \geq 0 \tag{2.37}$$

Given a real discount rate i_r , a project P designed for n years is accepted if $n \geq DPB(P; i_r)$ and rejected otherwise. The above remarks made on well-posedness, existence and uniqueness of Conventional Payback are still valid for the discount payback.

2 Equivalence of economic criteria for decision making, optimal design and ranking

As quoted in the introduction, the economic criteria recalled in the previous section can be used either to decide about the acceptance/rejection of a project (Decision Making), to find the optimal physical characteristics of a project (Optimal Design), or to determine the best project between different concurrent ones (Ranking). Our aim in the following subsections is to emphasize that some of the criteria are equivalent, in the sense that they will lead to the same conclusion.

All the projects $P(I_j, C_j, S, n)$ are assumed to have the same lifetime n .

2.1 Decision making relations between economic criteria

Given a project $P(I_j, C_j, n, S)$, an investor can use different criteria in order to decide to invest or not into the project. Our aim in this section is to precise under which conditions (economic environment, kind of cash flow...) two evaluation methods lead to the same decision

2.1.1 Definition [Decision Making implication and equivalence]

Let M_1 and M_2 be two economic criteria.

- *The criterion M_1 is said to be DM-imply criterion M_2 if, for any project P , whenever P is accepted for M_1 then P is accepted for M_2 , that is, $M_1 \xRightarrow{DM} M_2$ means that*

$\forall P$, if P is accepted for M_1 then it is accepted for M_2

- *The criteria M_1 and M_2 are said to be DM-equivalent if, for any project P , the project P is accepted for M_1 if and only if it is accepted for M_2 , that is, $M_1 \xleftrightarrow{DM} M_2$ means that*

$\forall P$, P is accepted for M_1 if and only if it is accepted for M_2 .

Remarks:

a) the DM-implication form M_1 to M_2 simply means that any project accepted by economic criterion M_1 will also be accepted using criterion M_2 .

b) the DM-equivalence between two economic criteria M_1 and M_2 means that both economic evaluation methods will lead to the same decision and thus that there is no need to compute both criteria to make a decision (acceptance/rejection) on a project.

Before stating the DM-relations between the economic methods recalled in Section 2, let us first state an easy property of DM-equivalence: roughly speaking *if two criteria are proportional, then they are DM-equivalent*. More precisely, let us define that an economic criterion M is of positive type if the acceptance of a project P for the criterion is characterized by $M(P, i_r) \geq 0$.

2.1.2 Properties :

Let M1 and M2 be two economic criteria of positive type.

Property **DM-P1**: *if there exists a positive real $k > 0$ such that, for any project P one has $M_1(P) = k.M_2(P)$ then criterion M_1 and M_2 are DM-equivalent*. In other words

$$\exists k > 0 / \forall P, M_1(P) = k.M_2(P) \quad \text{then} \quad M_1 \underset{DM}{\Leftrightarrow} M_2$$

Property **DM-P2**: *if there exists a negative real $k < 0$ such that, for any project P one has $M_1(P) = k.M_2(P)$ then criterion M_1 and $(-M_2)$ are DM-equivalent*. In other words

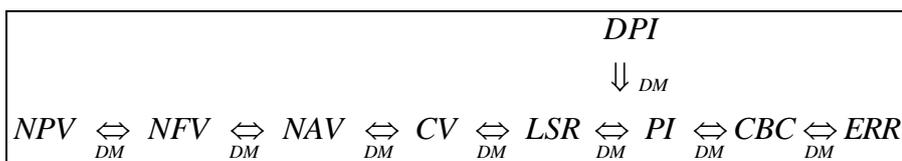
$$\exists k < 0 / \forall P, M_1(P) = k.M_2(P) \quad \text{then} \quad M_1 \underset{DM}{\Leftrightarrow} (-M_2)$$

We are now in position to state DM-relations between twelve economic criteria exposed in Section 1.2.

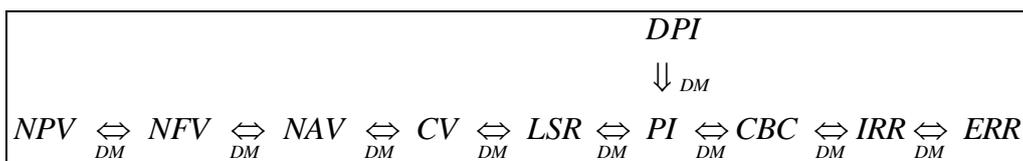
2.1.3 Theorem

Let assume that the nominal discount rate i and the inflation rate e are fixed. Then,

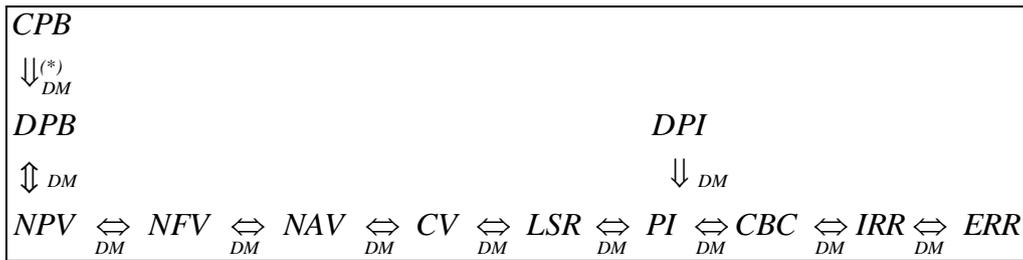
1) the following DM-relations hold:



2) The following DM-relations hold on the class of projects such that all the cash flows CF_j are non-negative with at least one being positive:



3) The following DM-relations hold on the class of projects such that all the cash flows CF_j are positive:



with the (*)-relation becoming a DM-equivalence if $e=0$, that is, if the inflation is neglected.

The proofs of the DM-relations described above are provided in Appendix 4.

Conclusion 1

From the equivalences established in the above theorem, it is clear that most of the economic criteria used in the literature are actually DM-equivalent. That means they will lead to the same decision (acceptation/rejection). Nevertheless this theorem also brings to the fore that some of these DM-equivalences are valid under some positiveness assumptions of the cash flows. Note that Pasqual *et al.*[100] already considered some equivalence between *NPV* and (*NFV*, *NAV*, *PI*, *IRR*, *DPB*). The above developments precise and extend their study.

2.2 Equivalences for Optimal Design

In this subsection, we focus on the following problem: an investor wants to "optimize a project" regarding some economic criteria. In order to precise the meaning of this optimization, let us consider the following notation.

Consider that a project $P(\mathbf{u})$ is totally characterized by some physical variables $\mathbf{u} = (u_1, u_2, \dots, u_q) \in R^q$ of the system which means that the project $P(\mathbf{u})$ is given by:

$$P(\mathbf{u}) = (I_j(\mathbf{u}), C_j(\mathbf{u}), S(\mathbf{u}), n)$$

where $I_j(\mathbf{u})$, $C_j(\mathbf{u})$, $S(\mathbf{u})$ are functions of the variable \mathbf{u} . Thus, given an economic criterion, a real discount rate i_r , and a subset C of R^q of possible values of the vector \mathbf{u} , the optimization of the project turns out to be:

Find an optimal $\mathbf{u}^* = (u_1^*, u_2^*, \dots, u_n^*) \in C$ solution of the following optimization problem, named $OpD(M, P)$:

$$OpD(M, P) \quad \text{Max}_{\mathbf{u}} M(P(\mathbf{u}), i_r) \quad \text{for } \mathbf{u} \in C.$$

The set of optimal solutions \mathbf{u}^* of the optimal design problem $OpD(M, P)$ is denoted by:

$$\text{Arg max}_{\mathbf{u} \in C} M(P(\mathbf{u}), i_r) = \left\{ \mathbf{u}^* \in C \text{ such that } M(P(\mathbf{u}^*), i_r) = \text{Max}_{\mathbf{u} \in C} M(P(\mathbf{u}), i_r) \right\}$$

Remark: In the case of an optimal design guided by the minimization of an economic criterion M (i.e. $LCOE$, DPB ...), the above formulation $OpD(M, P)$ is still valid by simply replacing M by $(-M)$.

Our aim in this subsection is now to study the so-called "Optimal Design" relations between two economic criteria, that is to determine if for two different criteria M_1 and M_2 the optimal design problems $OpD(M_1, P)$ and $OpD(M_2, P)$ lead to the same solution(s) or not

2.2.1 Definition [Optimal Design equivalence]

Let M_1 and M_2 be two economic criteria.

The criteria M_1 and M_2 are said to be OD-equivalent if, for any project $P(\mathbf{u})$, the optimal solutions of problem $OpD(M_1, P)$ are the same as the optimal solutions of $OpD(M_2, P)$, that is

$$\text{Arg max}_{\mathbf{u} \in C} M_1(P(\mathbf{u}), i_r) = \text{Arg max}_{\mathbf{u} \in C} M_2(P(\mathbf{u}), i_r)$$

2.2.2 Properties:

Let M_1 and M_2 be two economic criteria.

Property OD-P1: if there exists a positive real $k > 0$ such that, for any project P and any physical value $\mathbf{u} \in C$ one has $M_1(P(\mathbf{u})) = k.M_2(P(\mathbf{u}))$ then criteria M_1 and M_2 are OD-equivalent. In other words

$$\exists k > 0 / \forall P, \forall \mathbf{u} \in C, M_1(P(\mathbf{u})) = k.M_2(P(\mathbf{u})) \quad \text{then} \quad M_1 \underset{OD}{\Leftrightarrow} M_2$$

Property OD-P2: if there exists a negative real $k < 0$ such that, for any project P and any physical value $\mathbf{u} \in C$, one has $M_1(P(\mathbf{u})) = k.M_2(P(\mathbf{u}))$ then criteria M_1 and $(-M_2)$ are OD-equivalent. In other words

$$\exists k < 0 / \forall P, \forall \mathbf{u} \in C, M_1(P(\mathbf{u})) = k.M_2(P(\mathbf{u})) \quad \text{then} \quad M_1 \underset{OD}{\Leftrightarrow} (-M_2)$$

Property OD-P3: if, for any project P and any physical value $\mathbf{u} \in C$, the values $M_1(P)$ and $M_2(P)$ are equal up to an additive constant then criteria M_1 and M_2 are OD-equivalent. In other words

$$\exists \alpha \in R / \forall P, \forall \mathbf{u} \in C, M_1(P(\mathbf{u})) = M_2(P(\mathbf{u})) + \alpha \quad \text{then} \quad M_1 \underset{OD}{\Leftrightarrow} M_2$$

The proof of the four properties OD-P1-P4 is straightforward since, for any function $f:R^q \rightarrow R$, any $k > 0$ and for any $\alpha > 0$, it is well known that the five following optimization problems have the same optimal solutions:

$$Max_{u \in C} f(\mathbf{u}); \quad Max_{u \in C} k.f(\mathbf{u}); \quad Min_{u \in C} -k.f(\mathbf{u}); \quad Max_{u \in C} f(\mathbf{u}) + \alpha; \quad Min_{u \in C} \alpha - f(\mathbf{u}).$$

We are now in position to state our OD-relations between eight of the economic criteria defined in Section 2.

2.2.3 Theorem

Let's assume that the nominal discount rate i and the inflation rate e are known. Then

- 1) the following economic criteria are OD-equivalent:

$$\boxed{NPV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NFV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NAV \underset{OD}{\Leftrightarrow} CV}$$

- 2) the following economic criteria are OD-equivalent on the class of problem such that the annual incomes $I_j(\mathbf{u})$ of the project do not depend neither on the years nor on the physical value \mathbf{u} :

$$\boxed{NPV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NFV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NAV \underset{OD}{\Leftrightarrow} CV \underset{OD}{\Leftrightarrow} (-LCC)}$$

- 3) the following economic criteria are OD-equivalent on the class of problem such that the annual production $W_j(\mathbf{u})$ does not depend neither on the year nor on the physical value \mathbf{u} :

$$\boxed{LCC \underset{OD}{\Leftrightarrow} LCOE}$$

- 4) the following economic criteria are OD-equivalent on the class of problem such that both the annual incomes $I_j(\mathbf{u})$ and annual production $W_j(\mathbf{u})$ do not depend neither on the year nor on the physical value \mathbf{u} :

$$\boxed{NPV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NFV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NAV \underset{OD}{\Leftrightarrow} CV \underset{OD}{\Leftrightarrow} (-LCC) \underset{OD}{\Leftrightarrow} (-LCOE)}$$

- 5) the following economic criteria are OD-equivalent on the class of problem such that the initial investment C_0 does not depend on the physical value \mathbf{u} :

$$\boxed{NPV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NFV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NAV \underset{OD}{\Leftrightarrow} CV \underset{OD}{\Leftrightarrow} DPI \underset{OD}{\Leftrightarrow} PI}$$

- 6) the following economic criteria are OD-equivalent on the class of problem such that both the initial investment C_0 and the salvage value S do not depend on the physical value \mathbf{u} :

$$\boxed{NPV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NFV \underset{OD}{\Leftrightarrow} NAV \underset{OD}{\Leftrightarrow} CV \underset{OD}{\Leftrightarrow} DPI \underset{OD}{\Leftrightarrow} PI \underset{OD}{\Leftrightarrow} LSR \underset{OD}{\Leftrightarrow} CBC}$$

Remark: in item 6) of the above results it is assumed that the salvage value does not depend on physical variables. This assumption can appear to be somehow very restrictive. It is nevertheless satisfied if the salvage value is not taken into account in the economical model, which is often the case in practice and in the literature dedicated to energy projects.

Conclusion 2: The above theorem shows the richness of the interrelations between the different economic criteria when considering optimal design. It emphasizes also that these interrelations are more subtle than one can expect and subject to some precise assumptions on the data of the project ($I_j(\mathbf{u})$, $C_j(\mathbf{u})$, $W_j(\mathbf{u})$, ...) with respect to physical variable \mathbf{u} or the year j .

2.3 Equivalences for Ranking of projects

Given two projects P_1 and P_2 , an investor can use different criteria in order to decide which one of the two projects is the most desirable. Our aim in this section is to precise under which conditions (economic environment, kind of cash flow...) two evaluation methods lead to the same decision, that is the same ranking.

2.3.1 Definition [Ranking implication and equivalence]

Let M_1 and M_2 be two economic criteria.

The criteria M_1 and M_2 are said to be RK-equivalent if, for any couple of projects (P_1 , P_2), P_1 is preferred to P_2 with M_1 if and only if P_1 is preferred to P_2 with M_2 that is, $M_1 \underset{RK}{\Leftrightarrow} M_2$ means that

$$\forall (P_1, P_2), \quad M_1(P_1) \geq M_1(P_2) \Leftrightarrow M_2(P_1) \geq M_2(P_2)$$

2.3.2 Properties :

Let M_1 and M_2 be two economic criteria.

Property RK-P1: if there exists a positive real $k > 0$ such that, for any project P one has $M_1(P) = k \cdot M_2(P)$ then criteria M_1 and M_2 are RK-equivalent. In other words

$$\exists k > 0 / \forall P, M_1(P) = k \cdot M_2(P) \quad \text{then} \quad M_1 \underset{RK}{\Leftrightarrow} M_2$$

Property RK-2: if, for any project P , the values $M_1(P)$ and $M_2(P)$ are equal up to an additive constant then criteria M_1 and M_2 are RK-equivalent. In other words

$$\exists \alpha \in R^+ / \forall P, \quad M_1(P) = M_2(P) + \alpha \quad \text{then} \quad M_1 \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} M_2$$

These properties are direct consequences of the fact that, in case of RK-P1 (respectively in case RK-P2), one has $M_1(P_1) - M_1(P_2) = k[M_2(P_1) - M_2(P_2)]$ (respectively, $M_1(P_1) - M_1(P_2) = M_2(P_1) - M_2(P_2)$).

Let us now state our RK-relations between the economic criteria

2.3.3 Theorem

Let's assume that the nominal discount rate i and the inflation rate e are fixed. Then

- 1) the following economic criteria are RK-equivalent:

$$\boxed{\text{NPV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{NFV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{NAV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{CV}}$$

- 2) the following economic criteria are RK-equivalent on the class of problem having the same initial investment C_0 :

$$\boxed{\text{NPV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{NFV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{NAV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{CV} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{DPI} \underset{\text{RK}}{\Leftrightarrow} \text{PI}}$$

Conclusion 3: The ranking of projects is associated to the specific definition of each economic criterion which naturally limits the numbers of RK-equivalences.

3 Case study: batteryless PV/Diesel hybrid system

In view to compare the impact of the economic criteria on the optimal design and its related economic performance, a batteryless PV/Diesel hybrid system has been investigated as a case study. The system is composed of PV panels characterized by the total installed power \dot{W}_{peak} , a number N_{inv} of DC/AC inverters of capacity \dot{w}_{inv} and a number N_{D} of Diesel generators of capacity \dot{w}_{DG} each. The system is designed for a given site (2iE-K1 campus; Ouagadougou, Burkina Faso), for which electricity load profile and solar resource are well known. Figure 2. 3 displays these two design parameters for a typical day (weekly-based day for the demand and a yearly-based average day for solar irradiation). For a real project, optimization has to be carried out on several typical days, representing week days and week-end days for the demand, and taking into account seasonal variations of the solar irradiation, as proposed by INES [123] for Solar Combined Systems (SCC). However, this study aims at

demonstrating that the choice of economic criteria leads to different technical solutions and consequently different cumulated cash flow profiles. Therefore, for sake of simplicity, one typical day has been chosen, but the method could be easily applied to a more realistic problem

3.1 Choice of economic criteria

For a given physical variable $\mathbf{u} = [\dot{W}_{peak}, \dot{W}_{inv}, \dot{W}_D]$, the method consists in simulating the yearly operation of the whole system on hourly basis. The model is detailed in [124] and is also presented in chapter 3§ 2. This allows determining all the quantities which are required to evaluate the operating, maintenance and replacement costs. It is shown in [124] that, for a given load profile and a given solar resource, the Life Cycle Cost (LCC) only depends on the physical variable \mathbf{u} , or in other words, that costs C_j and salvage value S only depends on \mathbf{u} (Equ. 2.19). Concerning the incomes corresponding to the electricity sale, constant tariff ρ (€/kWh) has been assumed during the total lifespan n of the unit. For any day d and hour t , the annual income then writes:

$$I(\mathbf{u}) = \rho \cdot N \cdot \sum_{h=1}^{24} W(\mathbf{u}, t) \quad (2.38)$$

with ρ : Electricity tariff (€/kWh),

$W(\mathbf{u}, t)$: Electrical Energy sold each day at hour t to the users (kWh).

N : Number of operating days per year

As $W(\mathbf{u}, t)$ is defined as a design parameter (see figure 2.3) and the annual produced electricity $W_j(\mathbf{u}) = N \cdot \sum_{h=1}^{24} W(\mathbf{u}, t)$, the annual income $I_j(\mathbf{u})$ is constant, and does not depend neither on \mathbf{u} nor on the year (leap years are neglected). Thence, the item 4 of theorem related to OD-equivalence applies. This means that optimal design obtained by minimizing the LCC (as done in [124]) will also minimize LCOE and maximize NPV, NFV, NAV and CV.

Nevertheless, private or public investors often ask to evaluate the discounted payback (DPB) and internal rate of return (IRR). As no OD-equivalence has been demonstrated for these latters, their related optimal design has been also investigated.

3.2 Optimization procedure

First, a minimum LCOE for a stand-alone Diesel-system, then for the hybrid system are searched. The stand-alone Diesel-systems are usually rural electrification systems which are installed in remote areas in sub-Saharan Africa, and its optimal LCOE can be taken as a reference tariff $(\rho)_{ref}$. The minimal LCOE of the hybrid system represents the tariff that would lead to NPV=0. It is taken as the minimum tariff $(\rho)_{min}$ ensuring the economic viability of the project (or the system), whatever the criteria used as stated by the OD-equivalence theorem. Once the minimal LCOE is known, optimum configurations \mathbf{u}_{opt} (i.e. $(\dot{W}_{peak})_{opt}$, $(\dot{W}_{inv})_{opt}$ and $(\dot{W}_{DG})_{opt}$) are then estimated for three economic criteria : NPV_{max}, DPB_{min}, IRR_{max}, and for a tariff that varies from $(\rho)_{min}$ to $(\rho)_{ref}$.

Optimization is performed through Genetic Algorithm available in the open source Scilab software [125]. Optimal solutions are then refined through quasi-Newton methods also available in Scilab.

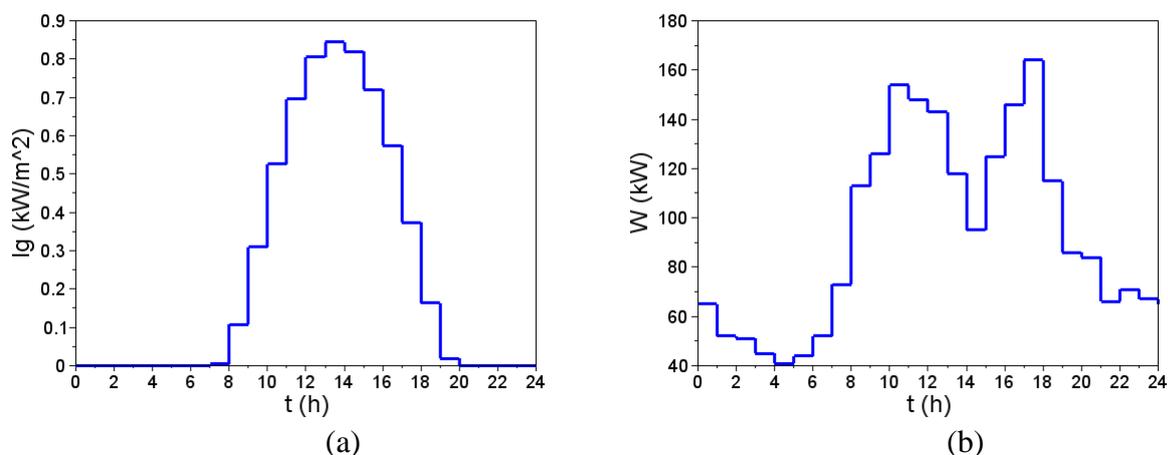


Figure 2.3 : Daily solar resource (a) and electricity demand (b)

3.3 Results and discussion

Figure 2.4 displays the optimum solutions according to the tariffs (ρ) , obtained from the three different criteria. It can be seen that NPV, DPB or IRR leads to different optimal design which is coherent with the fact that no OD-equivalence between them and other economic criteria has been proved in sub-section 3.2. It is observed that the optimal solar capacity decreases as the tariff increases. For tariffs which are close to the reference price (i.e. to the LCOE of the stand-alone Diesel system), DPB and IRR converge to the same optimal solution. The evolution of the cumulated cash flows (figure 2.5) shows that these two

criteria limit the investment cost, and the debt amount during the first years of operation. Therefore, they should be preferred in emerging countries, for which it is often difficult to get long term loans.

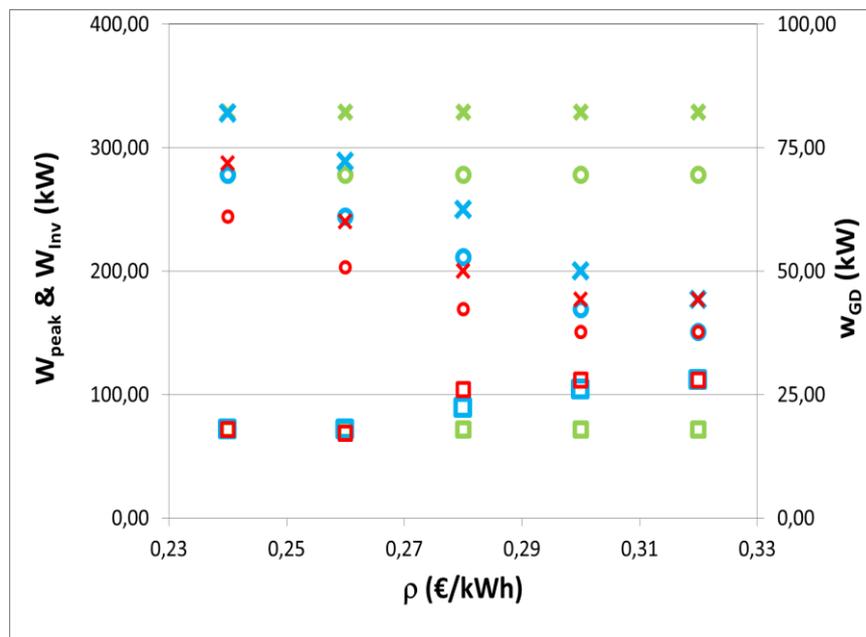
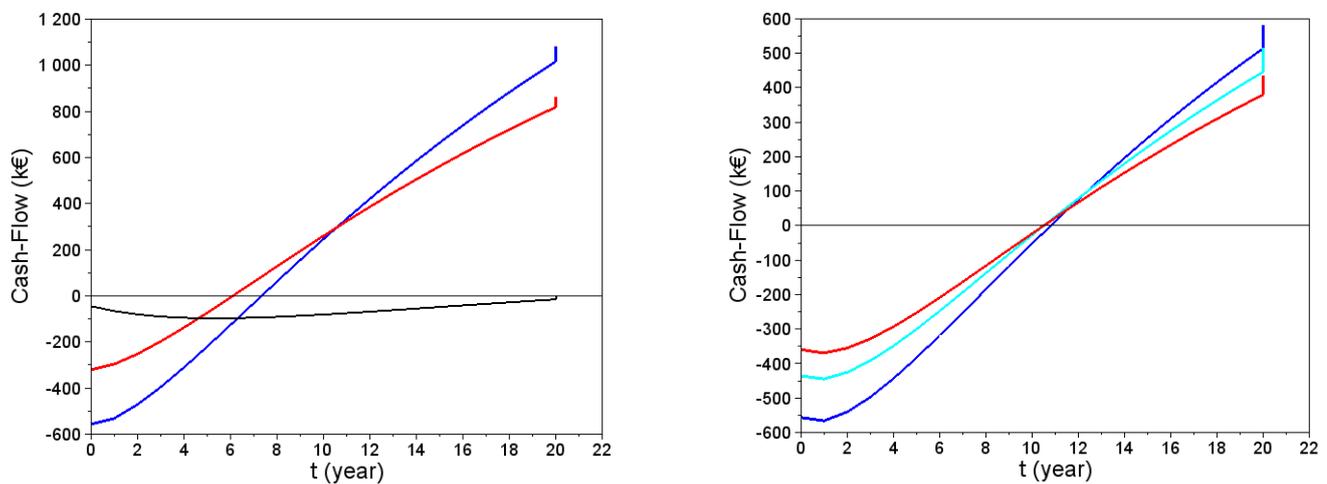


Figure 2. 4: Optimal configuration according to the electricity tariffs, depending on the objective function : **NPV**, **DPB** and **IRR**, \times : $(\dot{W}_{peak})_{opt}$, \circ : $(\dot{W}_{inv})_{opt}$, \square : $(\dot{W}_{DG})_{opt}$.



(a) : $\rho=32,5 \text{ c€}$

(b) : $\rho=28 \text{ c€}$.

Figure 2. 5: Cumulated Cash flow (k€) according to time (year), for the optimal configurations related to **NPV**, **DPB** and **IRR**. (a): $\rho=(\rho)_{ref} =32,5 \text{ c€}$. Cash flow related to stand-alone Diesel system is also displayed (black). In that case, DPB and IRR lead to the same optimal configuration (red). (b): $\rho=28 \text{ c€}$.

In both figures, the sharp increase of cash flows occurring at $t=20$ years corresponds to the salvage value. Optimal configurations and related costs are presented in table 1 for $\rho = 28$ €/kWh. Solar PV field represents the main part of the investment cost and could be 10 times higher than the Diesel generators investment cost. It could also be pointed out that inverters replacement cost are about twice the Diesel generators replacement costs. Lifespans are 8 years for the inverters and 30.000 running hours (≈ 3.4 years) for Diesel generators. However, as several Diesel generators are available, they do not continuously operate. The daily Diesel generator operating time is 13.5 hours for a stand-alone Diesel system and is reduced to approximately 8 hours for the hybrid systems [124]. Thence, the actual lifespan of the Diesel generator is about 6 years for the stand-alone Diesel system and 10 years for the hybrid systems, and consequently, Diesel generators replacement costs are reduced for the hybrid systems. Solar penetration reduces the operating cost (i.e. fuel consumption) from one third (IRR) to half (NPV). Other costs (maintenance cost and salvage value) remain marginal for all optimal solutions.

As a conclusion, hybrid systems permit to reduce the operating costs and Diesel replacement costs, but highly increase the investment costs. Moreover, Diesel generators replacement costs reduction is cancelled by the inverters replacements costs. However, the use of PV panels lead to a 30% gain on the LCOE.

Concerning the economic criteria, it has been noticed that DPB and IRR give optimal solutions that limits the investment cost and the maximum debt amount. As solar equipment represents the main part of the investment costs (up to 90%), this leads to reducing the solar capacity when these two criteria are compared with the NPV/LCC/LCOE criteria.

Notice that all optimal solutions exhibits the DM-equivalences demonstrated in section 3.2: all verify $NPV > 0$, $DPB < 20$ years, $IRR > i_r$ and are then acceptable; indeed, since all the CF_j are positive, item 3) of DM-equivalence applies.

Table 1: Results for $(\rho) = 0.28$ k€/kWh. CI, CM, CO and CR stand respectively for Initial Investment, Maintenance costs, Operating costs and Replacement costs.

Objective function	Ref.	NPV				DPB				IRR			
		Diesel	PV	Inv.	Diesel	Total	PV	Inv.	Diesel	Total	PV	Inv.	Diesel
W (kW)	26	329	278	18		250	212	22		200	146	26	
Number	7	1	1	10		1	1	8		1	1	7	
CI (k€)	44	415	84	57	556	318	69	49	436	256	59	44	359
CM (k€)	24	14		11	25	11		14	25	9		16	25
CO (k€)	3437			1720	1720			1947	1947			2123	2123
CR (k€)	171		239	104	343		196	108	304		167	106	273
S (k€)	-15	-39	-20	-7	-66	-30	-16	-22	-68	-24	14	-18	-56
LCOE (c€/kWh)	32.5	22.8				23.4				24.1			
LCC (M€)	3.66	2.58				2.64				2.72			
NPV (M€)	-	0.58				0.52				0.44			
DPB (year)	-	10.8				10.4				10.5			
IRR (-)	-	16.1%				17.5%				18.0%			

General conclusion

Providing a sharp economical estimation of a project, particularly of an energy project is of main importance. Indeed for innovative and long term energy project, it is not sufficient to prove the technical feasibility of a new energy process but its economical relevance in the context has to be addressed.

Since there are a lot of different ways/criteria to evaluate this economical relevance, this paper contributes to clarify under which assumptions the different criteria lead to the same conclusion/decision, that is either deciding to invest or not (Decision Making) or finding the Optimal Design or even Ranking different projects. Three concepts of equivalence of criteria are defined and three equivalence theorems are established. Two main conclusions can be made from these results:

- 1- many criteria lead actually to the same decision
- 2- these equivalences must be used with caution because they are proved to be

valid under precise assumptions, for example positiveness of the cash flows.

Now the case study proposed at the end of the paper gives a good illustration, in the case of optimal design, of the difference between economical criteria. Indeed, when applied to search for optimal design of an PV/Diesel hybrid energy system, the NPV, IRR and DPB provide different solutions but, since the hypothesis of the OP-equivalence are fulfilled, it would be useless to evaluate the other economical criteria optimal design; they would lead to the same solutions.

Conception optimale des systèmes hybrides PV/Diesel

Introduction.....	71
1.Généralités sur le système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage	72
1.1. Aperçu général du système.....	72
1.2. Descriptif et stratégies de fonctionnement	72
1.3. Evaluation de la demande et de la ressource solaire	75
2.Modélisation technico-économique du système hybride PV/Diesel.	75
2.1. Modèle physique.....	76
2.1.1. Equilibre des flux d'énergie	76
2.1.2. Gestion optimal des générateurs Diesel	78
2.1.3. Paramètres, variables d'optimisation et fonction objectif.....	82
2.2. Modèle économique	83
2.2.1. Modélisation des différents coûts.....	83
2.2.2. Modélisation des critères économiques	85
3.Optimisation de la conception du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage.	88
3.1.Conception optimale basée sur le LCC et le LCOE	91
3.1.1. Les données d'entrées	91
3.1.2. Procédure d'optimisation	91
3.1.3. Résultats d'optimisation et discussion	94
3.1.4. Comparaison avec HOMER.....	105
3.1.5. Analyses des sensibilités	110
3.2.Impact des critères économiques sur l'optimisation du système.....	115
3.2.1. Procédure d'optimisation	115
3.2.2. Résultats et discussions	116
Conclusion	121

Introduction

Dans les deux chapitres précédents, les enjeux de l'électrification rurale, les technologies d'électrification existantes et les critères économiques pouvant aider à la conception ou à l'évaluation de ces technologies ont été présentés. Une solution primordiale pour faciliter l'électrification rurale est de pouvoir concevoir des systèmes fiables et rentables capables d'attirer le secteur privé dans le monde de l'électrification rurale.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les travaux de conception des systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage réalisés au cours de cette thèse. Pour ce faire, ce chapitre met d'abord en exergue une approche de conception et d'optimisation dudit système réalisée sur la base de deux critères économiques (LCC et LCOE). Ensuite, une optimisation est réalisée sur d'autres critères non OD-équivalents : le IRR et le DPB (Cf. chapitre 2) et l'influence de ce choix de critère économique sur la configuration optimale est alors analysée.

Ce chapitre est constitué de trois sections. La première section présente les généralités sur les systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage et les contraintes de fonctionnement de ces systèmes. La seconde section présente les travaux de modélisation technique et économique d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage ; dans cette section, un modèle physique reflétant le comportement dynamique du système est d'abord établi, puis un modèle économique permettant d'évaluer cinq critères économiques considérés au chapitre 2 : LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB. Ce modèle technico-économique permet alors de poser les problèmes d'optimisation liés à ces 5 critères. L'outil développé permet de rechercher le dimensionnement optimal d'un système hybride connaissant les profils de la ressource solaire et de la consommation électrique. La méthodologie est appliquée dans un premier temps au site du campus de 2iE-K1 et les résultats obtenus sont présentés dans la section 3. En effet cette section 3 est subdivisée en deux sous-sections principales. La première sous-section présente les résultats d'optimisation du système avec LCC et LCOE. Il y est adjoint les résultats de simulation de ces résultats sur HOMER et l'analyse de sensibilité de plusieurs paramètres (le coût de gasoil, le taux d'actualisation et le coût du kWc de PV). Dans la deuxième sous-section, l'impact de tous les critères économiques sur la solution optimale est analysé. Ces résultats découlent de l'optimisation de

chacun des critères économiques à différents prix de vente d'électricité, et de l'analyse des cashflows.

1. Généralités sur le système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage

1.1. Description du système

Le système hybride PV/Diesel à concevoir est composé de plusieurs générateurs Diesel alimentés au gasoil ou aux biocarburants (ou les deux, selon leur disponibilité dans la zone), et d'un champ solaire photovoltaïque connecté à un ou plusieurs onduleurs dans le but d'accroître la flexibilité dans la gestion du système entier. La figure 1.10 du chapitre 1 présente le schéma général du système PV/Diesel sans batteries de stockages établi suivant les principes du concept "Flexy-Energy"

1.2. Descriptif et stratégies de fonctionnement

Le système hybride PV/Diesel à concevoir est constitué d'un champ PV de plusieurs strings connectés à des onduleurs et couplé en parallèle avec plusieurs générateurs Diesel, eux aussi couplés entre eux pour alimenter les différentes charges.

Pour produire une électricité à moindre coût pour une population quelconque (notamment les populations rurales ou périurbaines), l'enjeu principal dans un tel système hybride est d'assurer un LCC ou un LCOE minimal en établissant une optimisation axée sur :

- Le dimensionnement du système (la puissance crête du champ solaire, les puissances et les nombres d'onduleurs et de générateurs Diesel)
- La gestion du fonctionnement global du système en période de service. En effet, lorsque plusieurs générateurs Diesel fonctionnent en parallèle, l'ensemble du système hybride PV/Diesel est soumis à deux principales exigences pour assurer sa fiabilité. Il s'agit de la stabilité de la fréquence et de la tension en tout point du réseau électrique [15], [78], [126]. Pour ce faire, une approche simple consiste à désigner un générateur unique comme maître dans le contrôle du système, il imposera ainsi sa fréquence aux autres composants du système.
- Durant les heures de fort ensoleillement et de faibles appels de charges, il est très souvent possible d'observer des retours de puissance sur les générateurs Diesel, et

conséquemment des augmentations brusques de la tension sur le réseau [15], [127], [128]. Ce problème peut être partiellement évité grâce à la mise en fonctionnement de plusieurs générateurs Diesel couplés en parallèle. Et pour l'éviter complètement, il est judicieux de prévoir des charges différables et/ou des onduleurs pilotables tel qu'indiqué dans le concept « Flexy-Energy » [12-13]

Pour respecter les contraintes de fonctionnement ci-dessus, les stratégies de fonctionnement suivantes nécessitent d'être intégrées dans le contrôle d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage.

Premièrement, si la production solaire est supérieure à la demande à un instant quelconque, deux solutions sont possibles :

- Soit les charges différables sont mises en marche pour assurer une optimisation du fonctionnement global du système.
- Soit le taux de pénétration solaire est réduit en délestant certains onduleurs.

NB : une autre option serait de stocker ce surplus d'énergie, mais le stockage est exclu de la démarche abordée dans cette thèse.

Deuxièmement, le taux de charge de chaque générateur Diesel doit être supérieur ou égal à 40% (c'est-à-dire qu'aucun générateur Diesel ne devrait fonctionner en deçà de 40% de sa charge nominale).

Il ressort clairement qu'il faut un modèle bien adapté pour dimensionner, simuler et/ou optimiser un tel système hybride pouvant prendre en compte à la fois les paramètres techniques et les critères économiques. Comme on l'a vu au chapitre 1, il existe plusieurs outils/modèles pour concevoir les systèmes hybrides. Les plus utilisés sont HOMER, HYBRID2, HOGA, and TRNSYS. (Cf. chap. 1).

Cependant, HYBRID2 et TRNSYS ne sont pas adaptés pour la conception optimale du système. En effet, HYBRID2 (Hybrid Power System Simulation Model) [83], [129] et TRNSYS (Transient Energy System Simulation Program) [84], [130] sont des outils de simulation uniquement et non d'optimisation; par contre HOMER et HOGA sont des outils d'optimisation :

- HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) [82] est actuellement l'outil le plus utilisé pour la conception des systèmes hybrides. HOMER calcule et range les combinaisons de systèmes hybrides possibles (champ PV, onduleur, générateur Diesel) en ordre décroissant de leur LCC. (dans HOMER, LCC est appelé Net Present

Cost (NPC)). Cependant, la (les) solution(s) obtenue(s) n'est (ne sont) pas forcément réellement optimale(s), mais correspond(ent) en fait à la (aux) meilleure(s) solution(s) trouvée(s) parmi un jeu de combinaisons des paramètres initialement entrés par l'utilisateur. De plus, HOMER ne prévoit pas l'utilisation de plusieurs onduleurs dans le système.

Deux types de stratégies d'alimentation des charges sont disponibles dans HOMER : le « load following » et le « Cycle charging ». En mode « load following », les générateurs Diesel fournissent juste la puissance nécessaire pour alimenter les charges à un instant quelconque en fonction de la production solaire. Cette approche n'est pas très pertinente de par le fait qu'il n'y a aucune garantie que le régime de fonctionnement de ces générateurs soit optimal. En mode « cycle charging », le générateur Diesel (s'il est présent dans le système) fonctionne à sa puissance maximale et l'excédent d'électricité non consommée par les charges est utilisée pour charger les batteries [131], mais les batteries sont exclues du système PV/Diesel étudié dans cette thèse tel que mentionné précédemment.

- HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) quant à lui est un outil de simulation et d'optimisation des systèmes hybrides [132]. L'optimisation est effectuée à partir des algorithmes génétiques pour rechercher une solution globale. Notons cependant qu'aucune garantie d'optimalité globale ne peut être apportée par cette approche par algorithme génétique. Mais HOGA ne prévoit pas l'utilisation de plusieurs générateurs Diesel et plusieurs onduleurs. De plus, le critère économique d'optimisation y est uniquement le LCOE.

En considérant les descriptions ci-dessus faites sur les outils existant et ceux présentés au chapitre 1, il ressort qu'aucun d'eux n'est capable d'effectuer en même temps la conception, simulation et optimisation du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage tel que présenté à la figure 1.10. Il devient donc obligatoire de développer un nouveau modèle qui pourra prendre en compte à la fois l'ensoleillement, les variations de charges, la flexibilité dans la gestion globale du système (gestion de l'énergie produite et des charges) et les contraintes de fiabilité du système.

2. Modélisation technico-économique du système hybride PV/Diesel.

Cette partie a pour objectif de décrire le modèle développé pour les systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage. L'objectif du modèle technico-économique est de pouvoir évaluer les différents critères économiques que l'on pourra optimiser à l'aide d'un algorithme d'optimisation. Le modèle présenté dans cette section a fait l'objet d'une publication scientifique dans le journal « Energy » [124].

2.1. Evaluation de la demande et de la ressource solaire

Pour établir le modèle physique de conception du système, les données d'ensoleillement et le profil de charge de la zone d'étude sont supposés connus à un pas de temps horaire ; ces données constituent donc des paramètres pour l'optimisation. Les figures 3.1 et 3.2 présentent une évolution journalière de ces deux paramètres pour un jour type sur le campus 2iE-K1. Pour des projets réels de réalisation, l'optimisation doit être effectuée en prenant en compte plusieurs jours types (profils de charges des jours de la semaine, des weekends) et/ou en prenant les variations saisonnières de l'ensoleillement. Cette méthode simpliste de considération des charges et des données d'ensoleillement a été proposée par l'INES [123] pour les systèmes solaires combinés.

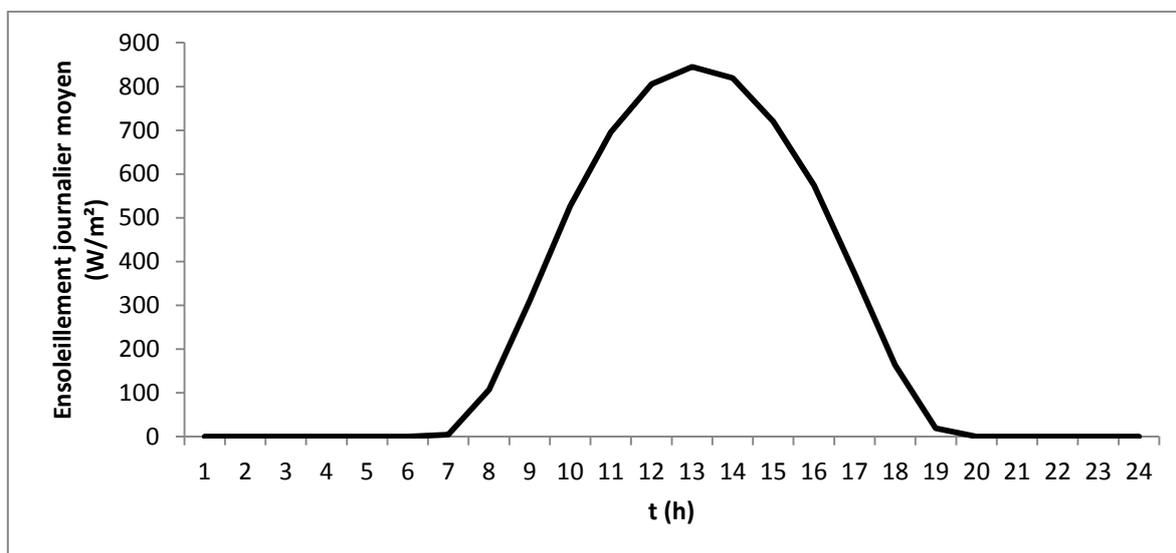


Figure 3. 1 : Profil d'ensoleillement d'un jour-type

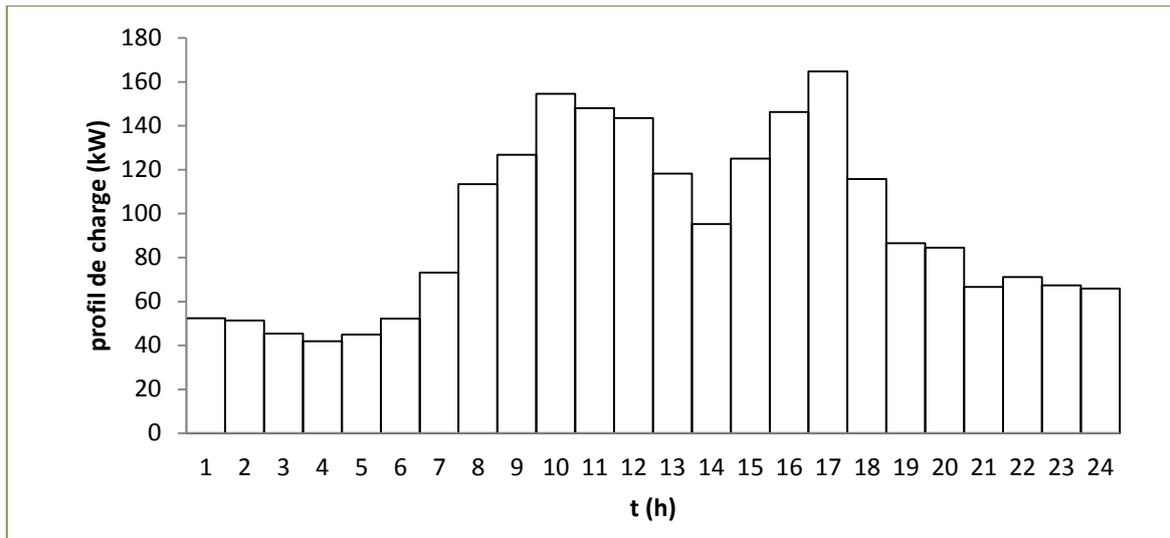


Figure 3. 2 : Profil de demande électrique sur un jour-type

2.2. Modèle physique

2.2.1. Equilibre des flux d'énergie

Le système hybride à concevoir est constitué des panneaux photovoltaïques caractérisés par une puissance crête totale \dot{W}_{peak} , un nombre N_{inv} (DC/AC) d'onduleurs de puissance \dot{w}_{inv} chacun (avec une puissance totale \dot{W}_{inv}) et un nombre N_D de générateurs Diesel de même taille \dot{w}_D ou de tailles différentes $\dot{w}_1, \dot{w}_2, \dots, \dot{w}_{N_D}$ (avec pour puissance totale \dot{W}_D). Le système étant conçu pour alimenter entièrement une charge électrique (\dot{W}_u), on a à chaque instant t quelconque, l'équilibre du flux d'énergie suivant :

$$\dot{W}_{inv}(t) + \dot{W}_D(t) - \dot{W}_u(t) = 0 \quad (3.1)$$

où \dot{W}_{inv} : Puissance électrique totale fournie par les N_{inv} onduleurs (kW)

\dot{W}_D : Puissance électrique totale fournie par les N_D générateurs Diesel (kW)

La puissance solaire produite peut s'exprimer en fonction de la puissance crête du champ PV \dot{W}_{peak} , de l'efficacité de l'onduleur (η_{inv}) et du facteur de pertes F_{pv} qui permet de prendre en compte l'ensemble des autres pertes sur le champ solaire (température, inclinaison, poussières) ; le facteur de pertes considéré dans ce chapitre tient compte des pertes joules des câbles (98%), des pertes dues aux imperfections du MPPT (98%) et autres pertes (95%), le

rendement des onduleurs étant considéré séparément. Dans cette première approche, les pertes dues à la température sont négligées dans les pertes, supposées constantes. Cependant l'aspect variabilité de la température et l'influence de cette dernière sur le système sont intégrés dans le modèle développé au dernier chapitre de ce manuscrit.

Pour le cas présent, sachant que la puissance crête des panneaux photovoltaïques est liée à un rayonnement global $I_0 = 1 \text{ kW/m}^2$, la puissance produite à chaque instant t par le champ PV s'écrit :

$$\dot{W}_{\text{pv}}(t) = F_{\text{PV}} \dot{W}_{\text{peak}} I_G(t) \quad (3.2)$$

Rappelons que $I_G(t)$ est l'ensoleillement ramené à l'ensoleillement standard ; c'est-à-dire

$$I_G(t) = \frac{I_g(t)}{I_0}, \text{ avec } I_g(t) \text{ l'ensoleillement global en } \text{W/m}^2$$

La puissance de sortie des onduleurs est donc déduite par l'expression suivante :

$$\dot{W}_{\text{inv}}(t) = \eta_{\text{inv}} \dot{W}_{\text{pv}}(t) = F_{\text{PV}} \eta_{\text{inv}} \dot{W}_{\text{peak}} I_G(t) \quad (3.3)$$

Cette puissance peut être convertie à l'aide de plusieurs onduleurs supposés identiques dans cette étude, et caractérisés par une puissance \dot{w}_{inv} . Puisque l'ensemble des onduleurs doit être dimensionné en fonction de la production solaire maximale, il vient :

$$N_{\text{inv}} = \left\lceil \frac{\dot{W}_{\text{peak}} \max(I_G(t))}{\dot{w}_{\text{inv}}} \right\rceil \quad (3.4)$$

où $\lceil \cdot \rceil$ représente la fonction partie entière majorée (ceiling function). Cette fonction est utilisée pour arrondir N_{inv} à l'entier naturel le plus proche supérieur ou égal à la valeur obtenue.

Des équations (3.1) et (3.2), on peut déduire la puissance horaire à produire par les générateurs Diesel :

$$\dot{W}_D(t) = \dot{W}_u(t) - F_{\text{PV}} \eta_{\text{inv}} \dot{W}_{\text{peak}} I_G(t) \quad (3.5)$$

Cette puissance peut être fournie par un ou plusieurs générateurs Diesel de puissance $\dot{w}_{D,j}$:

$$\dot{W}_D(t) = \sum_{N_D} \delta_j(t) \dot{w}_{D,j} \quad (3.6)$$

où $\delta_j(t)$ représente le taux de charge des générateurs à l'instant t .

En rappel, le taux de charge d'un générateur Diesel représente le rapport de la puissance délivrée par générateur Diesel et la puissance maximale que peut fournir ce dernier. Le taux de charge est compris entre 0 (générateur éteint) et 1 (générateur en pleine charge).

Le fonctionnement dynamique d'un générateur Diesel est caractérisé par son taux de charge, la durée de fonctionnement et la consommation en carburant. Ces paramètres influencent l'évaluation économique et nécessitent donc d'être précisés avec soin. La nécessité d'analyser ces paramètres de fonctionnement du générateur Diesel pour le système hybride à concevoir mène à étudier la gestion optimale d'un système à plusieurs générateurs Diesel.

2.2.2. Gestion optimale des générateurs Diesel

Pour un générateur Diesel, la consommation horaire est fortement liée au taux de charge et à la puissance nominale du générateur Diesel [16], [133–136]. Pour des générateurs Diesel de puissance inférieure à 150 kW, la consommation horaire peut être approximée par une fonction linéaire du taux de charge δ [137] :

$$\dot{f} = (f_0 + f_1 \delta) \dot{w}_D \quad (3.7)$$

avec \dot{f} : Consommation horaire en carburant, généralement exprimée en (L/h)

f_0, f_1 : Constantes obtenues de la littérature ou des expérimentations (L/kWh)

L'équation (3.8) traduit le fait que la consommation spécifique f (en L/kWh) augmente lorsqu'un générateur Diesel fonctionne à faible charge [16] :

$$f = \frac{\dot{f}}{\delta \dot{w}_D} = \frac{f_0}{\delta} + f_1 \quad (3.8)$$

Par conséquent, il est intéressant d'étudier la gestion optimale des générateurs Diesel en cherchant à minimiser la consommation en carburant. Deux cas seront effectués dans cette étude : cas des générateurs Diesel identiques (de même puissance \dot{w}_D) et cas général des générateurs Diesel de puissances différentes \dot{w}_{D_j} .

✓ *Cas des générateurs Diesel identiques de même puissance \dot{w}_D*

Le nombre de générateurs Diesel nécessaire peut s'exprimer en fonction de la demande maximale. Puisque le système hybride PV/Diesel doit être capable d'assurer toute la

charge même en l'absence de soleil (passages nuageux ou dans la nuit), le nombre de générateurs total peut se déterminer par l'expression :

$$N_D = \left\lceil \frac{\max_t (\dot{W}_u(t))}{\dot{w}_D} \right\rceil \quad (3.9)$$

Les générateurs Diesel étant tous identiques, $\dot{w}_{D_j} = \dot{w}_D$, la consommation en carburant et la puissance totale de la charge à alimenter par les générateurs Diesel à un instant t s'écrivent respectivement :

$$\dot{f}(t) = \dot{w}_D \sum_{N_{on}(t)} [f_0 + f_1 \delta_j(t)] \quad (3.10)$$

$$\dot{W}_D(t) = \dot{w}_D \sum_{N_{on}(t)} \delta_j(t) \quad (3.11)$$

où $N_{on}(t)$ est le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement à un instant t , $N_{on}(t) \leq N_D$

D'après les expressions (3.10) et (3.11), la consommation en carburant s'écrit :

$$\dot{f}(t) = \dot{w}_D \left[N_{on}(t) f_0 + f_1 \sum_{N_{on}(t)} \delta_j(t) \right] = N_{on}(t) f_0 \dot{w}_D + f_1 \dot{W}_D(t) \quad (3.12)$$

et dépend donc uniquement de $\dot{W}_D(t)$ et $N_{on}(t)$ et non explicitement des taux de charge.

L'équation (3.12) montre que minimiser le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement à chaque heure entrainera aussi la minimisation de la consommation en carburant. En conséquence, le nombre de générateurs en fonctionnement $N_{on}(t)$ pourra être déterminé par :

$$N_{on}(t) = \left\lceil \frac{\dot{W}_D(t)}{\dot{w}_D} \right\rceil \quad (3.13)$$

Avec un pas de temps horaire ($\Delta t = 1h$), le temps de fonctionnement moyen journalier \bar{T} de chaque générateur Diesel s'écrira simplement :

$$\bar{T} = \sum_{24} N_{on}(t) \times \Delta t / N_D = \sum_{24} N_{on}(t) / N_D \quad (3.14)$$

A partir de l'équation (3.14), on remarque que minimiser la consommation en carburant (c'est-à-dire minimiser le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement, équation (3.12)) implique aussi la minimisation du temps de fonctionnement moyen des

générateurs Diesel, et en conséquence la minimisation des coûts de maintenance et de fonctionnement.

Dans le cas où tous les générateurs Diesel sont identiques et tous couplés en parallèle, le point d'équilibre ira naturellement à un état où tous les taux de charge ont la même valeur. Ainsi, à chaque instant t , le taux de charge peut être déterminé par:

$$\delta(t) = \dot{W}_D(t) / (N_{on}(t) \dot{w}_D) \quad (3.15)$$

✓ *Cas général : les générateurs Diesel peuvent être de tailles différentes*

On considère dans cette section un système hybride PV/Diesel constitué de plusieurs générateurs de tailles éventuellement différentes. Comme développé précédemment, la puissance totale requise des générateurs Diesel doit correspondre à la demande maximale.

$$\sum_{N_D} \dot{w}_{D,j} = \max(\dot{W}_u) \quad (3.16)$$

Si les générateurs Diesel, de tailles inférieures à 150 kW, sont fournis par le même constructeur (i.e. la même technologie), on peut raisonnablement supposer que les coefficients f_0 et f_1 de l'équation (3.8) ne dépendent pas beaucoup de la taille du générateur. Dans ce cas, la consommation en carburant et la puissance à fournir par les générateurs Diesel à un instant donné t s'écrivent respectivement :

$$\dot{f}(t) = \sum_{N_D} \tau_j(t) [f_0 + f_1 \delta_j(t)] \dot{w}_{D,j} = f_0 \sum_{N_D} \tau_j(t) \dot{w}_{D,j} + f_1 \sum_{N_D} \tau_j(t) \delta_j(t) \dot{w}_{D,j} \quad (3.17)$$

$$\dot{W}_D(t) = \sum_{N_D} \tau_j(t) \delta_j(t) \dot{w}_{D,j} \quad (3.18)$$

où τ_j est un nombre binaire (un bit), donnant l'état du générateur j : OFF si $\tau_j=0$ ou ON si $\tau_j=1$.

Les équations (3.17) et (3.18) amènent :

$$\dot{f}(t) = f_0 \sum_{N_D} \tau_j(t) \dot{w}_{D,j} + f_1 \dot{W}_D(t) \quad (3.19)$$

Ainsi, comme dans le cas précédent, la consommation en carburant ne dépend pas explicitement des taux de charge $\delta_j(t)$ des générateurs Diesel. L'équation (3.19) montre que, pour une puissance $\dot{W}_D(t)$ donnée, la consommation en fuel peut être minimisée en

recherchant la configuration optimale $\boldsymbol{\tau}_{opt} = [\tau_1 \quad \tau_2 \quad \dots \quad \tau_{N_D-1} \quad \tau_{N_D}]$ qui conduit à la plus petite puissance $\dot{W}_{max}(\boldsymbol{\tau})$, définie par :

$$\dot{W}_{max}(\boldsymbol{\tau}) = \langle \boldsymbol{\tau}, \mathbf{w}_D \rangle \quad (3.20)$$

où $\mathbf{w}_D = [w_1 \quad w_2 \quad \dots \quad w_{N_D-1} \quad w_{N_D}]$, et $\langle \mathbf{u}, \mathbf{v} \rangle$ représente le produit scalaire de deux vecteurs \mathbf{u} et \mathbf{v} .

Le nombre N_c de configurations possibles est égal à $(2^{N_D} - 1)$; la configuration où tous les générateurs Diesel sont à l'arrêt étant exclue, car il faut au moins un générateur Diesel toujours en marche pour assurer le réseau. Chaque configuration peut être décrite par un nombre entier k ($1 < k < N_c$), la configuration $\boldsymbol{\tau}(k)$ prenant la valeur de k en base binaire. Par exemple, pour un ensemble de quatre générateurs de puissances $\dot{w}_1, \dot{w}_2, \dot{w}_3$ et \dot{w}_4 , la 3^{ème} configuration $\boldsymbol{\tau}(3) = [0 \ 0 \ 1 \ 1]$ correspond au cas où les générateurs 1 et 2 sont à l'arrêt et les générateurs 3 et 4 sont en fonctionnement.

A l'instant t , la configuration optimale k_{opt} est donc obtenue en déterminant la plus petite puissance respectant $\dot{W}_{max}(\boldsymbol{\tau}(k)) > \dot{W}_D(t)$:

$$Min \langle \boldsymbol{\tau}(k), \mathbf{w}_D \rangle \text{ avec } \dot{W}_D(t) - \langle \boldsymbol{\tau}(k), \mathbf{w}_D \rangle \leq 0 \quad (3.21)$$

Numériquement, ce problème est résolu en calculant le vecteur $\dot{\mathbf{W}}_{max}$ tel que :

$$\dot{\mathbf{W}}_{max}(\mathbf{w}_D) = \begin{pmatrix} \boldsymbol{\tau}(1) \\ \boldsymbol{\tau}(2) \\ \vdots \\ \boldsymbol{\tau}(N_c) \end{pmatrix} \cdot \mathbf{w}_D = \begin{pmatrix} \dot{W}_{max}(1) \\ \dot{W}_{max}(2) \\ \vdots \\ \dot{W}_{max}(N_c) \end{pmatrix} \quad (3.22)$$

et en recherchant le plus petit élément vérifiant la contrainte $\dot{W}_{max}(k) \geq \dot{W}_D(t)$. Un exemple de calcul est présenté à l'annexe 8 de ce chapitre.

Suivant l'équation 3.19, le taux de charge $\delta_j(t)$ n'impacte pas explicitement la consommation totale de carburant et peut être supposé identique pour chaque générateur. Ainsi, de l'équation (3.18), on a :

$$\delta(t) = \dot{W}_D(t) / \sum_{N_D} \langle \boldsymbol{\tau}(k_{opt}(t)), \mathbf{w}_D \rangle \quad (3.23)$$

Notons que chaque générateur Diesel a son temps de fonctionnement moyen journalier :

$$T_j = \sum_{t=1}^{24} \tau_j(k_{opt}(t)) \quad (3.24)$$

Par conséquent, la gestion des générateurs Diesel de tailles différentes ne minimise pas nécessairement les coûts de maintenance et de remplacement comme dans le cas des générateurs identiques.

2.2.3. Paramètres, variables d'optimisation et fonction objectif

Les paramètres d'optimisation sont, pour chaque heure, l'ensoleillement global $I_G(t)$ et la demande électrique (profil de charge) $\dot{W}_u(t)$ tels que représentés sur les figures 3.1 et 3.2. Les variables d'optimisation sont la puissance crête \dot{W}_{peak} du champ photovoltaïque, la puissance des onduleurs \dot{w}_{inv} et la puissance des générateurs Diesel $\dot{w}_1, \dot{w}_2, \dots, \dot{w}_{N_D}$.

Si les générateurs Diesel sont de tailles identiques, alors, on aura trois variables d'optimisation : \dot{W}_{peak} , \dot{w}_{inv} et \dot{w}_D . Ces trois variables sont suffisantes pour déterminer complètement les caractéristiques du système. En effet, une fois ces trois variables connues, le nombre d'onduleurs requis est déterminé par l'équation (3.4). La puissance requise des générateurs Diesel est donnée par l'équation (3.5). Ensuite les équations (3.9) à (3.15) permettront d'évaluer le nombre N_D de générateurs Diesel du système, la consommation journalière en carburant, le temps journalier moyen de fonctionnement et les taux de charges des générateurs Diesel découlant de la gestion optimale des générateurs Diesel.

Lorsque les générateurs Diesel sont de tailles différentes, leur nombre N_D doit être connu et devient ainsi un paramètre additionnel d'optimisation. Le nombre de variables est alors $N_D + 2$ c'est-à-dire $(\dot{W}_{peak}, \dot{w}_{inv}, \dot{w}_1, \dot{w}_2, \dots, \dot{w}_{N_D})$. En effet, le nombre de générateurs en fonctionnement à chaque instant t est obtenu à partir de la relation (3.21) et le nombre d'onduleurs requis est déterminé par l'équation (3.4) comme dans le cas précédent. La consommation journalière en carburant est ensuite évaluée à partir de l'équation (3.19). Les équations (3.23) et (3.24) permettront quant à eux de déterminer respectivement les taux de charge et le temps de fonctionnement moyen journalier des générateurs Diesel.

2.3. Modèle économique

Les paramètres économiques tels le taux d'actualisation, le taux d'inflation, les coûts d'achats des différents composants du système (champ PV, onduleurs, générateurs Diesel) dans la zone d'étude considérée sont supposés connus et constants sur la durée de vie de l'installation. Cette sous-section présente les modèles des coûts nécessaires pour déterminer les cinq critères économiques choisis dans le cas du système PV/Diesel.

2.3.1. Modélisation des différents coûts

✓ Coûts d'investissement

Pour chacun des trois composants du système, (champ PV, onduleurs et générateurs Diesel), le coût spécifique d'investissement en (€/kW) est exprimé en fonction de la puissance du composant (en kW) par la relation :

$$c_{l,j} = a_i \dot{w}_j^{-b_j} \text{ (€/kW)} \quad (3.25)$$

où a_j et b_j sont deux constantes positives obtenues de l'analyse statistique des coûts observés sur le marché du lieu d'étude. Ces constantes sont aussi disponibles dans la littérature ou dans les bases de données commerciales [70], [138]. Pour chacun des composants, ces coûts d'investissement intègrent les coûts éventuels d'installation et de transport des équipements. Le coût d'investissement total du système est donc obtenu par l'expression suivante :

$$C_I = a_{PV} (\dot{W}_{\text{peak}})^{1-b_{PV}} + N_{\text{inv}} a_{\text{inv}} (\dot{w}_{\text{inv}})^{1-b_{\text{inv}}} + N_D a_D (\dot{w}_D)^{1-b_D} \quad (3.26)$$

✓ Coûts de maintenance

○ Système solaire (panneaux PV + onduleurs)

Le coût de maintenance du système solaire correspond au nettoyage des panneaux photovoltaïques, à la maintenance de l'environnement (désherbage, etc.) et aux coûts de supervision des appareils électroniques. Ce coût de maintenance est généralement pris égal à un pourcentage m_{solar} du coût d'investissement annualisé sur la durée n du vie du projet [67], [139] :

$$C_{M,\text{solar}} = m_{\text{solar}} (C_{I,\text{PV}} + C_{I,\text{inv}}) UCR_f(i_r, n) \quad (3.27)$$

où UCR_f représente le facteur « Uniform Capital Recovery » donnée par :

$$UCR_f(i_r, n) = i_r (1 + i_r)^n / ((1 + i_r)^n - 1) \quad (3.28)$$

○ Les générateurs Diesel

Hormis la maintenance générale (vidange, changement d'eau de refroidissement et des filtres à huile), les points de maintenance les plus sensibles sur les générateurs Diesel sont les démarreurs à cause des multiples arrêts/marches. Les coûts engendrés par tous ces points de maintenance peuvent s'exprimer en fonction de leur temps de fonctionnement. Le coût horaire de maintenance $c_{M,D}$ en €/h, est exprimé par la fonction linéaire suivante [138] :

$$c_{M,D} = m_D + n_D w_D \quad (3.29)$$

où m_D et n_D sont des paramètres de maintenance obtenus des retours d'expériences.

Ainsi, le coût annuel de maintenance total s'écrit :

$$C_{M,D} = N \sum_{j=1}^{N_D} c_{M,D} T_j \quad (3.30)$$

où N est le nombre de jours de fonctionnement par an.

T_j étant le temps de fonctionnement journalier de chaque générateur Diesel. Ce temps est égale à \bar{T} lorsque les générateurs sont identiques.

✓ Coûts de fonctionnement

Dans le système hybride PV/Diesel, seuls les générateurs Diesel engendrent des coûts de fonctionnement. Ces coûts sont liés à la consommation horaire en carburant $\dot{f}(t)$. Le coût de fonctionnement annuel s'exprime par :

$$C_{O,D} = N \sum_{t=1}^{24} c_f \dot{f}(t) \quad (3.31)$$

où c_f représente le coût du carburant (€/L)

✓ Coûts de remplacement

Les remplacements apparaissent de manière périodique, la période étant une durée de vie du composant à remplacer. En supposant que la même technologie est acquise lorsqu'il y a remplacement, le coût de remplacement peut être estimé égal au coût d'investissement.

$$C_{R,j} = C_{I,j} \quad (3.32)$$

✓ Valeur résiduelle

La valeur résiduelle est évaluée par le rapport de la durée de vie restante d'_j du composant à la fin du projet et la durée de vie réelle du composant d_j .

$$S_j = C_{I,j} \frac{d'_j}{d_j} \quad (3.33)$$

d'_j peut s'exprimer en fonction du nombre $N_{r,j}$ de remplacements du composant pendant la durée de vie n du projet :

$$N_{r,j} = \lfloor n/d_j \rfloor \quad (3.34)$$

où $\lfloor \rfloor$ représente la fonction "floor". Cette fonction est utilisée pour arrondir $N_{r,j}$ à l'entier naturel le plus proche inférieur ou égal au rapport obtenu. En utilisant l'équation (3.34), la durée de vie restante du composant j en fin de projet s'écrit :

$$d'_j = d_j - (n - d_j \lfloor n/d_j \rfloor) \quad (3.35)$$

La valeur résiduelle du composant j devient donc :

$$S_j = C_{I,j} \left[1 - (n/d_j - \lfloor n/d_j \rfloor) \right] \quad (3.36)$$

2.3.2. Evaluation des critères économiques

✓ Le LCC

Le LCC s'écrit :

$$LCC = C_I + US_f(i_r, n)[C_M + C_O] + US_f(i_r, n)C_R - PWD_f(i_r, n).S \quad (3.37)$$

où C_I , C_M , C_O , et C_R représentent respectivement les coûts d'investissement, de maintenance, de fonctionnement et de remplacement, S étant la valeur résiduelle en fin de projet. Toutes ces quantités sont exprimées en € par an.

Dans l'équation (37), US_f représente le facteur « Uniform series present worth » et PWD_f est le facteur « Present worth discounted » exprimés tel que suit :

$$US_f(i, e, n) = \sum_{j=1}^n \left(\frac{1+i}{1+e} \right)^j = \left(\frac{1+e}{1+i} \right) \left[\left(\frac{1+e}{1+i} \right)^n - 1 \right] / \left(\frac{1+e}{1+i} - 1 \right) \quad (3.38)$$

$$PWD_f(i, e, n) = \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^n \quad (3.39)$$

où i et e sont respectivement le taux d'actualisation nominal et le taux d'inflation (tous en %) et, n étant la durée du projet donnée en année. i_r' est le taux d'actualisation ajusté pour les coûts périodiques (les coûts de remplacements) :

$$i_r' = \frac{(1+i)^{d_j}}{(1+e)^{d_j-1}} \quad (3.40)$$

avec d_j : la durée de vie du composant j (en année).

Notons que pour les modules photovoltaïques et les onduleurs, la durée de vie de chacun d'eux est connue (donnée par les fabricants). Par contre, la durée de vie $d_{D,j}$ (années) des générateurs Diesel est liée à leur temps de fonctionnement T_{\max} (heure), en principe donné par le constructeur.

La durée de vie des générateurs Diesel peut être déduite du temps de fonctionnement journalier, \bar{T} (équation 3.14) pour des générateurs identiques, ou T_j (équation 3.24) pour des générateurs de tailles différentes. On a respectivement :

$$d_D = \lfloor T_{\max} / N\bar{T} \rfloor \quad (3.41)$$

$$d_{D,j} = \lfloor T_{\max} / NT_j \rfloor \quad (3.42)$$

Rappelons que N est le nombre de jours de fonctionnement du système par an.

✓ Le LCOE

Le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE) sera défini par :

$$LCOE = \frac{LCC}{US_f(i_r, n) \cdot W} \quad (3.43)$$

où W est la quantité d'électricité produite par an (kWh/an)

✓ **Le NPV**

En supposant que les recettes annuelles générées par le système et la demande en énergie garderont la même valeur chaque année, le Net Present Value s'écrit :

$$NPV = US_f(i_r, n) \cdot I - LCC \quad (3.44)$$

où les recettes annuelles I (en €/an) sont obtenues en multipliant l'énergie électrique consommée en un an par le prix de vente ρ du kWh :

$$I = N \cdot \rho \cdot E \quad (3.45)$$

avec

ρ : Prix de vente de l'électricité (€/kWh),

E : Energie journalière consommée (kWh/jour).

De l'équation (3.44), on a :

$$NPV = US_f \cdot \rho \cdot N \cdot \sum_{t=1}^{24} W_u(t) - LCC \quad (3.46)$$

où W_u est la demande électrique horaire en kWh

✓ **Le IRR**

Comme explicité au chapitre 2, le IRR d'un investissement est le taux d'actualisation auquel la valeur actuelle nette (NPV) est égale à zéro. Il représente le taux d'actualisation maximal qui permet d'assurer la rentabilité du projet. Il se calcule donc en fonction du NPV.

$$IRR = i_r^* \text{ tel que } NPV((CF_j), i_r^*, n) = 0 \quad (3.47)$$

✓ **Le DPB**

Par définition, le DPB est le nombre d'années requis pour que les revenus du projet égalent l'investissement. Il se calcule par :

$$n^* \text{ tel que } NPV((CF_j), i_r, n^*) = 0 \quad (3.48)$$

De même, pour être plus précis et conformément aux développements du chapitre 2, DPB sera donc le plus petit entier k tel que $NPV((CF_j), i_r, k) \geq 0$.

3. Optimisation de la conception du système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage.

La modélisation technico-économique effectuée dans la section précédente permet d'écrire les problèmes d'optimisation. Chaque critère économique (LCC, LCOE, NPV, IRR ou DPB) constitue une fonction-objectif. Rappelons que pour chacune des fonctions-objectif, deux cas peuvent être envisagés : cas des générateurs Diesel de tailles identiques, et cas des générateurs Diesel de tailles différentes. L'objectif de cette partie est de présenter les travaux d'optimisation effectués.

Dans le cas où les générateurs Diesel sont identiques, les critères économiques peuvent s'exprimer en fonction des trois variables \dot{W}_{peak} , \dot{w}_{inv} et \dot{w}_D qui constituent ainsi les variables d'optimisation. Pour chacun des critères économiques, on obtient un problème d'optimisation sans contraintes (excepté le fait que toutes les variables sont positives)

Posons $M = \{\text{LCC, LCOE, (- NPV), DPB ou (- IRR)}\}$ et le problème d'optimisation s'écrit :

$$\begin{cases} \text{Min}(M(\mathbf{u})) \text{ avec } \mathbf{u} = [\dot{W}_{\text{peak}}, \dot{w}_{\text{inv}}, \dot{w}_D] \\ \dot{W}_{\text{peak}} \leq k \max(\dot{W}_u(t)) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \geq 0 \\ \dot{w}_{\text{inv}} \geq 0 \\ \dot{w}_D \geq 0 \end{cases}$$

D'une façon analogue, on a, dans le cas des générateurs Diesel de tailles différentes, $(N_D + 2)$ variables d'optimisation : $\dot{W}_{\text{peak}}, \dot{w}_{\text{inv}}, \dot{w}_1, \dot{w}_2, \dots, \dot{w}_{N_D}$. Le problème d'optimisation s'écrit :

$$\begin{cases} \text{Min}(M(\mathbf{u})) \text{ avec } \mathbf{u} = [\dot{W}_{\text{peak}}, \dot{w}_{\text{inv}}, \dot{w}_1, \dots, \dot{w}_{N_D}] \\ \dot{W}_{\text{peak}} \leq k \max(\dot{W}_u(t)) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \geq 0 \\ \dot{w}_{\text{inv}} \geq 0 \\ \dot{w}_j \geq 0, \text{ avec } j = 1 : N_D \end{cases}$$

k étant un paramètre permettant de limiter le champ solaire par rapport à la demande maximale. Il s'agit de la proportion du champ PV admissible par rapport à la demande.

3.1. Méthodologie de résolution

La résolution de ces problèmes d'optimisation nécessite une méthodologie appropriée. Remarquons que les équations (3.9), (3.13), (3.20) et (3.36) sont des fonctions non différentiables et discontinues. Cette non-continuité provient surtout de l'utilisation des fonctions « ceil » et « floor ». Ainsi seules les méthodes heuristiques d'optimisation non linéaires sont appropriées pour ce cas.

Les algorithmes génétiques ont prouvé leur capacité à donner une valeur approchée du(des) optimum(s) global(aux) recherché(s) [9], [140–143], mais rien ne prouve que la solution optimale obtenue est l'optimum. Ensuite un algorithme de descente de type quasi-newton y est couplé pour améliorer la solution optimale.

Pour être plus précis, la figure 3.3 montre le canevas de résolution du problème d'optimisation. Dans le processus d'optimisation, les algorithmes génétiques (AG) commencent par créer une population initiale de plusieurs individus \mathbf{u} . Le nombre total de cette population étant indiqué par l'utilisateur (elle est prise égale à 100 pour la présente étude). Chaque individu passe à travers les contraintes et le système de contrôle, puis la fonction-objectif est évaluée.

Cette même population de \mathbf{u} passe ensuite à travers les opérations de sélection, croisement et mutation pour ainsi générer une nouvelle population : c'est la première génération. Le cycle se répète génération après génération jusqu'à l'arrêt. Les conditions d'arrêt peuvent être imposées soit par la limitation du nombre de générations (ce nombre de générations est limité à 50 pour cette étude), soit par les critères de convergence (contraintes respectées à 10^{-6} ($Tolcon > 10^{-6}$), et la variation moyenne des valeurs de la fonction objectif inférieure à 10^{-6} ($Tolfun > 10^{-6}$).

Ensuite, le résultat optimal issu des AG est pris comme point initial pour les algorithmes déterministes et le problème d'optimisation est donc raffiné à l'aide d'un algorithme déterministe de descente (Algorithmes quasi newton)

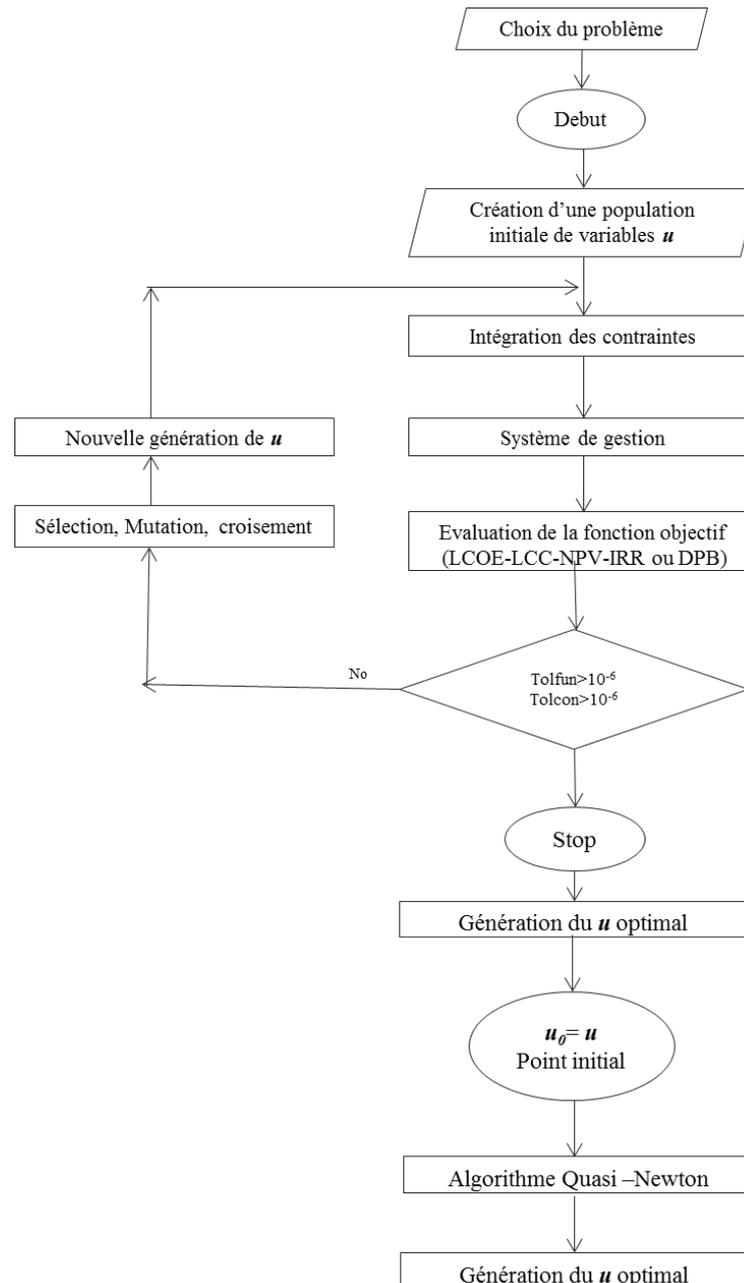


Figure 3. 3 : Processus d'optimisation

- La sous-section suivante § 3.2 présente les travaux de conception optimale du système basé sur les critères LCOE et LCC : les résultats obtenus, la validation du modèle sur HOMER et les analyses de sensibilité des paramètres économiques (taux d'inflation et taux d'actualisation).
- Une fois le modèle validé, la sous-section §3.3 présente les travaux d'optimisation basés sur d'autres critères économiques. Il s'agit dans cette sous-section d'analyser l'impact des différents critères économiques sur le système optimal

3.2. Conception optimale basée sur le LCC et le LCOE

3.2.1. Les données d'entrée

Le modèle technico-économique développé a donc été appliqué pour trouver la solution optimale d'un système PV/Diesel sans batteries de stockage capable de fournir de l'électricité à un site donné. Le campus 2iE-K1, site situé à 15 km de Ouagadougou (latitude 12° 19'N et longitude : 1° 40'W) a été choisi ; rappelons que ce site est connecté au réseau national (SONABEL⁵) et est donc utilisé comme site pilote pour l'implémentation du modèle ainsi développé.

La demande exacte en électricité sur le campus 2iE-K1 enregistrée à l'aide d'un analyseur réseau est donc connue. L'analyse des données enregistrées a permis d'obtenir le profil de charge dont un jour-type est présenté par la figure 3.2. On peut remarquer que la demande en énergie varie considérablement suivant les heures de la journée avec un pic en matinée (de 08 h à 12 h) et un autre dans l'après-midi (de 15 h à 18 h), périodes correspondant à la présence des étudiants sur le campus. La demande en énergie électrique est déduite de cette courbe de charge et est estimée à 820 MWh par an.

Les données d'ensoleillement collectées de la centrale météo du site 2iE ont permis de représenter chaque mois par un jour type d'ensoleillement (en évaluant la moyenne journalière de chaque mois). On s'inspire ici des travaux de l'INES qui a proposé une méthode de tests rapides sur 12 jours-types pour la caractérisation des systèmes solaires combinés [123]. La figure 3.1 représente l'ensoleillement moyen sur un jour.

Les paramètres techniques et économiques utilisés sont rassemblés dans les tableaux 3.1 & 3.2 :

3.2.2. Procédure d'optimisation utilisée

Deux cas d'optimisation sont considérés dans cette étude : cas des générateurs Diesel de même taille et le cas des générateurs Diesel de tailles différentes. Dans les deux cas, le système hybride optimal obtenu est aussi comparé à un système à générateurs Diesel seuls, également optimisé d'après le même modèle en imposant un champ solaire nul. Ce dernier cas correspond à la solution technique communément installée en zone isolée et constitue ainsi une référence.

⁵ Société National d'Electricité du Burkina

La demande électrique annuelle étant constante, l'optimisation du système sur la base du LCC comme fonction-objectif est équivalente à l'optimisation du système sur la base du LCOE comme fonction-objectif (Cf. chapitre 2 §2.2, OD-équivalence). Ainsi, pour chacun des cas, le problème d'optimisation à résoudre est donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min}(\text{LCOE}(\dot{W}_{\text{peak}}, \dot{w}_{\text{inv}}, \dot{w}_{\text{D}})) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \leq k \max(\dot{W}_u(t)) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \geq 0 \\ \dot{w}_{\text{inv}} \geq 0 \\ \dot{w}_{\text{D}} \geq 0 \end{array} \right. \quad \text{et} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{Min}(\text{LCOE}(\dot{W}_{\text{peak}}, \dot{w}_{\text{inv}}, \dot{w}_1, \dots, \dot{w}_{N_D})) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \leq k \max(\dot{W}_u(t)) \\ \dot{W}_{\text{peak}} \geq 0 \\ \dot{w}_{\text{inv}} \geq 0 \\ \dot{w}_j \geq 0, \text{ avec } j = 1 : N_D \end{array} \right.$$

- Cette procédure a été adoptée dans un premier temps en considérant $k = 1$ (i.e. la puissance crête totale du champ PV est au plus égale à la demande maximale) et les résultats optimaux obtenus ont fait l'objet d'une publication dans le journal *Energy* [124].
- Dans un second temps, cette même procédure a été réitérée pour une valeur infiniment grande de k (i.e. la puissance crête totale du champ PV peut être supérieure à la demande maximale), Ce qui permet à la procédure d'optimisation d'obtenir un optimum global de puissance crête PV. Les résultats optimaux obtenus de ce dernier cas sont ceux présentés dans ce manuscrit à la sous-section §3.2.3.

Pour chaque ensemble de variables d'optimisation, le modèle physique permet de simuler le mode de fonctionnement du système et de déterminer la consommation en gasoil, le temps de fonctionnement des générateurs Diesel et l'énergie électrique produite. Le modèle économique permet alors d'évaluer le LCC ou le LCOE, que l'algorithme d'optimisation cherche à minimiser. Rappelons que les calculs sont effectués sur un pas de temps horaire et les résultats portant sur le comportement journalier du système optimal obtenu sont présentés sur un jour-type.

Tableau 3. 2 : Paramètres économiques d'optimisation:

Paramètres économiques		
Facteurs d'acquisition du PV	a_{PV}	1,5 €/Wp
	b_{PV}	0,03
Facteurs d'acquisition des générateurs Diesel	a_D	2,6 €/W
	b_D	0,72 €/W
Facteurs d'acquisition des onduleurs	a_{inv}	1,4 €/W
	b_{inv}	0,27 €/W
Taux d'actualisation	a	8%
Taux d'inflation	i	4%
Coût du gasoil	C_f	0,9 €/litre

Tableau 3. 1 : Paramètres techniques d'optimisation

Paramètres techniques	
PV	
m_{PV} : taux de maintenance du champ PV	2%
d_{PV} : durée de vie champ PV	25 ans
F_{PV} : Facteur de pertes	90%
Onduleur	
d_{inv} :Durée de vie d'un onduleur	8 ans
η_{inv} : rendement d'un onduleur	90%
Générateur Diesel	
T_{max} : temps de fonctionnement des GDs	30.000 heures
f_0 :1 ^{er} facteur de consommation spécifique	0,246 l/kWh
f_1 :2 ^{ème} facteur de consommation spécifique	0,084 l/kWh
Taux de charge minimum admissible	40%

3.2.3. Résultats d'optimisation et discussion

✓ *Le système optimal obtenu*

Le tableau 3.3 présente les configurations optimales du système PV/Diesel obtenues. Rappelons que chaque système est conçu pour satisfaire entièrement la demande en énergie électrique du campus 2iE-K1 (estimée à 820 MWh/an) tel que précédemment décrit (voir figure 3.2). La puissance maximale appelée est de 165 kW.

Les résultats d'optimisation présentent deux solutions possibles : un système de 10 générateurs Diesel 18 kW (fonctionnant 7,3 h/jour) chacun, tous couplés à un champ PV de 329 kWc ou un système de 3 générateurs Diesel de tailles différentes (77 kW, 67 kW, 21 kW) couplés à un champ PV de 226 kWc. Ces valeurs obtenues ne prennent pas en compte la disponibilité sur le marché de manière à prévoir une évolution de la technologie.

Dans les deux cas (cas des générateurs identiques et cas des générateurs différents), le tableau 3.3 montre clairement que la puissance totale des générateurs Diesel dans un système à générateurs Diesel seuls est quasiment le même que pour le système hybride PV/Diesel optimal. Cependant, la consommation spécifique est inférieure pour les systèmes hybrides PV/Diesel comparés à un système à générateurs Diesel seuls (on note une différence de 39% sur la consommation en carburant dans le cas des générateurs identiques et 49% dans le cas des générateurs différents) ; ceci est dû évidemment à la pénétration solaire et au système de gestion de l'énergie produite.

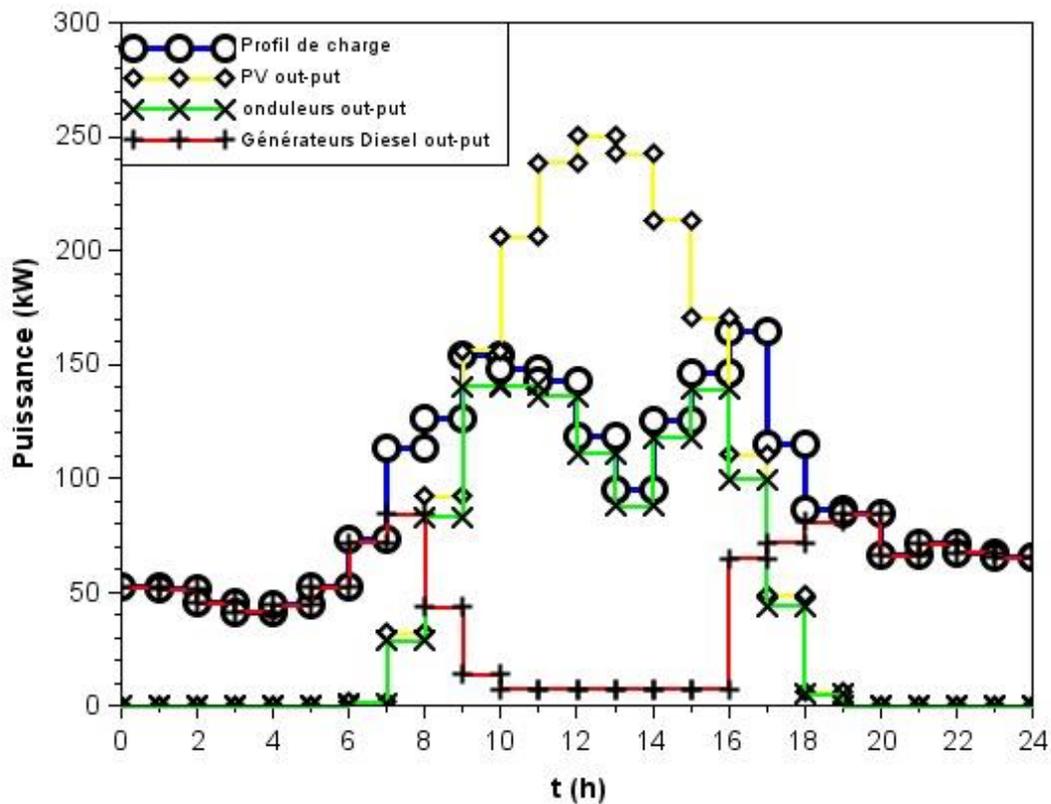
Notons aussi qu'il a été expérimentalement observé qu'un système hybride PV/Diesel peut conduire à une consommation spécifique plus grande que celle d'un système à générateurs Diesel seuls dans certaines conditions [13], [16] : le fonctionnement à faible charge d'un système hybride PV/Diesel peut augmenter la consommation spécifique des générateurs Diesel, car ceci dégrade considérablement les performances d'un système hybride. Telle est l'une des raisons pour lesquelles une attention particulière doit être portée sur le dimensionnement et la gestion du fonctionnement à la fois du champ PV et des générateurs Diesel qui constituent le système hybride PV/Diesel en question.

Tableau 3. 3 : Les systèmes optimaux obtenus

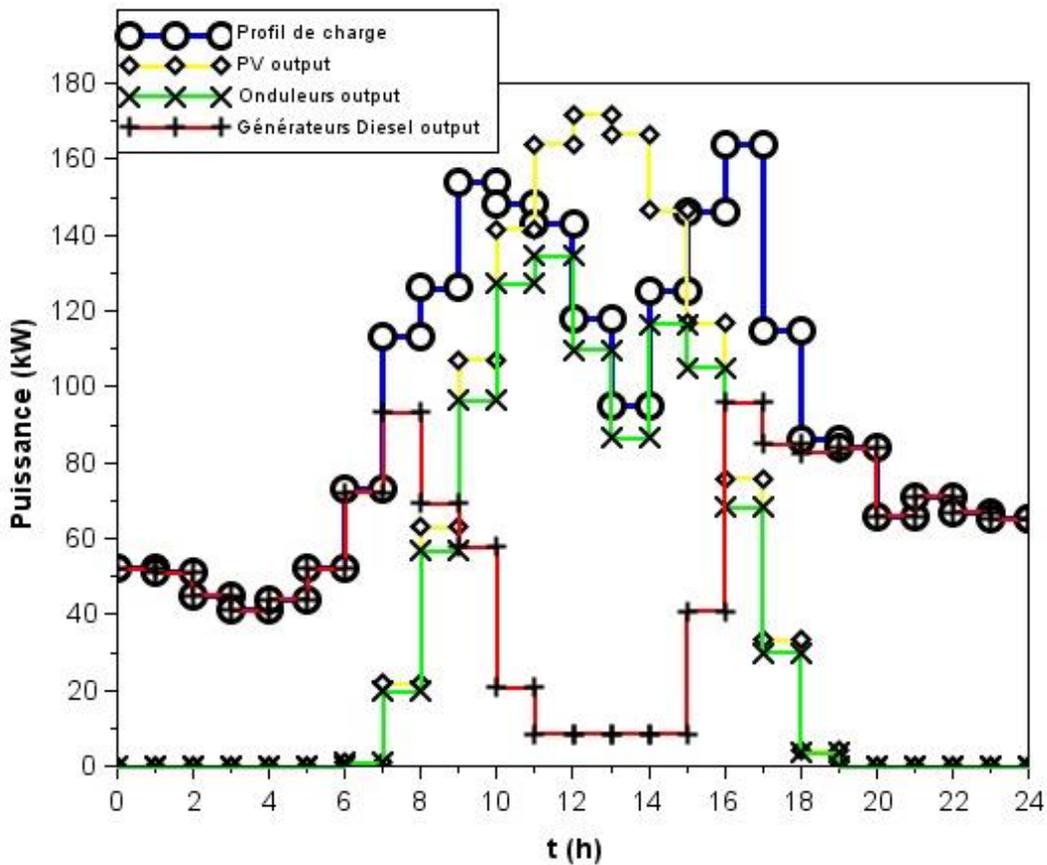
		Système avec générateurs identiques		Système avec générateurs différents	
		Système à générateurs Diesel seuls (Système isolé)	Système hybride PV/Diesel	Système à générateurs Diesel seuls (Système isolé)	Système hybride PV/Diesel
Système solaire	Puissance crête PV	/	329 kW _c	/	226 kW _c
	Puissance onduleurs	/	278 kW	/	76 kW
	Nombre d'onduleurs	/	1	/	3
Générateurs Diesel	Nombre de générateurs Diesel	7	10	3	3
	Puissance de chaque générateur Diesel	26 kW	18 kW	N°1 : 38 kW N°2 : 53 kW N°3 : 74 kW	N°1 : 77 kW N°2 : 67 kW N°3 : 21 kW
	Consommation journalière en gasoil (en litre/jour)	782	402	777	467

✓ *Fonctionnement journalier du système optimal*

La figure 3.4-a présente les productions journalières du champ PV et des générateurs Diesel (de même taille) pendant un jour-type. L'on peut y remarquer que la demande est satisfaite à chaque instant t par la somme de la puissance produite par le champ PV et les générateurs Diesel au même instant t (ce qui confirme l'équilibre d'énergie posé à l'équation (3.1)). Par exemple, entre 16 h et 17 h, le champ solaire produit environ 96 kW de puissance instantanée, la demande électrique à cette même période est de 165 kW et les générateurs Diesel produisent donc 70 kW, qui est la puissance restante nécessaire pour satisfaire la demande. Une situation similaire est observée dans le cas du système hybride PV/Diesel avec des générateurs Diesel de tailles différentes tel que présenté à la figure 3.4-b.



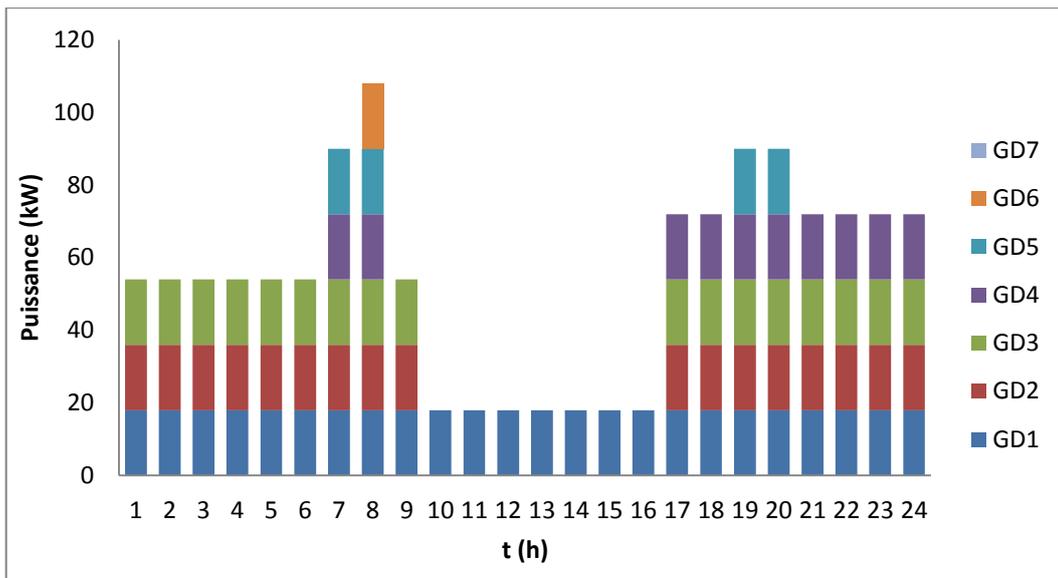
(a)



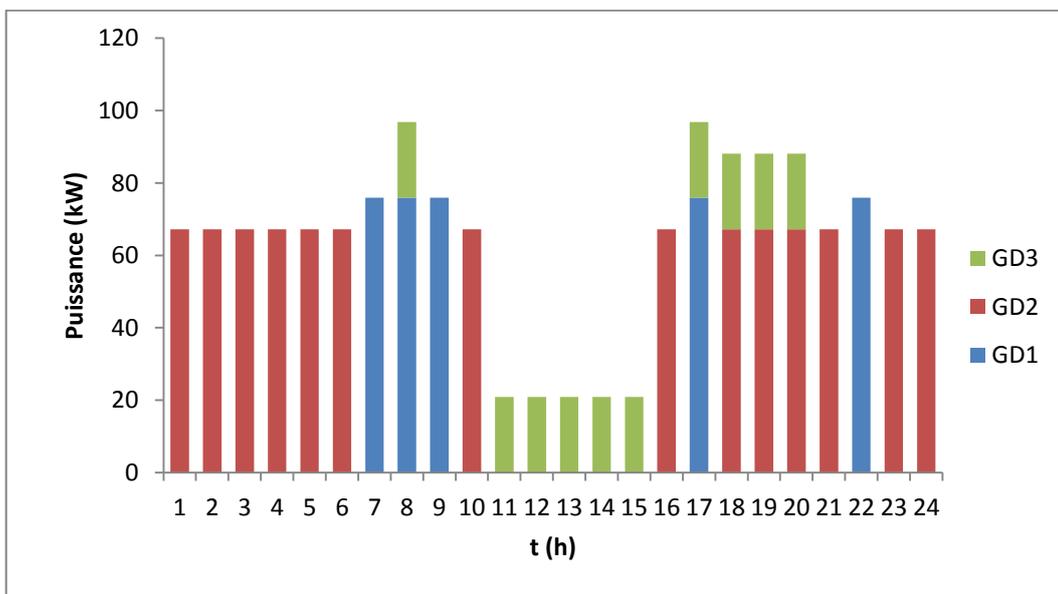
(b)

Figure 3. 4 : Profil journalier des productions (a) cas des générateurs identiques, (b) cas des générateurs de tailles différentes

Les figures 3.5 (a et b) illustrent la gestion optimale du système en présentant à chaque instant le nombre de générateurs Diesel à mettre en fonctionnement (figure 3.5-a pour le cas des générateurs identiques et figure 3.5-b pour le cas des générateurs différents). Remarquons qu'à chaque instant de la journée, il y a au moins un générateur Diesel en fonctionnement, ce qui permet d'assurer la fiabilité du réseau électrique, vu que le système PV/Diesel étudié n'inclut pas les batteries de stockage.



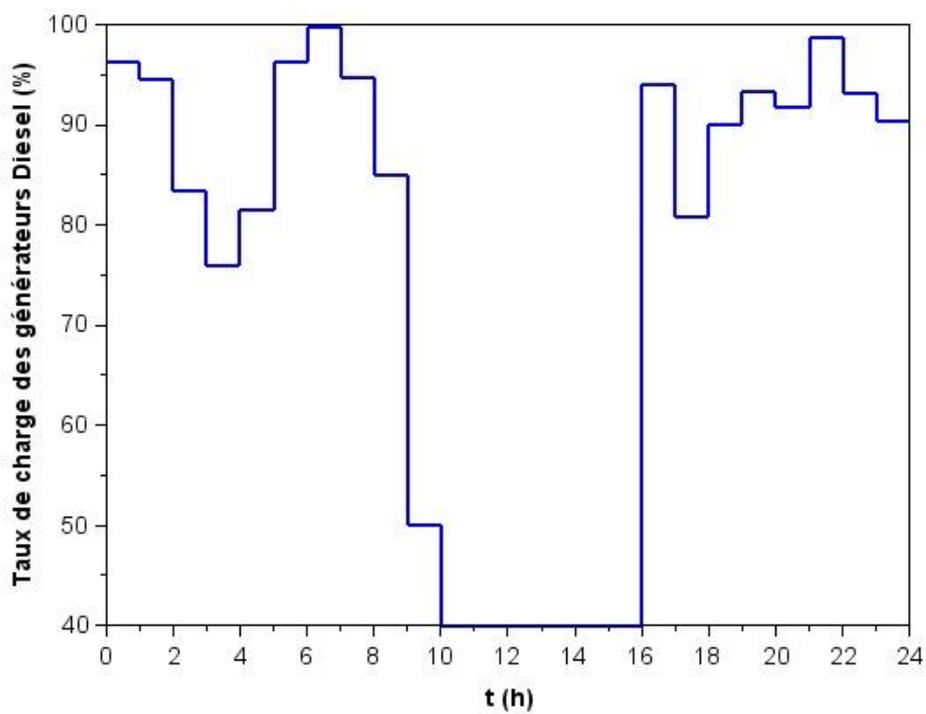
(a)



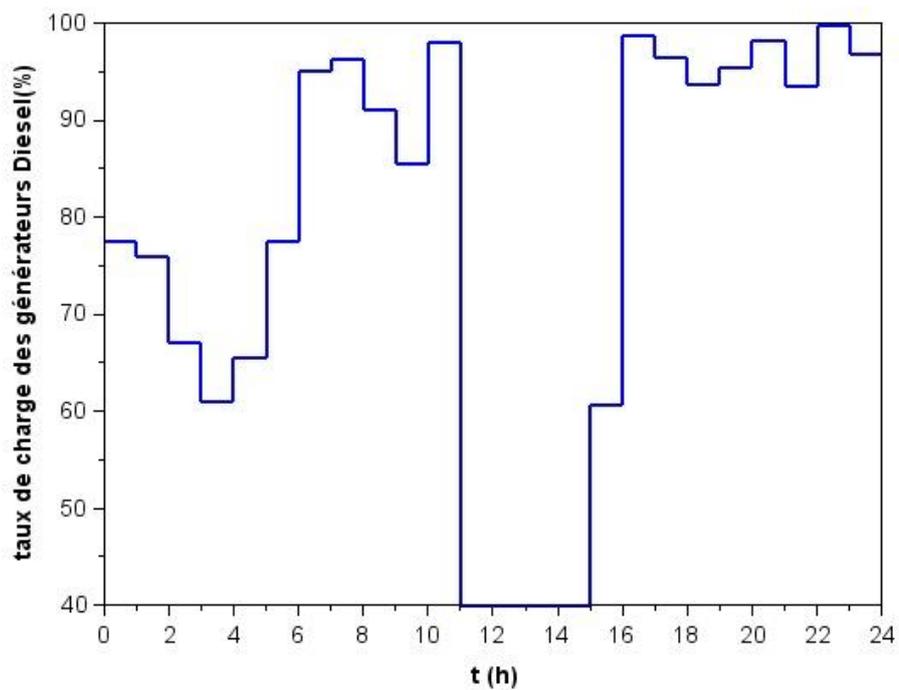
(b)

Figure 3. 5 : Nombre de générateurs Diesel en fonctionnement (a) générateurs identiques, (b) générateurs différents.

Les figures 3.6 (a et b) présentent l'évolution des taux de charge respectivement pour un système à générateurs Diesel identiques et pour un système à générateurs Diesel différents. A l'exception des périodes de 10 h 00 à 16 h 00 où on observe un taux de charge relativement faible, les générateurs Diesel fonctionnent pour la plupart à des taux de charge compris entre 70% et 100% de la puissance maximale des générateurs Diesel. Ces taux de charge élevés entraînent une faible consommation spécifique en fuel telle que le présentent les figures 3.7 (a et b).



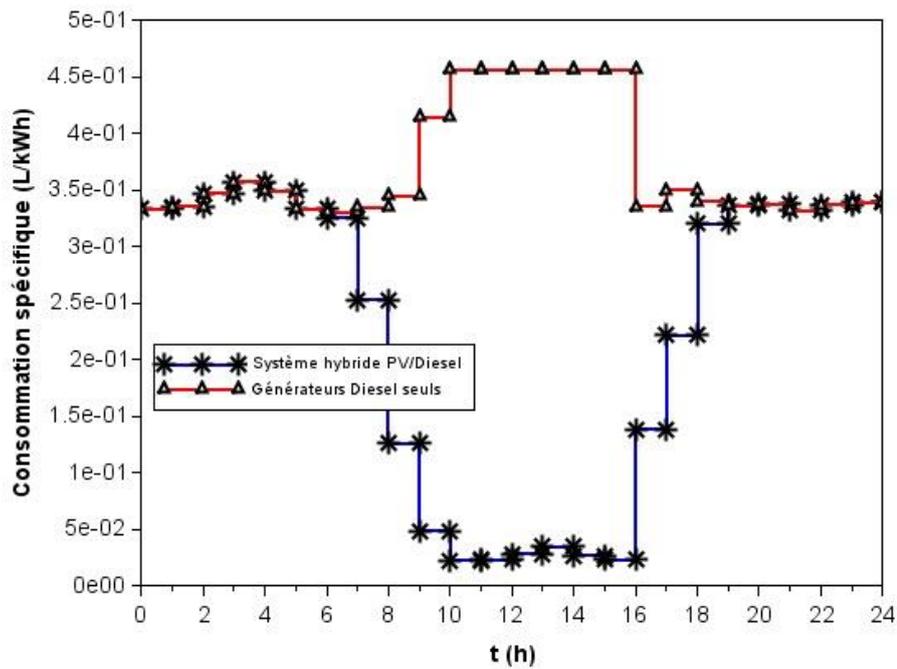
(a)



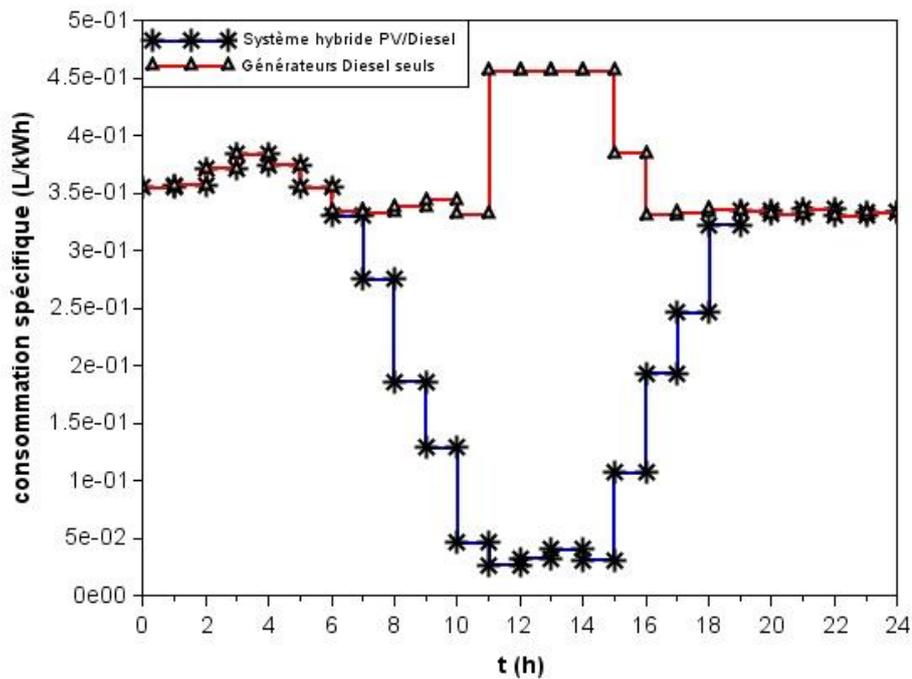
(b)

Figure 3. 6 : Taux de charge horaire des générateurs Diesel (a) identiques (b) de tailles différentes

La consommation spécifique en fuel a été évaluée sous deux formes. La première forme réfère à la consommation spécifique du système hybride global $f_{\text{hybrid}}(t) = \dot{f}(t)/W_u(t)$, et la seconde forme réfère à la consommation spécifique des générateurs Diesel présents dans le système hybride PV/Diesel $f_{\text{Diesel}}(t) = \dot{f}(t)/W_D(t)$



(a)



(b)

Figure 3. 7 : Consommation spécifique du système et des générateurs Diesel (a) identiques, (b) de tailles différentes.

f_{hybrid} caractérise les performances globales du système alors que f_{Diesel} précise les performances des générateurs Diesel uniquement. On peut aisément observer que la pénétration solaire dégrade les performances des générateurs Diesel (ceux-ci fonctionnent à de faibles taux de charge). Ceci entraîne la consommation spécifique allant jusqu'à 0,45 l/kWh, ce qui est très élevé comparé à 0,33 l/kWh obtenu quand les taux de charge sont autour de 80% (figure 3.7-a et 3.7-b). Ces consommations spécifiques montrent le fait que la non-optimisation d'un système hybride peut entraîner de fortes consommations en carburant [13], [16]. La gestion optimisée des générateurs Diesel (Cf. §2.1.2) permet ici de réduire la consommation spécifique globale du système f_{hybrid} , bien que la consommation spécifique des générateurs Diesel f_{Diesel} augmente.

✓ *Analyse économique*

Le tableau 3.4 détaille les différents coûts du système hybride PV/Diesel optimal obtenu ; et les compare à ceux obtenus pour un système à générateurs Diesel seuls. Le système à générateurs Diesel seuls est pris comme référence.

Le LCOE (ou le LCC) du système hybride optimal, pour chacun des cas (générateurs Diesel identiques, générateurs Diesel différents) sont respectivement de 26% et de 29 % inférieurs à ceux relatifs à un système Diesel seul. Cependant, ce gain en LCOE implique une forte augmentation du coût d'investissement pour les systèmes hybrides, qui est approximativement doublé par rapport à un système à générateurs Diesel seuls. Cette augmentation du coût d'investissement est principalement due à l'ajout des composants solaires (champ PV et onduleurs), puisque, comme on l'a vu, les puissances optimales des générateurs Diesel sont quasiment les mêmes dans chacun des cas. On peut également remarquer que cette forte augmentation des coûts d'investissement est compensée par un coût élevé de fonctionnement du système à générateurs Diesel seuls comparé au système hybride PV/Diesel optimal.

Tableau 3. 4 : Les coûts des systèmes optimaux obtenus

Coûts		Système avec générateurs Diesel identiques		Ecart	Système avec générateurs Diesel différents		Ecart
		Système à générateurs Diesel seuls (Système isolé)	Système hybride PV/Diesel		Système à générateurs Diesel seuls (Système isolé)	Système hybride PV/Diesel	
LCOE (€/kWh)		0,32	0,23	-28%	0,31	0,23	-25%
LCC (M€)		3,66	2,58	-28%	3,45	2,58	-25%
Investissement (k€)	PV	0	414,7		0	288,1	
	Onduleurs	0	84,5		0	73,1	
	Générateurs Diesel	44,3	57,2	23%	23,2	22,8	-2%
	Total	44,3	556,5	~ x 10	23,2	384,1	96%
Maintenance (k€)	PV+ onduleurs	0	14,0		0	10,1	
	Générateurs Diesel	24,0	10,6	-56%	10,1	6,6	-35%
	Total	24,0	24,6	0%	10,1	16,7	40%
Fonctionnement (k€)	Générateurs Diesel	3437,4	1723,1	-50%	3426,7	2021,4	-43%

Remplacements (k€)	Onduleurs	0	239,3		0	207,1	
	Générateurs						
	Diesel	170,9	104,3	-39%	2,1	0,7	-67%
	Total	170,9	343,6	50%	2,1	207,8	99%
Valeur résiduelle (k€)	PV	0	38,9		0	27,1	
	Onduleurs	0	19,9		0	17,2	
	Générateurs						
	Diesel	14,5	7,3		7,8	8,6	
	Total	14,5	66,2		7,8	52,9	

3.2.4. Comparaison avec HOMER

Au début de ce chapitre (§1.2), il a été précisé que HOMER est l'un des logiciels les plus utilisés pour l'optimisation et la simulation des systèmes hybrides malgré le fait qu'il ne donne qu'une solution locale et que les caractéristiques des différentes configurations possibles sont initialement entrées par l'utilisateur.

L'objectif de la présente sous-section est de simuler les résultats optimaux obtenus précédemment dans le logiciel HOMER afin de certifier la faisabilité technique des systèmes optimaux obtenus et d'attester la pertinence du modèle économique développé précédemment. Rappelons que les résultats optimaux obtenus sont ceux correspondant au campus 2iE-k1 récapitulés dans le tableau 3.3.; il s'agit :

- Soit d'un système hybride PV/Diesel optimal constitué de 10 générateurs identiques Diesel de 18 kW, d'un champ PV de 329 kWc couplé à un onduleur de 278 kW ou d'un système à générateurs Diesel seuls constitué de 7 générateurs Diesel de 26 kW
- Soit d'un système PV/Diesel optimal de 3 générateurs Diesel (21 kW, 67 kW et 77 kW), d'un champ PV de 226 kW couplé à 3 onduleurs de 76 kW chacun ou d'un système à générateurs Diesel seuls constitué de 3 générateurs Diesel (38 kW, 53 kW et 74 kW).

L'ensemble des figures présentées dans cette partie proviennent du logiciel HOMER. La figure 3.8 présente les synoptiques des systèmes hybrides optimaux sur HOMER

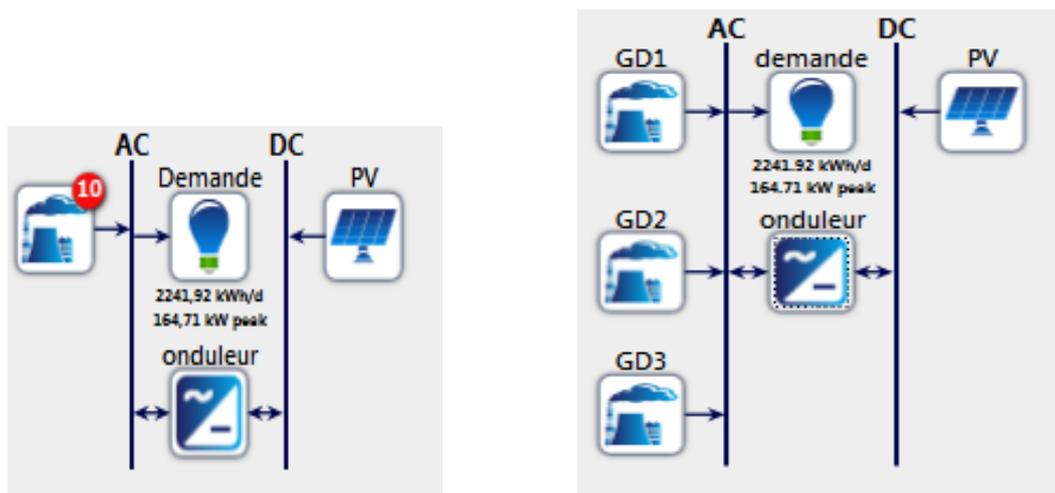


Figure 3. 8 : Synoptiques des systèmes optimaux sur HOMER

✓ *Données, hypothèses et paramétrage sur HOMER*

Toutes les données, hypothèses et paramétrage effectués pour la simulation des solutions optimales ont été faits pour se rapprocher au plus près du modèle développé.

La demande

La demande considérée est celle d'un jour type de la semaine sur le campus 2iE-K1. C'est le même profil de consommation que celui représenté à la figure 3.2. La figure 3.9 présente cette même courbe de charge, extraite de HOMER.

Il est possible dans HOMER d'ajouter les coefficients de variabilité de la demande ou d'intégrer la demande réelle annuelle. Par hypothèse, cette demande est supposée constante pendant la durée du projet, soit 0% de variabilité dans le cas de cette étude.

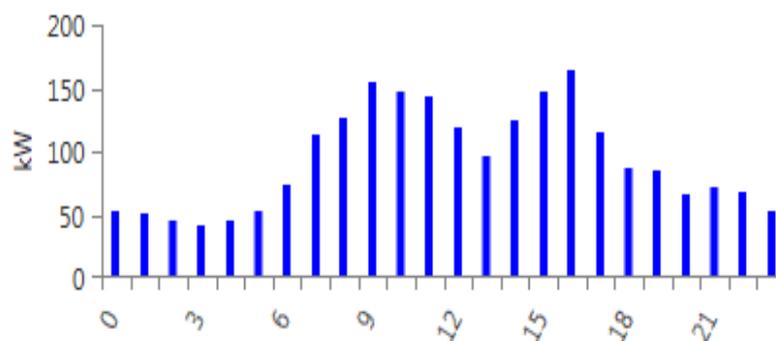


Figure 3. 9 : Profil de charge extrait de HOMER

Ressource solaire

Le campus 2iE-K1 est situé aux coordonnées géographiques (latitude 12° 19' N et longitude : 1° 40' W). A partir des coordonnées géographiques, HOMER peut extraire du site de la NASA Surface Meteorology and Solar Energy (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>) les données d'ensoleillement global du site. La figure 3.10 présente l'ensoleillement global du site sur le plan horizontal. L'ensoleillement moyen journalier est de 5.64 kWh/m²/jour.

Le 'clearness index' c'est la fraction de la radiation solaire qui traverse l'atmosphère et arrive à la surface de la terre. Il représente la clarté de l'atmosphère.

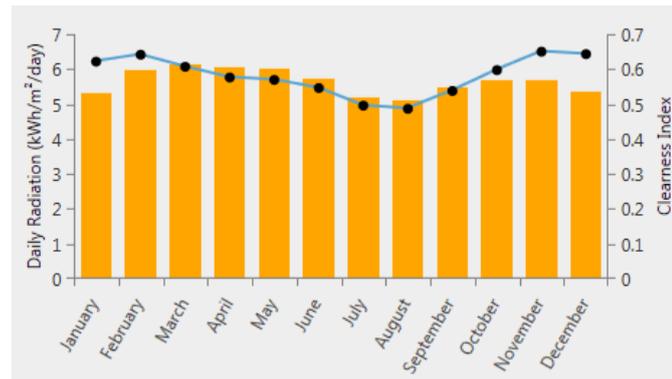


Figure 3. 10 : Profil d'ensoleillement journalier extrait de HOMER

Paramètres économiques

HOMER considère le taux d'actualisation réel comme taux d'actualisation. Le modèle développé considère le taux d'actualisation nominal (8%) et le taux d'inflation (4%). La formule de Fisher (Cf. chapitre 2) et une application de cette formule de Fisher conduit à **un taux d'actualisation réel de 3.85%**.

Les contraintes de fiabilité du système

Le système étant un système hybride PV/Diesel, les contraintes de fiabilité paramétrées dans HOMER sont les suivantes :

- Le système doit être réalisable et capable d'alimenter entièrement la charge sans interruption.
- Aucune limite n'est imposée quant au taux de pénétration PV.

Coûts des composants champ PV/onduleurs /générateurs Diesel

Les modèles de coûts utilisés dans le modèle économique développé précédemment restent inchangés :

- Les coûts d'investissement des composants du système sont les mêmes que ceux considérés auparavant. Ces coûts représentent le capital pour chaque composant (équation 3.34)
- Les coûts de maintenance sont évalués d'après les équations (3.36) et (3.38) pour chacun des composants du système
- Les coûts de fonctionnement dans HOMER ne tiennent pas compte de la consommation en fuel du générateur. Cette dernière est calculée à part.

- Les coûts de remplacement sont généralement égaux aux coûts d'investissement. Le logiciel HOMER s'occupe des différents calculs d'actualisation en y intégrant les valeurs résiduelles et évalue la valeur résiduelle.

Les tableaux 3.5 & 3.6 présentent les évaluations économiques faites pour chacun des deux systèmes conformément aux spécifications d'entrée des données dans le logiciel HOMER. Le Capital représente les coûts totaux d'investissement, O&M représente les coûts de maintenance, les coûts de fonctionnement constitués uniquement de la quantité de carburant consommé sont évalués suivant le système de gestion de HOMER. CR représente les coûts de remplacement en fin de vie du composant.

Tableau 3. 5 : Données économiques du système à générateurs identiques

Composant	Puissance	unité	Capital (k€)	O&M (k€/h)	CR (k€)
Générateur Diesel	18	kW	5,72	0,30	5,72
Champ PV	329	kWc	414,73	0,07	414,73
Onduleur	278	kWc	84,55	0,01	84,55

Tableau 3. 6 : Données économiques du système à générateurs différents

Composant	Puissance	unité	Capital (k€)	O&M (€/h)	CR (k€)
GD1	21	kW	5,96	0,32	5,96
GD2	67	kW	8,26	0,64	8,26
GD3	77	kW	8,59	0,71	8,59
Champ PV	226	kWc	288,12	0,05	228,12
Onduleur	228	kW	73,16	0,01	73,16

Les paramètres techniques des composants sur HOMER

Le champ PV

La durée de vie du modèle PV est de 25 ans, tous les modules sont supposés inclinés suivant la latitude du site 2iE-K1. Le facteur de perte est pris égal à 90% par hypothèse.

L'onduleur

La durée de vie des onduleurs est de 8 ans. Le rendement des onduleurs est pris égal à 90%. Cependant, HOMER ne simule pas un système avec plusieurs onduleurs, ce qui a toutefois un effet négligeable sur la faisabilité technique. Au lieu de trois onduleurs de 76 kW dans le système optimal à générateurs Diesel différents, un seul onduleur de 228 kW est considéré pour les simulations.

Le générateur Diesel

Les générateurs ne sont pas autorisés à fonctionner à un taux de charge inférieur à 40%. Les coûts d'exploitation et de maintenance pour les générateurs sont répertoriés par heure de fonctionnement. HOMER évalue le temps de fonctionnement des différents générateurs et calcule les coûts totaux. L'option sélectionnée pour la stratégie de fonctionnement est le « Load following » dans HOMER. Sous cette option, les générateurs Diesel doivent alimenter uniquement la charge sans tenir compte des batteries. C'est le cas du système hybride PV/Diesel développé dans cette thèse. Cependant, la puissance totale des générateurs devrait être au moins égale à la charge maximale. Le prix du gasoil est maintenu à 0,9 €/litre.

✓ Comparaison des résultats optimaux et ceux obtenus de HOMER

Le premier résultat obtenu est la faisabilité des systèmes. En effet HOMER prouve que les systèmes PV/Diesel optimaux trouvés à partir du modèle développé sont bel et bien fiables et réalisables, car la simulation a été complète. Les calculs dans HOMER ont été faits en utilisant les données solaires de la centrale météo de 2iE-K1. Le tableau 3.7 présente le LCOE et le LCC obtenus pour chacun des cas. Des résultats obtenus, l'écart entre le LCC du système PV/Diesel optimal obtenu et celui obtenu après simulation dans HOMER avec les données météo de 2iE-K1 est à peine de 3% pour les générateurs identiques et 12% pour les générateurs de tailles différentes. Il en est quasiment de même pour les LCOEs obtenus (4% et 12% respectivement). De la même manière, en comparant les systèmes à générateurs Diesel

seuls, la différence entre le LCC du modèle développé et celui obtenu de HOMER est de 8% pour les générateurs identiques 7% pour les générateurs Diesel de tailles différentes (8% et 6% respectivement pour le LCOE).

Tableau 3. 7 : Résultats obtenus de HOMER

	Système à générateurs Diesel	Système hybride PV/Diesel	Système à générateurs Diesel	Système hybride PV/Diesel
	LCOE (€/kWh)		LCC (M€)	
Système avec générateurs Diesel identiques				
Modèle développé	0,32	0,23	3,66	2,58
HOMER	0,35	0,24	3,95	2,65
Système avec générateurs Diesel de différentes tailles				
Modèle développé	0,31	0,23	3,45	2,58
HOMER	0,33	0,26	3,73	2,94

Les données d'ensoleillement considérées étant les mêmes, la simulation dans HOMER ayant été réalisée avec les mêmes paramètres techniques et économiques que ceux utilisés pour l'optimisation. Il ressort que ces différences proviennent en majeure partie de la stratégie de gestion des générateurs Diesel et du système. Le tableau 3.8 présente les détails des coûts obtenus :

En effet, tel qu'on peut l'observer dans le tableau 3.8, à un même coût d'investissement, on note des différences au niveau des coûts : coûts de fonctionnement (CO) ; Coût de maintenance (CM) et coût de remplacement (CO) entre HOMER et le modèle développé. Dans HOMER, les paramètres d'entrée pour CO, CM sont les coûts horaires (voir tableau 3.5 et 3.6), paramétrés aux mêmes valeurs que ceux du modèle développé. HOMER se charge d'évaluer le temps de fonctionnement annuel des générateurs Diesel en se basant sur sa stratégie de fonctionnement, et calcule ainsi les coûts annuels de CO et CM, puis affiche les coûts sur la durée de vie du projet. Comme explicité plus haut, la stratégie de fonctionnement paramétré pour cette simulation dans HOMER est le « load following »,

c'est-à-dire alimenter directement la charge avec le groupe disponible en évitant d'être en deçà du taux de charge minimal (fixé à 40%). La durée de vie d'un GD dépend de son temps de fonctionnement, ce qui impacte aussi le coût de remplacement, et par ricochet la valeur résiduelle car cette dernière dépend aussi du coût de remplacement. Les écarts entre les LCCs et les LCOEs explicités plus haut constituent donc des gains dus à la stratégie de gestion développée dans cette thèse.

Tableau 3. 8 : Détails des coûts après simulation

	CI (k€)	CO (k€)	CM (k€)	CR (k€)	S (k€)
Générateurs Diesel identiques					
GDs seuls-HOMER	44,3	3659,9	171,7	84,7	-10,1
GDs seuls-modèle développé	44,3	3437,4	24,0	170,9	-14,5
PV/Diesel-HOMER	556,5	1893,9	117,4	164,6	-78,8
PV/Diesel- modèle développé	556,5	1723,1	24,6	343,7	-66,2
Générateurs Diesel de tailles différentes					
GDs seuls-HOMER	23,2	3547,7	121,1	42,8	-2,9
GDs seuls-modèle développé	23,2	3426,7	10,1	2,2	-7,8
PV/Diesel-HOMER	384,6	2396,3	89,9	124,2	-52,6
PV/Diesel- modèle développé	384,0	2021,4	16,7	207,7	-52,9

3.2.5. Analyses de sensibilité

Le modèle développé fait intervenir des paramètres dont les valeurs peuvent être soit fluctuantes, soit imprécises. Il s'agit notamment :

- Du coût du carburant : il peut varier en fonction de l'éloignement du site, des subventions⁶ octroyées sur le gasoil, de la fluctuation du cours du pétrole sur le marché international et/ou du type de carburant utilisé (gasoil ou biocarburant ou mix).
- De la valeur du taux d'actualisation : il a été particulièrement difficile d'obtenir la valeur exacte du taux d'actualisation dans le secteur de l'électricité. Sachant que ce

⁶ Au Burkina Faso, le Fonds de Développement à l'Electrification(FDE) octroie des subventions allant jusqu'à 80% pour l'achat du gasoil aux entreprises d'électricité en milieu rural.

taux est fonction du taux d'intérêt et des risques liés au projet (Cf chapitre 2, §1.1), la valeur considérée dans l'étude peut ne pas être très précise. Il convient d'évaluer l'impact de ce taux d'actualisation sur la recherche du système optimal.

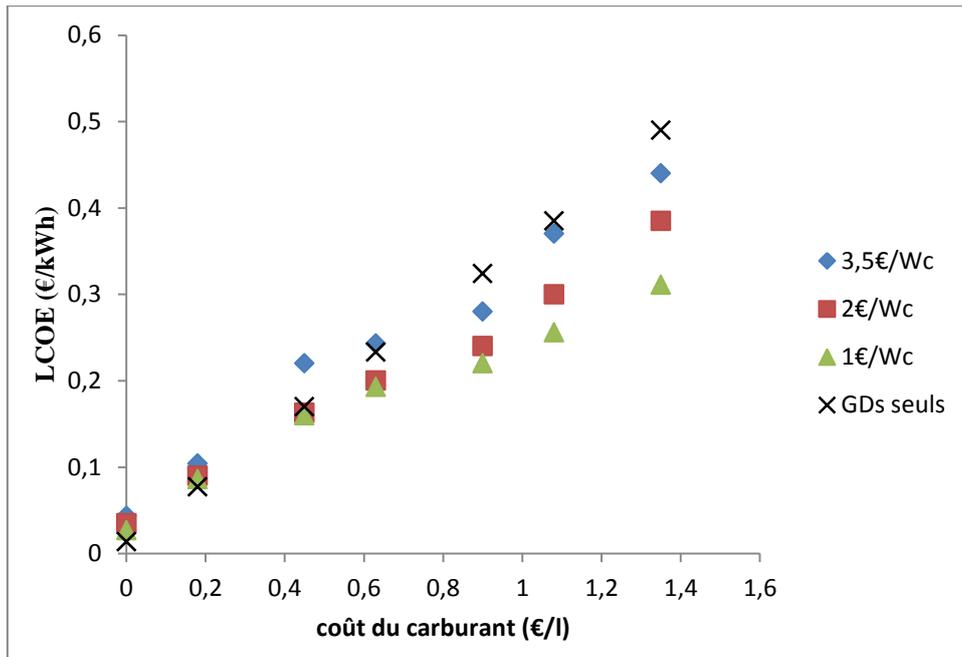
- Des coûts d'achats des modules PV : ceux-ci ont drastiquement diminué ces dernières décennies. Les coûts des modules PV varient aussi suivant la technologie choisie (amorphe, monocristallin, poly-cristallin ou HIT). De plus, les coûts de transport dans divers zones d'implantation font que ces coûts de PV peuvent fortement fluctuer; il convient donc d'évaluer l'impact de cette fluctuation sur le modèle développé.

L'analyse de sensibilité de chacun des paramètres (coût du carburant, coût du champ PV et du taux d'actualisation) a été faite et les résultats obtenus sont analysés ci-dessous.

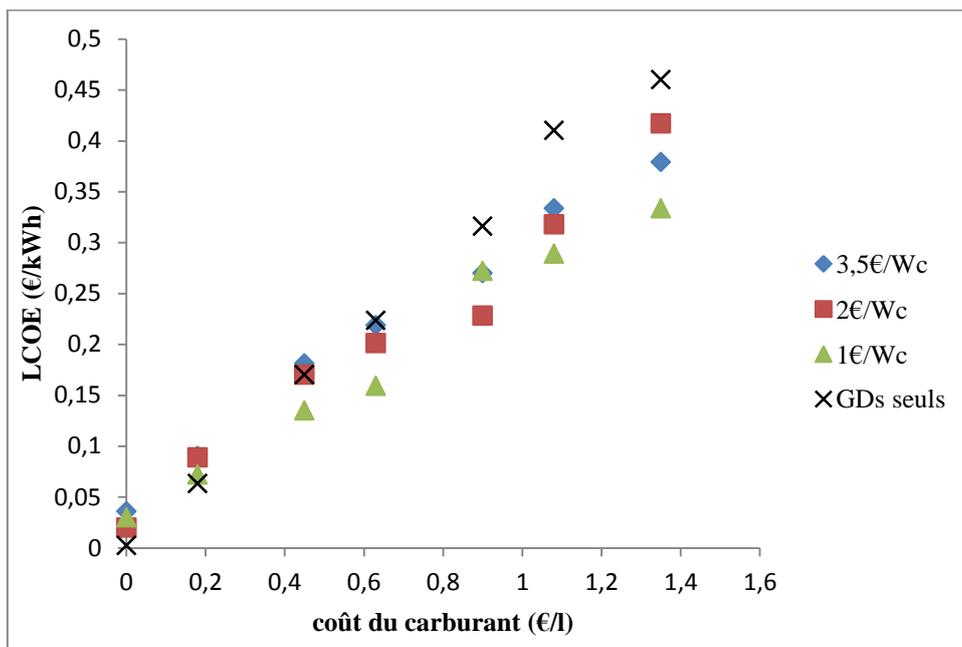
✓ *Influence du coût du carburant sur le LCOE pour plusieurs coûts du champ PV*

Une analyse de sensibilité du coût du carburant a été réalisée pour différents coûts du champ PV. Elle consiste à retrouver la solution optimale correspondant à tout couple de paramètres (coût carburant, coût champ PV). La figure 3.10 représente l'évolution du LCOE des systèmes optimaux dans les cas respectifs des générateurs identiques (figure 3.10-a) et des générateurs de tailles différentes (figure 3.10-b) pour différentes valeurs de paramètres (coût du carburant, coût du champ PV).

- Pour une augmentation progressive du coût du carburant, les systèmes PV/Diesel ont un LCOE de plus en plus favorable comparé aux systèmes à générateurs Diesel seuls. Lorsque le coût du carburant est faible (inférieur à 0,6 €/litre), il est possible, en fonction du coût du champ PV, que le système à générateurs Diesel seuls soit plus avantageux (en terme de LCOE) qu'un système hybride PV/Diesel bien que le coût du champ PV ait aussi un impact significatif.
- Pour un coût de gasoil inférieur ou égal à 0,27 €/litre, les systèmes PV/Diesel sont équivalents aux systèmes générateurs Diesel, voire légèrement défavorables comparés aux systèmes à générateurs Diesel seuls.



(a)



(b)

Figure 3. 11 : Influence des coûts du gasoil et du PV sur le LCOE (a) générateurs Diesel identiques, (b) générateurs Diesel de tailles différentes.

✓ *Influence du taux d'actualisation sur le LCOE du système optimal*

L'analyse de l'influence de la variation du taux d'actualisation sur la solution optimale (LCOE) a été faite en deux phases. Une première phase où à chaque variation du taux d'actualisation, une nouvelle solution optimale est recherchée (figure 3.12-a) et une deuxième phase où à chaque variation du taux d'actualisation, le LCOE de la solution optimale présentée dans le tableau 3.3 est réévaluée (figure 3.12-b).

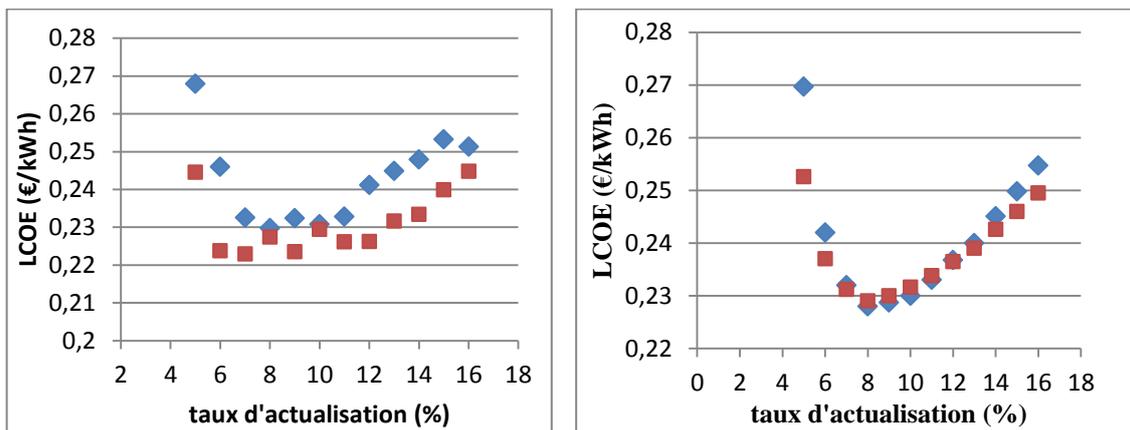


Figure 3. 12 : Sensibilité du taux d'actualisation (a) sur la recherche du LCOE optimal (b) sur le LCOE du système optimal

◆ GDs identiques ■ GDs différents

De la figure 3.12-a, la tendance générale est le rapprochement des solutions optimales pour les taux d'actualisation variant sur une plage de 7% à 12%. En deçà et au-delà de cette plage, la solution optimale conduit à un LCOE beaucoup plus grand. Ce qui laisse présager que le taux d'actualisation adapté aux systèmes d'énergie serait compris entre 7% e 12%. Il est nécessaire de remarquer aussi sur cette figure qu'à chaque taux d'actualisation correspond une solution optimale précise et donc nécessite d'être bien déterminé. D'ailleurs, la figure 3.12-b montre les valeurs du LCOE des solutions optimales en fonction du taux d'actualisation. Que ce soit dans le cas des générateurs Diesel identiques ou des générateurs Diesel différents, on remarque que le plus petit LCOE correspond au taux d'actualisation de 8%, i.e. le taux d'actualisation utilisé lors des calculs d'optimisation. Cela met encore plus en exergue le fait qu'à chaque valeur du taux d'actualisation correspondrait une solution optimale précise tel que précisé précédemment. Hormis la plage de variation indiquée (7% à 12%), il est difficile de prédire le comportement de la solution optimale, ce qui consolide le fait qu'il est important de déterminer le taux d'actualisation du secteur de l'énergie avant de réaliser toute étude d'optimisation énergétique

3.3. Impact des critères économiques sur l'optimisation du système

Dans la sous-section §3.1, le modèle technico-économique développé a été appliqué pour concevoir de manière optimale un système PV/Diesel sans batteries de stockage pour un site quelconque en minimisant uniquement les critères LCOE et LCC. Le système conçu est caractérisé par un champ PV de puissance \dot{W}_{peak} , un nombre N_{inv} d'onduleurs de puissance unitaire \dot{w}_{inv} et un nombre N_{D} de générateurs Diesel de puissance \dot{w}_{D} chacun ou des générateurs de différentes tailles $\dot{w}_1, \dot{w}_2, \dots, \dot{w}_{N_{\text{D}}}$ dont les valeurs ont été présentées pour le site d'étude. Le campus 2iE-K1 a été choisi comme site d'étude avec des profils d'ensoleillement et de demande électrique connus.

Dans la présente sous-section, l'impact des critères économiques sur les caractéristiques techniques du système optimal est analysé. Il s'agit d'analyser les solutions optimales obtenues suivant le critère économique choisi (LCC, LCOE, NPV, DPB et IRR). L'étude présentée dans cette partie ne concerne que le cas d'un système PV/Diesel avec des générateurs identiques, la demande électrique étant toujours celle d'un jour type de 2iE-K1 et le profil d'ensoleillement le même que celui considéré à la figure 3.1.

3.3.1. Procédure d'optimisation

Dans le cas d'un système PV/Diesel avec des générateurs identiques, il a été démontré à la section §2 de ce chapitre 3 que le LCOE peut s'écrire uniquement en fonction de 3 variables : la puissance crête du champ PV (\dot{W}_{peak}), la puissance unitaire des onduleurs (\dot{w}_{inv}) et la puissance unitaire des générateurs Diesel (\dot{w}_{GD}). Les autres critères économiques sélectionnés (NPV, DPB, IRR) nécessitent l'évaluation des recettes que peuvent générer le projet ; ils dépendent ainsi du prix de vente de l'électricité (ρ) supposé constant dans cette étude.

Dans un premier temps, la minimisation du LCOE pour un système à générateurs Diesel seuls est effectuée, puis celle du système hybride PV/Diesel est faite. Le système à générateurs Diesel seuls est le système couramment installé dans les régions rurales en Afrique ; son LCOE optimal peut être considéré comme la référence du prix de vente de l'électricité en milieu rural ρ_{ref} . Le LCOE du système hybride optimal représente le prix de vente de l'électricité qui conduit à NPV=0 ; il s'agit du prix minimal ρ_{min} de vente d'électricité capable d'assurer la viabilité économique du projet (ou du système).

Les configurations optimales (i.e., $(\dot{W}_{\text{peak } k})_{\text{opt}}$, $(\dot{W}_{\text{inv}})_{\text{opt}}$ et $(\dot{W}_{\text{D}})_{\text{opt}}$) sont alors recherchés pour chacun des critères et pour un prix de vente d'électricité qui varie de ρ_{min} à ρ_{ref} .

La demande électrique étant supposée fixe, il vient d'après le chapitre 2 (§2.2) que l'optimisation du LCC est équivalente à celle du LCOE et du NPV (LCOE et NPV sont OD-équivalents); c'est à dire que ces critères fournissent les mêmes solutions optimales.

L'expression du LCC étant connue, le LCOE et le NPV sont calculés d'après les équations (3.43) et (3.46). La détermination du IRR et du DPB requiert quant à elle de résoudre une équation non linéaire définie par les expressions (3.47) et (3.48). On utilise pour cela le solveur « fsolve » disponible dans Matlab[®] qui utilise la méthode de Levenberg-Marquardt.

Rappelons que le modèle et la méthode d'optimisation sont détaillés dans le paragraphe §3 de ce chapitre 3. Les résultats optimaux sont obtenus par un couplage des algorithmes génétiques avec un algorithme déterministe de type Quasi-Newton tel que présenté précédemment (chap 3 § 3.1).

3.3.2. Résultats et discussions

La figure 3.13 présente l'ensemble des résultats optimaux obtenus d'après les 4 critères d'optimisation (LCC, NPV, DPB et IRR) pour un prix de vente d'électricité ρ variant de ρ_{min} à ρ_{ref} .

On constate que les solutions optimales issues des minimisations du LCC et LCOE et de la maximisation NPV sont exactement identiques, résultats conformes aux analyses mathématiques effectuées au chapitre 2 §2.2. En effet, puisque l'énergie annuelle produite est supposée constante, les recettes générées par le système sont également constantes et l'optimisation des trois critères (minimisation du LCC et LCOE, et maximisation du NPV) conduit à une même solution optimale (Cf. théorème des OD-équivalences, chapitre 2).

Au contraire, la minimisation du DPB ou la maximisation du IRR conduisent à des solutions techniques différentes. Au fur et à mesure que le prix de vente d'électricité croît, la puissance optimale du champ PV décroît. Pour un prix de vente d'électricité proche du prix de référence (i.e. le LCOE du système optimal à générateurs Diesel seuls), le DPB et le IRR conduisent à une même solution optimale. Lorsque le prix de vente de l'électricité décroît, la puissance PV optimale augmente plus rapidement pour le DPB que pour le IRR.

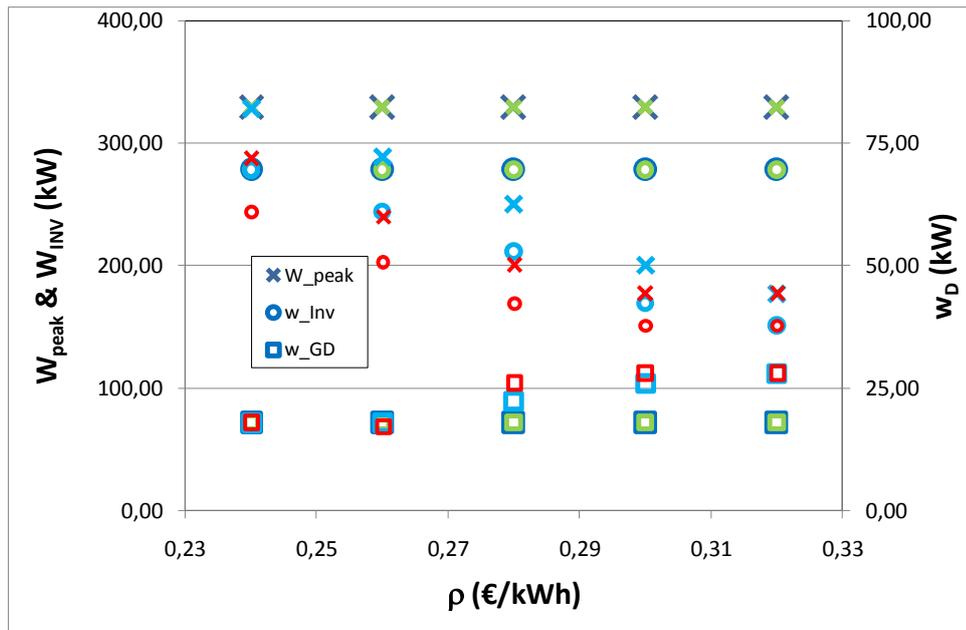


Figure 3. 13: Configurations optimales du système PV/Diesel en fonction du prix de vente d’électricité pour chaque fonction–objectif (**LCC**, **NPV**, **DPB** et **IRR**)

L’analyse des coûts présentés dans le tableau 3.9 montre que les critères DPB et IRR limitent les coûts d’investissement et les coûts de fonctionnements et de maintenance pendant les années de fonctionnement du système. L’évolution des cashflows cumulés montre également que ces deux critères réduisent la dette. Ainsi, ces critères économiques (IRR et DPB) pourraient être bien adaptés pour les pays en voie de développement où non seulement la pauvreté des populations ne leur permet pas de faire de gros investissements, mais aussi où il est très difficile aux banques d’octroyer des crédits d’investissement à long terme.

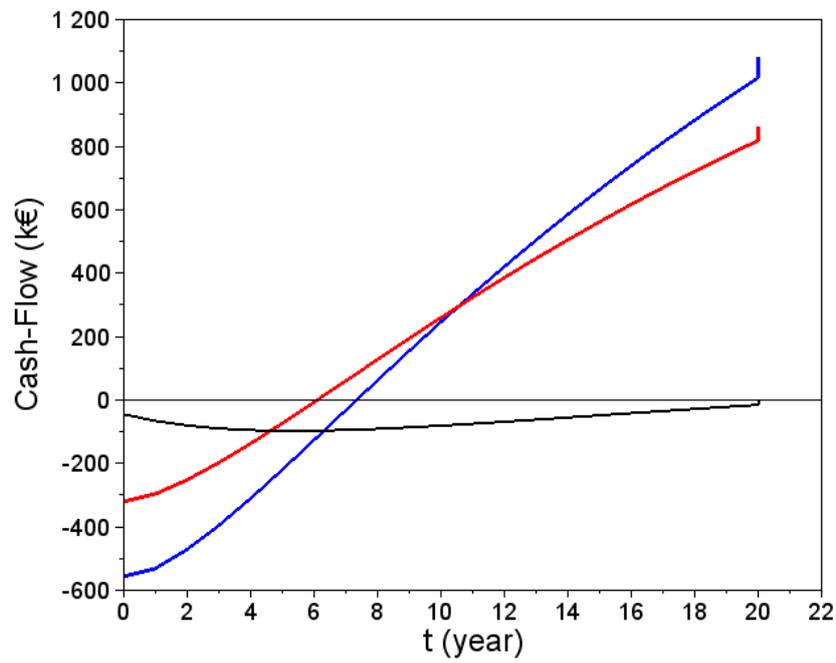


Figure 3. 14-a Cashflow (k€) en fonction des années, pour les systèmes optimaux obtenus à partir du LCC, DPB et IRR pour $\rho = 32.5 \text{ c€/kWh}$

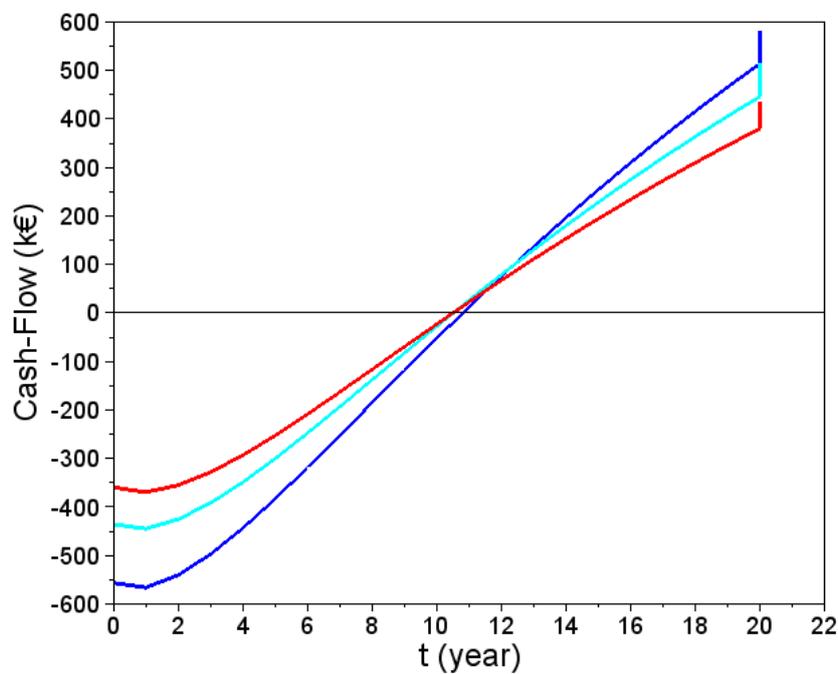


Figure 3. 14-b : Cashflow (k€) en fonction des années, pour les systèmes optimaux obtenus à partir du LCC, DPB et IRR pour $\rho = 28 \text{ c€/kWh}$

Sur la figure 3.14-a, le cashflow du système à générateurs Diesel seuls est aussi indiqué (courbe en noir). Dans ce cas précis, remarquons que DPB et IRR conduisent à une même configuration optimale et donc un même profil de cashflow (courbe en rouge). Dans les figures 3.14 (a et b), l'accroissement brusque sur les courbes du cashflow en fin de vie (à $t=20$ ans) correspond à la valeur résiduelle du système

Dans le tableau 3.9, les configurations optimales et les coûts associés sont présentés pour un prix de vente d'électricité $\rho = 28$ c€/kWh. Le champ solaire PV représente la part la plus importante du coût d'investissement. On peut aussi remarquer que les coûts de remplacement des onduleurs sont environ deux fois plus grands que le coût de remplacement des générateurs Diesel. Rappelons que la durée de vie d'un onduleur a été fixée à 8 ans, celle d'un générateur Diesel à 30.000 heures de fonctionnement (soit environ 3,4 ans), sachant que plusieurs générateurs sont disponibles, ces derniers ne fonctionnent pas tous en même temps. Le temps de fonctionnement moyen journalier est de 13,5 h pour chaque générateur Diesel dans le cas d'un système à générateurs Diesel seuls. Ce temps de fonctionnement est diminué à 8 h par jour pour chaque générateur Diesel dans le cas du système hybride PV/Diesel (Cf chap 3 § 3.2). La pénétration solaire permet de réduire les coûts de fonctionnement des générateurs Diesel (i.e. la consommation en carburant) quasiment du tiers (cas du IRR) ou de moitié (cas du NPV). Les autres coûts (maintenance et résidus) restent marginaux pour toutes les solutions optimales.

En conclusion, les systèmes hybrides PV/Diesel permettent de réduire les coûts de fonctionnement et de remplacement des générateurs Diesel, mais augmentent considérablement les coûts d'investissement. De plus, les coûts de remplacement des générateurs Diesel sont compensés par les coûts de remplacement des onduleurs. Cependant, le système hybride PV/Diesel permet de faire un gain de 30% sur le LCOE par rapport au système à générateurs Diesel seuls.

En ce qui concerne les critères économiques, force est de constater que le DPB et le IRR permettent d'obtenir des solutions optimales qui limitent le coût total d'investissement. En effet, puisque le champ solaire (modules PV et onduleurs) représente la majeure partie des coûts d'investissement (plus de 90%), le DPB et le IRR réduisent considérablement la proportion solaire du système hybride comparativement aux résultats obtenus des autres critères économiques NPV/LCC/LCOE.

Tableau 3. 9 : Résultats globaux pour $\rho = 28 \text{ c€/kWh}$

Fonction -objectif	Ref.	LCC ou LCOE ou NPV				DPB				IRR			
		Diesel	PV	Inv.	Diesel	Total	PV	Inv.	Diesel	Total	PV	Inv.	Diesel
W (kW)	26	329	278	18		250	212	22		200	146	26	
N	7	1	1	10		1	1	8		1	1	7	
CI (k€)	44	415	84	57	556	318	69	49	436	256	59	44	359
CM (k€)	24	14		11	25	11		14	25	9		16	25
CO (k€)	3437			1720	1720			1947	1947			2123	2123
CR (k€)	171		239	104	343		196	108	304		167	106	273
S (k€)	-15	-39	-20	-7	-66	-30	-16	-22	-68	-24	-14	-18	-56
LCOE (c€/kWh)	32,5	22,8				23,4				24,1			
LCC (M€)	3,66	2,58				2,64				2,72			
NPV (M€)	-	0,58				0,52				0,44			
DPB (year)	-	10,8				10,4				10,5			
IRR (-)	-	16,1%				17,5%				18,0%			

Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle dynamique de conception optimale des systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage a été développé. Le modèle a été construit en prenant en compte des contraintes techniques de fonctionnement du système et de plusieurs critères économiques d'évaluation de la rentabilité. Une application de ce modèle a été effectuée pour concevoir de manière optimale un système PV/Diesel pour le site 2iE-K1 en se basant sur les critères économiques LCC et LCOE uniquement. Les résultats optimaux obtenus montrent que ce site peut être alimenté par un système de 10 générateurs Diesel identiques de 18 kW de puissance électrique chacun, avec un champ PV de 329 kWc couplé à un onduleur de 278 kW ou par un système de 3 générateurs Diesel (76 kW, 67 kW, 21 kW) avec un champ PV de 226 kWc couplés à 3 onduleurs de 76 kW chacun. Ces solutions optimales ont par la suite été simulées dans le logiciel HOMER pour attester de la pertinence technique et économique du modèle développé. Les résultats obtenus par ces deux outils restent très proches (+8% sur les critères LCOE et LCC des systèmes optimaux simulés dans HOMER comparés à ceux des systèmes obtenus du modèle développé), et valident la méthodologie développée. Une analyse de sensibilité des coûts du gasoil et du champ PV a permis de constater qu'à certains prix de carburant (généralement inférieur à 0,6 €/litre), les systèmes à générateurs Diesel seuls ont un LCOE (ou un LCC) inférieur à celui des systèmes hybrides PV/Diesel. De même une analyse de sensibilité du taux d'actualisation permet de conclure que ce dernier constitue un paramètre assez sensible et nécessite de refléter exactement le secteur économique étudié (secteur de l'électrification rurale par exemple dans le cas de cette thèse) pour toute étude de conception.

La dernière partie de ce chapitre présente l'analyse de l'impact des différents critères économiques (LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB) sur la solution optimale. Les résultats obtenus démontrent que les critères IRR et DPB permettent de limiter les coûts d'investissement des systèmes optimaux correspondant comparés aux coûts d'investissement des systèmes optimaux obtenus en minimisant le LCOE ou le LCC, ou en maximisant le NPV; ce qui pourrait être favorable à la conception des systèmes dans les zones pauvres dépourvues d'un système bancaire favorable à l'octroi des crédits d'investissement.

Ce modèle technico-économique étant maintenant validé, le prochain chapitre présente un cas d'application d'une approche de conception d'un système PV/Diesel pour une zone rurale précise : la localité de Bilgo (Burkina Faso) mentionnée en introduction de ce manuscrit.

Electrification rurale :

Quel système hybride PV/Diesel optimal pour Bilgo?

Introduction	123
1. Caractérisation de la localité de Bilgo	123
1.1.Généralités (situation géographique, relief, population, etc.).....	123
1.2.Ressource solaire et demande énergétique	125
1.2.1.La ressource solaire de Bilgo	125
1.2.2.La demande électrique de Bilgo.....	127
1.3.Caractérisation de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo	128
1.4.Modélisation de la gestion du système avec intégration des charges diff.	129
2. Problèmes d'optimisation et méthodologie de résolution	132
2.1.Problèmes d'optimisation	132
2.2.Méthodologie de résolution	89
2.3.Les paramètres économiques et techniques d'entrée	134
3. Résultats d'optimisation du système PV/Diesel pour Bilgo.....	136
3.1.Evaluation du système PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo.....	136
3.2.Résultats d'optimisation du système PV/Diesel	137
3.2.1.Résultats globaux d'optimisation.....	137
3.2.2.Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du LCC ...	141
3.2.3.Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du LCOE	146
3.2.4.Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du NPV ...	148
3.2.5.Caractérisation du système optimal obtenu de la maximisation du IRR ...	150
3.2.6.Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du DPB ...	152
Conclusion.....	154

Introduction

Dans le chapitre 3, un modèle technico-économique pour la conception d'un système PV/Diesel sans batteries de stockage en zone décentralisée a été présenté. Ce modèle a été appliqué au site connu 2iE-K1, et les résultats optimaux obtenus ont ensuite été simulés par le logiciel HOMER pour valider le modèle ainsi développé.

L'objectif du présent chapitre est d'exposer une étude de cas complète sur une localité rurale en Afrique subsaharienne. Le site choisi est la localité de Bilgo, village cité en introduction de ce manuscrit. Ce chapitre présente donc les travaux de conception et d'optimisation des systèmes PV/Diesel sans batteries de stockage pour cette localité rurale (située dans la commune de Pabré au Burkina Faso).

Cependant, il convient de préciser qu'une centrale hybride PV/Diesel caractérisée par un champ PV de 31 kWc, cinq onduleurs (3x5 kVA + 2x7 kVA) et de trois générateurs Diesel (2x22 kVA + 33 kVA) est en cours d'installation à Bilgo. Cette centrale est l'une des deux centrales du projet « Flexy-Energy » financées par l'Union Européenne à travers la Facilité Energie II [144]. Dans ce chapitre, les résultats optimaux obtenus sont aussi comparés à cette centrale en cours d'installation à Bilgo.

La première section de ce chapitre présente les caractéristiques de la localité de Bilgo et de la centrale PV/Diesel qui y est en cours d'installation. Elle fait ressortir également les contraintes de terrain et leurs impacts sur la modélisation du fonctionnement du système et de la gestion des charges. La seconde section présente le problème d'optimisation à résoudre. Et dans la troisième section, les résultats optimaux obtenus à partir des critères économiques LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB sont présentés. Les différences ou les similitudes entre ces résultats optimaux obtenus et les caractéristiques de la centrale en cours d'installation sont aussi mis en exergue dans cette troisième section.

Comme au chapitre 3, tous les résultats présentés dans ce dernier chapitre sont issus des calculs d'optimisation réalisés à partir des algorithmes génétiques, puis raffinés par un algorithme déterministe de descente. Les données d'ensoleillement, de température et de courbe de charge sont supposées connues.

1. Caractérisation de la localité de Bilgo

1.1. Généralités (situation géographique, relief, population, etc.)

Le Burkina Faso, pays sahélien de l'Afrique de l'Ouest couvrant une superficie totale de 274 200 km², compte actuellement environ 8 670 localités (secteurs et villages) réparties

dans 351 communes dont seulement 49 urbaines. Parmi les 302 communes rurales, on compte la commune de Pabré. La commune de Pabré est constituée d'une vingtaine de villages parmi lesquels Bilgo (voir figure 4.1). Et elle est centrée à la latitude 12°30'N et à la longitude 1°34'O. Au dernier recensement de la population en 2006, la localité de Bilgo avait 2 008 habitants répartis sur 303 ménages. Bilgo est une petite localité ne disposant pas de banque, ni de caisse populaire, ni de structure de microfinance. Toutefois, le système des tontines y est très développé et permet aux populations de disposer des ressources pour leurs activités. Les trois principales activités de la localité sont par ordre d'importance l'agriculture, l'élevage et le petit commerce [1], [145].

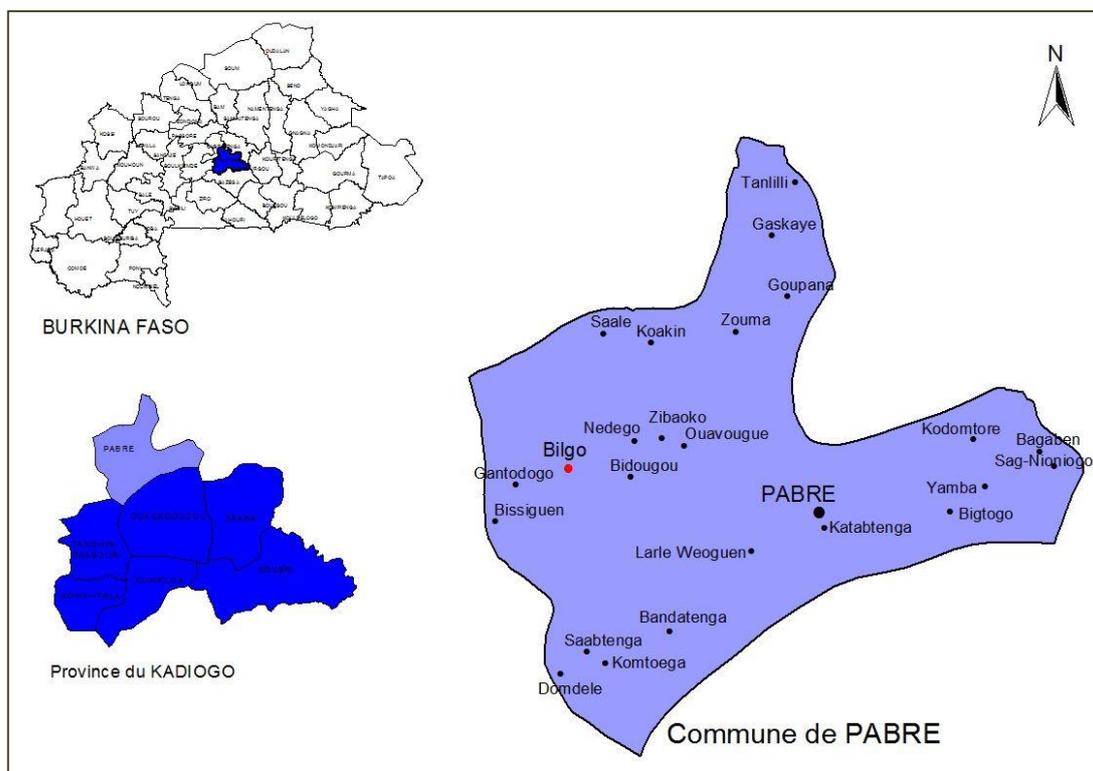


Figure 4. 1 Localisation de Bilgo- Burkina Faso

La localité de Bilgo n'a pas accès au réseau électrique national du Burkina Faso. La principale énergie consommée est le bois de chauffe. Pour l'éclairage et l'alimentation de petits appareils (radio, téléphones, lampes à pétrole, etc.), les habitants de Bilgo ont recours à des sources alternatives d'énergie disponibles dans des boutiques locales ou à Pabré (chef-lieu de la région situé à 10 km de Bilgo). Les prix de vente des différentes sources d'énergie à Bilgo sont récapitulés dans le tableau 4.1 [145] :

Tableau 4. 1 : Coûts des sources d'énergie dans la localité de Bilgo [145]

	Coûts (F CFA/unité)	Coûts (€/unité)
Pétrole lampant (litre)	600	0,9
Gasoil (litre)	600	0,9
Essence (litre)	800	1,22
Grande pile (2,3 Ah ; 1,5 V)	150	0,23
Petite pile (0,7 Ah ; 1,5 V)	50	0,08
Recharge batterie	400	0,61
Bougie	50	0,08

Selon les déclarations recueillies lors des enquêtes socio-économiques dans le projet d'installation de la centrale hybride PV/Diesel du projet « Flexy-Energy », plus de 96% des ménages souhaitent être raccordés au réseau de distribution dès que la centrale sera installée [145]. A l'issue de ces enquêtes, plusieurs scénarii de courbe de charge ont été proposés. La figure 4.3 présente le profil de charge retenu pour l'étude de conception, objet de ce chapitre.

1.2. Ressource solaire et demande énergétique

1.2.1. La ressource solaire de Bilgo

La figure 4.2 représente le profil d'ensoleillement global $I_G(t)$ et de température $T_c(t)$ d'un jour type du mois de Mars à Bilgo. Toutes les mesures d'ensoleillement et de température sont données en heure locale et ont été effectuées à la station météorologique de 2iE-Kamboinsé⁷ (latitude : 12°16'N, longitude : 1°33' O) situé à 40 km de la localité de Bilgo. L'on peut constater à travers cette figure 4.2 que la localité de Bilgo est dotée d'un très fort ensoleillement avec un pic atteignant 1.045 W/m². De manière générale, la localité de Bilgo possède un ensoleillement assez élevé (variant de 5,7 à 7,6 kWh.m²/jour durant toute l'année). Ce qui rend cette localité très favorable à l'implantation des centrales solaires photovoltaïques.

⁷ La centrale météo de Kamboinsé est l'une des quatre centrales météo appartenant à la fondation 2iE. Les données mesurées par ces centrales sont valables sur un rayon de 100 km autour.

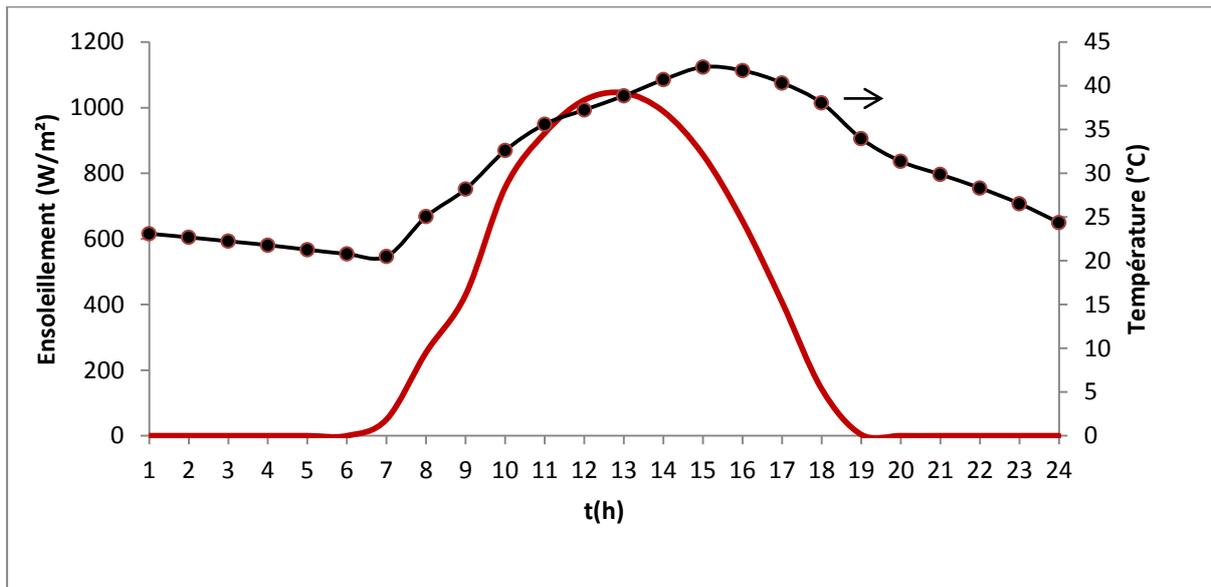


Figure 4. 2 : Ensoleillement global et profil de température dans la localité de Bilgo (mois de mars)

Cependant, sur cette même figure 4.2, le profil de température indique des températures assez élevées ; toujours supérieures ou égales à 25°C pendant les heures d'ensoleillement et pouvant évoluer jusqu'à 43°C. La température moyenne annuelle dans cette localité est de 39,21°C. Sachant que la variation de température a un impact considérable sur le rendement des cellules photovoltaïques [146-147], il convient, au cours de cette étude, d'intégrer dans le modèle existant, un modèle de dimensionnement du champ photovoltaïque qui prend en compte l'impact de la température sur la conception du système

La puissance produite par le champ photovoltaïque en courant continu peut s'exprimer en fonction de la puissance crête du champ PV \dot{W}_{peak} , de rendement de l'onduleur (η_{inv}), du facteur de pertes α_T dû à la température, et du facteur de pertes F_{PV} dû à toutes autres pertes sur le champ solaire (inclinaison, poussières). Sachant que la puissance crête des panneaux photovoltaïques correspond à la puissance maximale produite sous un rayonnement global $I_G = 1 \text{ kW/m}^2$ et une température standard $T_{st} = 25^\circ\text{C}$, la puissance continue produite à chaque instant t par le champ PV s'écrira :

$$\dot{W}_{pv}(t) = (1 + \alpha_T (T_c(t) - T_{st})) F_{PV} \dot{W}_{peak} I_G(t) \quad (4.1)$$

où T_c représente la température de la cellule photovoltaïque à chaque instant t .

et $\alpha_T = 0,004$, le facteur de perte dû à la température.

Dans cette étude, la température est supposée uniforme sur toute la surface du champ PV à l'instant t .

La puissance à la sortie des onduleurs sera donc déduite par l'expression suivante :

$$\dot{W}_{inv}(t) = \eta_{inv} \dot{W}_{pv}(t) = \eta_{inv} (1 + \alpha_T (T_c(t) - T_{st})) F_{PV} \dot{W}_{peak} I_G(t) \quad (4.2)$$

1.2.2. La demande électrique de Bilgo

A Bilgo, entre 06 h et 18 h, les activités prédominantes sont l'agriculture et l'élevage. L'énergie est demandée majoritairement pour les activités administratives, le fonctionnement des écoles et des centres de santé, et les petits espaces économiques (boutiques, ateliers artisanaux, etc.). Par contre, à partir de 18 h, pendant que la majeure partie de la population retourne dans les foyers, plusieurs points économiques et centres de santé restent en activité et on enregistre aussi quelques coins d'animations nocturnes d'où l'augmentation de la demande. L'accès à l'énergie électrique étant très faible, des enquêtes socio-économiques réalisées dans le cadre du projet « Flexy-Energy » ont permis d'établir plusieurs scénarii de courbe de charge en prenant en compte un développement probable de la localité [145].

La figure 4.3 présente un scénario de profil de charge journalier de la localité de Bilgo choisi par la présente étude. Ce profil représente la puissance appelée à chaque instant t : $\dot{W}_u(t)$. On note une évolution rampante de la pointe entre 00 h et 17 h. A partir de 18 h, on note une hausse drastique de la pointe qui atteint son maximum à 20 h avec une demande de 135 kW. La demande annuelle en énergie à Bilgo est donc estimée à environ 507 MWh.

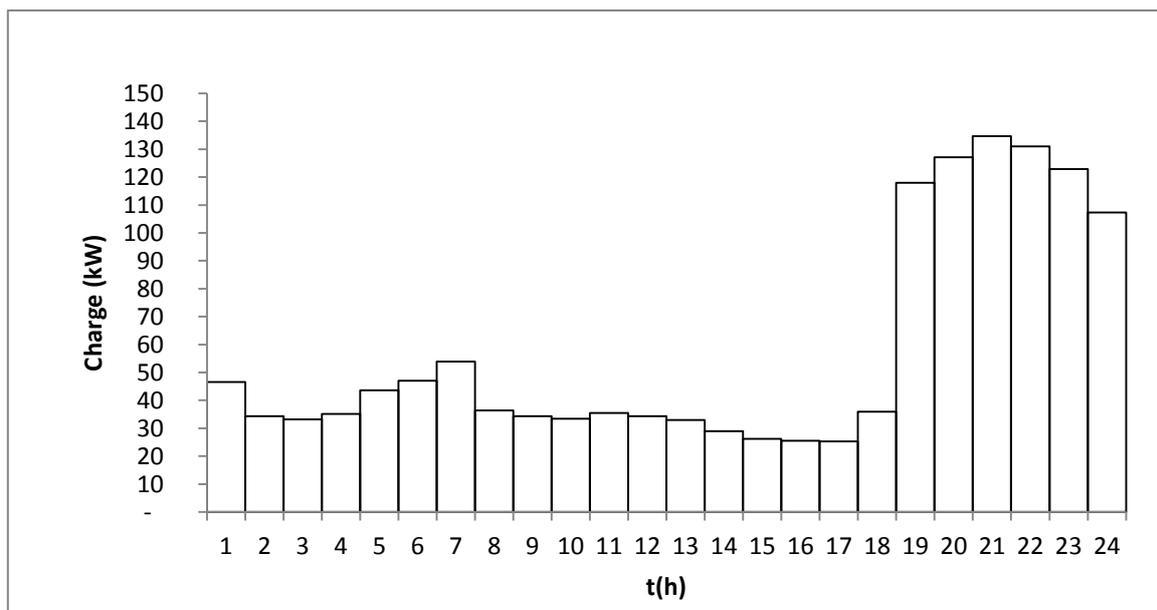


Figure 4. 3 : Profil de charge électrique de la localité de Bilgo

Cependant il convient de mentionner que ce caractère estimatif de la courbe de charge peut avoir des impacts sur le système. La gestion des charges devient ainsi primordiale pour une installation dans un milieu rural n'ayant pas encore eu un accès permanent à l'électricité, tel que Bilgo.

1.3. Caractérisation de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo

Des études préalables réalisées dans le cadre du projet « Flexy-Energy » ont permis de choisir les dimensions techniques du système PV/Diesel telles que spécifiées dans le tableau 4.2.

Tableau 4. 2 : Centrale PV/Diesel du projet "Flexy-Energy" en cours d'installation à Bilgo

	Puissance unitaire	Nombre	Total
Champ PV	255 Wc	120 modules	31 kWc
Générateurs Diesel			
	18 kW	2	36 kW
	27 kW	1	27 kW
Onduleurs			
	4 kW	3	12 kW
	6 kW	2	12 kW

Les travaux d'installation de cette centrale sont en cours, et les retours d'expériences découlant de ces travaux ont permis de faire ressortir plusieurs contraintes de terrain qui s'ajoutent aux contraintes du système PV/Diesel déjà spécifiées au chapitre 3 §1.2. Il s'agit :

- Des contraintes de couplage des générateurs Diesel : techniquement, les générateurs Diesel nécessitent des tailles assez grandes pour faciliter un couplage en parallèle entre eux ; la puissance minimale recommandée à cet effet est de 18 kW.
- La gestion du système avec intégration des charges différables telle que prévue dans le concept « Flexy-Energy » : les onduleurs bidirectionnels acquis pour le projet ne facilitent pas la gestion du taux de pénétration solaire tel que spécifié dans le modèle présenté au chapitre 3 (§1.2). Il convient donc de modéliser

l'option « intégration des charges différables » dans la stratégie de fonctionnement du système. Cette intégration de charges différables permettra en plus de compenser une sous-estimation éventuelle de la courbe de charge du site lors des études socio-économiques.

- Enfin, l'étude des documents techniques relatifs aux générateurs Diesel a révélé qu'il était plus pertinent d'exprimer la consommation spécifique des groupes Diesel en L/kWh sous forme quadratique plutôt que sous forme linéaire.

Ces trois points (auxquels on adjoint la prise en compte de l'effet de température dans la détermination du champ PV) impliquent de modifier le modèle de gestion du système et des générateurs Diesel. C'est l'objet de la sous-section suivante.

1.4. Modélisation de la gestion du système avec intégration des charges différables

La consommation spécifique d'un générateur Diesel dépend approximativement de son taux de charge. Pour des plages de puissance allant de 5 à 150 kW, la consommation spécifique en carburant d'un générateur Diesel peut être exprimée sous la forme d'une fonction quadratique de variable δ [6–9], elle s'écrit :

$$f = a\delta^2 + b\delta + c \quad (4.3)$$

où a, b, c : Constantes fournies par les expérimentations ou données par le constructeur (L/kWh), On prendra pour la présente étude $a=0,96$; $b=-1,46$ et $c=0,88$.

δ : Le taux de charge du générateur Diesel

f : La consommation spécifique en carburant, exprimée en (L/kWh)

De l'équation (4.3), l'on peut remarquer qu'il existe donc un taux de charge optimale δ_{opt} qui conduit à une consommation spécifique minimale du carburant ; Ce taux de charge est déterminé par :

$$\delta_{opt} = \frac{-b}{2a} \quad (4.4)$$

Par conséquent, la puissance optimale d'un générateur Diesel en fonctionnement est exprimée comme suit :

$$\dot{w}_{D_opt} = \delta_{opt} \dot{w}_D \quad (4.5)$$

Dans le cas de cette étude, où l'on a N_D générateurs Diesel couplés en parallèle, l'équation (3.5) du chapitre 3 s'écrira :

$$\dot{W}_D(t) = \dot{W}_u(t) - (1 + \alpha(T_c - T_{st})) F_{PV} \eta_{INV} \dot{W}_{peak} I_G(t) \quad (4.6)$$

$\dot{W}_D(t)$ représente la puissance électrique totale fournie par les N_D générateurs Diesel (kW).

Ainsi, à partir des équations (4.5) et (4.6), la puissance à fournir par les générateurs Diesel à chaque instant t notée $\dot{W}_D(t)$ peut être obtenue à partir d'un nombre $N_{on}(t)$ de générateurs Diesel (parmi les N_D générateurs Diesel du système) fonctionnant à un taux de charge optimal.

La puissance de sortie $\dot{W}_D(t)$ peut donc être optimisée en recherchant la plus petite valeur de la somme $\sum_{N_{on}(t)} \delta_{opt} \dot{W}_{D-j}$

Ceci revient à rechercher la combinaison optimale vérifiant l'expression :

$$\inf \left(\sum_{N_{on}(t)} \delta_{opt} \dot{W}_{D-j} \right) \geq \dot{W}_D(t) \quad (4.7)$$

En supposant une tolérance $\delta_{tol} = \pm 5\%$ sur le taux de charge optimal des générateurs Diesel, posons :

$$\Delta \dot{w} = \dot{W}_D(t) - \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{opt}) \dot{w}_{D-j} \quad (4.8)$$

Ainsi, pour chaque combinaison, on peut distinguer plusieurs cas :

- Si $|\Delta \dot{w}| \leq \delta_{tol} \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{opt}) \dot{w}_{D-j}$,

Alors, le système est en fonctionnement optimal et le taux de charge de chaque générateur

Diesel obtenu sera donné par l'expression : $\delta(t) = \dot{W}_D(t) / \left(\delta_{tol} \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{opt}) \dot{w}_{D-j} \right)$

et la puissance des charges différables sera : $\dot{W}_{diff}(t) = 0$

- Si $|\Delta \dot{w}| > \delta_{tol} \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{opt}) \dot{w}_{D-j}$, alors
 - Si $\Delta \dot{w} < 0$,

La puissance des charges différables sera : $\dot{W}_{diff}(t) = -\Delta\dot{w}$ c'est-à-dire un ajout de certaines charges;

et le taux de charge des générateurs Diesel : $\delta(t) = (\dot{W}_D(t) + \dot{W}_{diff}(t)) / \sum_{N_{on}(t)} \dot{w}_{D-j}$

○ Si $\Delta\dot{w} > 0$,

- pour $\dot{W}_D(t) > \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{max}) \dot{w}_{D-j}$, on aura:

$$\text{La puissance des charges différables : } \dot{W}_{diff}(t) = \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{max}) \dot{w}_{D-j} - \dot{W}_D(t)$$

i.e un délestage, et le taux de charges des générateurs Diesel sera :

$$\delta(t) = (\dot{W}_D(t) + \dot{W}_{diff}(t)) / \sum_{N_{on}(t)} \dot{w}_{D-j}$$

- Pour $\dot{W}_D(t) \leq \sum_{N_{on}(t)} (\delta_{max}) \dot{w}_{D-j}$, on aura

$$\text{La puissance des charges différables } \dot{W}_{diff}(t) = 0$$

$$\text{et le taux de charge des générateurs Diesel } \delta(t) = (\dot{W}_D(t)) / \sum_{N_{on}(t)} \delta_{max} \dot{w}_{D-j}$$

Dans cette étude, les charges différables $\dot{W}_{diff}(t)$ sont supposées correspondre à un système de pompage qui sera installé sur le site. La puissance totale de la pompe (ou de l'ensemble des pompes) à installer pourra être évaluée par :

$$\dot{w}_{diff} = \max(\dot{W}_{diff}(t)) \quad (4.9)$$

L'intégration des charges différables dans le système peut générer des revenus (notamment la production supplémentaire de l'eau par un système de pompage dans le cas actuel de la localité de Bilgo, nécessaire pour l'eau de consommation, l'agriculture, l'irrigation, l'élevage, etc.), mais ces charges différables engendrent aussi des coûts supplémentaires surtout au niveau de l'investissement (achats et installation du système de pompage). La capacité des charges devra donc être bien jaugée afin de minimiser leur impact sur le coût d'investissement total du système. Par exemple, pour la présente étude, il a été fixé par hypothèse que l'énergie annuelle consommée par les charges différables ne représentera qu'au maximum 5% de la demande électrique annuelle de la localité de Bilgo. Ce pourcentage reste tout de même flexible et dépend autant du pouvoir d'achat des populations en matière d'énergie électrique que de l'utilité même de cette énergie produite.

Ce mode de gestion du système intégrant les charges différables a donc été adjoint à celui établi dans le chapitre 3. En effet tel qu'établi à l'équation (3.1), l'équilibre du flux d'énergie s'exprimera ici par :

$$\dot{W}_{inv}(t) + \dot{W}_D(t) - \dot{W}_u(t) - \dot{W}_{diff}(t) = 0 \quad (4.10)$$

où \dot{W}_{inv} : Puissance électrique totale fournie par les N_{inv} onduleurs (kW)

\dot{W}_D : Puissance électrique totale fournie par les N_D générateurs Diesel (kW)

\dot{W}_u : Demande électrique (kW)

\dot{W}_{diff} : Puissance électrique des charges différables (kW)

Ainsi, cette nouvelle démarche a permis de spécifier de manière précise les problèmes d'optimisation à résoudre pour la localité de Bilgo. Ces problèmes d'optimisation sont présentés dans la section suivante.

2. Problèmes d'optimisation et méthodologie de résolution

2.1. Problèmes d'optimisation

L'ensoleillement global, la demande électrique et la température présentés sur les figures 4.2 et 4.3 sont des paramètres d'optimisation. Les variables d'optimisation sont la puissance totale du champ PV notée \dot{W}_{peak} , la puissance de chaque onduleur $\dot{w}_{inv1}, \dot{w}_{inv2}, \dots, \dot{w}_{invN_{inv}}$ et la puissance de chaque générateur Diesel $\dot{w}_{D1}, \dot{w}_{D2}, \dots, \dot{w}_{DN_D}$. Comme indiqué au chapitre 3, ces variables d'optimisation sont suffisantes pour décrire complètement le système,

Les fonctions-objectif choisies correspondent à cinq méthodes économiques spécifiées au chapitre 2 (LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB), écrites en fonction du vecteur de variables d'optimisation $\mathbf{u} = (\dot{W}_{peak}, \dot{w}_{inv1}, \dot{w}_{inv2}, \dots, \dot{w}_{invN_{inv}}, \dot{w}_{D1}, \dot{w}_{D2}, \dots, \dot{w}_{DN_D})$.

Les contraintes de fiabilité du système sont décrites comme suit :

- 1- La demande électrique et les charges différables (si elles existent) doivent être entièrement alimentées par le système hybride (générateurs Diesel et champ solaire).
- 2- La puissance totale des générateurs Diesel doit être égale à la demande maximale pour assurer une continuité du service électrique dans la nuit ou en périodes nuageuses (c'est-à-dire $k = 1$).

- 3- Pour assurer un couplage possible entre plusieurs générateurs Diesel, chaque générateur doit avoir une puissance nominale supérieure ou égale à la puissance limite de couplage \dot{w}_{D_limit} ; ($\dot{w}_{D_limit} = 18$ kW dans cette étude)
- 4- La puissance totale des onduleurs est égale à la puissance du champ PV.
- 5- La puissance totale du champ PV ne doit pas être supérieure à celle des générateurs Diesel
- 6- L'énergie annuelle consommée par les charges différables ne doit pas dépasser $q = 5\%$ de la demande électrique de la localité.
- 7- Toutes les variables de décisions sont positives.

Suivant que les générateurs Diesel sont de taille identiques ou pas, ou que les onduleurs sont identiques ou pas, on peut observer quatre cas d'optimisation pour chaque fonction-objectif.

- Cas des générateurs Diesel de tailles différentes, et onduleurs de tailles différentes
- Cas des générateurs Diesel de tailles différentes et onduleurs de tailles identiques
- Cas des générateurs Diesel de tailles identiques et onduleurs de tailles différentes
- Cas des générateurs Diesel de tailles identiques et onduleurs de tailles identiques

Sachant que la centrale PV/Diesel du projet « Flexy-Energy » en cours d'installation à Bilgo est constituée de trois générateurs Diesel différents et d'un mix de 5 onduleurs de différentes tailles (voir tableau 4.2), la présente étude s'attardera uniquement sur la résolution du problème d'optimisation dans le cas des générateurs Diesel de tailles différentes et des onduleurs de tailles différentes afin de pouvoir comparer aisément les résultats obtenus avec la centrale PV/Diesel en cours d'installation.

Notons que d'après l'item 1) du théorème d'OD-équivalence du chapitre 2, les critères économiques NPV, NFV, NAV et CV sont OD-équivalents. De plus, dans cette étude, la demande électrique est supposée constante d'années en années. Par contre l'ajout des charges différables dépend du fonctionnement du système, qui lui-même dépend des valeurs des variables de décisions : on a donc un problème pour lequel la production totale dépend des variables physiques. Ainsi, les items 3) et 4) de ce même théorème d'OD-équivalence ne peuvent être appliqués. De plus, les revenus considérés ici prennent en compte la vente de l'électricité pour couvrir à la fois la demande électrique et les charges différables, le prix du kWh étant supposé le même pour les deux. Les revenus annuels sont calculés en effectuant le produit de l'énergie totale produite chaque année et du prix de l'électricité.

Ainsi les revenus annuels dépendent des variables physiques et l'item 2) d'OD-équivalence ne peut être appliqué. Enfin, puisqu'ici l'investissement initial et la valeur résiduelle dépendent des variables physiques, les items 5) et 6) ne s'appliquent pas. En conclusion, dans notre projet, seuls les critères NPV, NFV, NAV et CV sont prouvés OD-équivalents. C'est pourquoi dans la suite, l'optimisation va être effectuée selon 5 critères : NPV, LCC, LCO, IRR et DPB. Les résultats numériques obtenus ci-après mettent d'ailleurs en évidence une non OD-équivalence entre ces cinq critères économiques.

Lorsque les générateurs Diesel et les onduleurs sont de tailles différentes, le problème admet $(N_D + N_{inv} + 1)$ variables de décisions décrites par le vecteur de variables X . avec

$\mathbf{u} = (\dot{W}_{peak}, \dot{W}_{inv1}, \dot{W}_{inv2}, \dots, \dot{W}_{invN_{inv}}, \dot{W}_{D1}, \dot{W}_{D2}, \dots, \dot{W}_{DN_D})$ comme spécifié plus haut.

En posant $M = \{LCC, LCOE, (-NPV), DPB \text{ ou } (-IRR)\}$, le problème d'optimisation s'écrit donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min}(M(\mathbf{u})) \\ \text{Avec} \\ \dot{W}_{inv}(t) + \dot{W}_D(t) = \dot{W}_u(t) + \dot{W}_{diff}(t) \\ \dot{w}_{D1} + \dot{w}_{D2} + \dots + \dot{w}_{DN_D} = k \cdot \max(\dot{W}_u(t)) \\ \dot{w}_{D-j} \geq \dot{w}_{D-limit} \\ \dot{w}_{inv1} + \dot{w}_{inv2} + \dots + \dot{w}_{invN_{inv}} = \dot{W}_{peak} \\ \dot{W}_{peak} \leq D_{max} \\ \sum_t \dot{W}_{diff}(t) \leq q \cdot \sum_t \dot{W}_u(t) \\ \mathbf{u} \geq 0 \end{array} \right. \quad (4.11)$$

Rappelons que $(k, q, \dot{w}_{D-limit}) = (1, 5\%, 18 \text{ kW})$. De plus, les revenus considérés ici prennent en compte la vente de l'électricité pour couvrir les charges électriques de la localité ainsi que les charges différables, le prix du kWh étant le même pour les deux. Ainsi les revenus annuels sont le produit de l'énergie totale produite et du prix de l'électricité.

2.2. Les paramètres économiques et techniques d'entrée

Le tableau 4.3 présente les coûts d'acquisitions des équipements du projet de construction de la centrale PV/Diesel à Bilgo et les coûts moyens pondérés d'une quinzaine d'acquisitions recensées dans la sous-région. Les paramètres (a_i, b_i) sont issus d'un ajustement par la méthode des moindres carrées de certains coûts recensés dans la région. Ils s'obtiennent

en minimisant l'écart quadratique entre les données recensées et le modèle de coûts d'investissement établi à l'équation (3.25) du chapitre 3. (Voir l'annexe 9 pour la formulation du problème d'ajustement).

Tableau 4. 3 : Coûts d'acquisition des composants de la centrale PV/Diesel de Bilgo

Les paramètres économiques		Coûts des composants du projet de Bilgo	Coûts pondérés de la région
Facteurs d'acquisition du PV	a_{PV}	1,5 €/Wc	1,5 €/Wc
	b_{PV}	/	0,03
Facteurs d'acquisition des générateurs Diesel	a_D	1,3 €/W	2,6 €/W
	b_D	/	0,43
Facteurs d'acquisition des onduleurs	a_{inv}	2,3 €/W	0,47 €/W
	b_{inv}	/	0,23
Taux d'actualisation	i	8%	
Taux d'inflation	e	4%	

Le récapitulatif des coûts réels du projet a permis d'effectuer une évaluation économique de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo. Ensuite les travaux d'optimisation d'un système PV/Diesel pour la localité de Bilgo ont été effectués à partir des coûts pondérés.

Il convient de préciser que les coûts d'acquisition de la centrale PV/Diesel du projet tels que présentés dans le tableau 4.3 ont été obtenus de l'ensemble des factures d'acquisitions des matériels de la centrale. Les coûts des composants annexes tels les câbles, les transducteurs, automates, les tableaux de gestion électrique du système, etc., y ont été adjoints de manière proportionnelle. Les paramètres techniques de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo sont les mêmes que ceux spécifiés dans tableau 3.1 du chapitre 3. Le facteur de pertes F_{PV} dans ce cas ne tient pas compte de la température ; cependant la valeur de 90% est maintenue comme hypothèse en milieu rural où les dépôts de poussières sont très accentués.

A partir donc de ces paramètres techniques et économiques, les résultats obtenus à la fois de l'évaluation de la centrale en cours et des calculs d'optimisation sont présentés dans la section suivante. Rappelons que la méthodologie d'optimisation utilisée a déjà été décrite au chapitre 3 §3.1.

3. Résultats d'optimisation du système PV/Diesel pour Bilgo

3.1. Evaluation du système PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo

La centrale PV/Diesel en cours d'installation dans la localité de Bilgo a été analysée dans son aspect technique et économique sur la base du modèle développé. Il s'est agi dans cette analyse de déterminer quels seraient les coûts et les performances du système en cours d'installation à Bilgo si ce dernier fonctionnait sous les critères de fonctionnement développés dans cette thèse. Le tableau 4.4 présente les détails des valeurs obtenues. Quelques critères techniques d'analyse (la consommation en carburant, le taux moyen de pénétration PV, le temps de fonctionnement des générateurs Diesel, etc.) sont également présentés dans ce tableau. Comme explicité au chapitre 3, les abréviations CI, CM, CO, et CR représentent respectivement les coûts d'investissement, de maintenance, de fonctionnement et de remplacement. S est la valeur résiduelle en fin de projet.

Tableau 4. 4 : Résultats de l'évaluation de la centrale PV/Diesel de Bilgo

Evaluation de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo					
	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total
CI (k€)	47	55	95	6	203
CM (k€)	2,8		76,3	0,2	79
CO (k€)	0		1538	0	1538
CR (k€)	0	100	360	11	471
S (k€)	-3,9	-8,4	-23,5	-9,9	-46
LCOE (c€/kWh)	41,81				
LCC (M€)	2,35				
Energie totale produite (MWh/an)	383				
Energie totale délestée (MWh/an)	-123				
Consommation en fuel (m ³)	114				
Temps fonct. moyen Diesel	17 h				
Puissance Pompe (kW)	9				
Taux de pénétration moyen PV	14%				

Il ressort des calculs effectués que le LCOE de la centrale en cours d'installation est de 41,81 c€/kWh. Le coût d'investissement des générateurs Diesel constitue environ 50% du coût d'investissement total ; le reste étant affecté au champ solaire (PV+ onduleurs). Les coûts de maintenance sont dominés à plus de 98% par les générateurs Diesel.

Du point de vue technique, la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo permettra de satisfaire environ 75 % de la demande électrique de ladite localité. Les délestages annuels constitueront donc 123 MWh. Ce système en cours d'installation est constitué de trois générateurs Diesel qui fonctionneront en moyenne 17 h par jour avec une consommation totale en carburant estimée à 114 m³ par an. La contribution moyenne du champ PV dans la production d'électricité totale de la centrale est estimée à 14%. L'énergie totale produite par le système sera de 383 MWh par an. Il convient aussi de mentionner qu'une pompe (charge différable) de 9 kW est supposée être intégrée à la centrale pour lisser le fonctionnement optimal des générateurs Diesel et du système tout entier.

3.2. Résultats d'optimisation du système PV/Diesel

La première partie de cette section porte sur la présentation des résultats globaux obtenus des différents calculs d'optimisation, la seconde partie fait une comparaison entre les systèmes optimaux obtenus et la centrale en cours d'installation à Bilgo. Il convient de mentionner que, dans cette deuxième partie, l'évaluation de la centrale de Bilgo est effectuée en utilisant les coûts pondérés (Cf tableau 4.3) et non les coûts réels du projet dont l'évaluation est déjà présentée au tableau 4.4. Cela permettra de faciliter la comparaison des résultats. Les parties suivantes détaillent le comportement journalier de chacune de ces solutions optimales. Pour des raisons de clarté dans la présentation, seuls les résultats d'un jour-type du mois de mars sont présentés dans ces dernières parties.

3.2.1. Résultats globaux d'optimisation

Suivant les résultats d'optimisation, si la localité de Bilgo devait être alimentée uniquement par des générateurs Diesel, un système optimal serait de trois générateurs Diesel de puissances respectives 65 kW, 48 kW et 22 kW. Ce système est pris comme référence. Son LCOE, évalué à 35,70 c€/kWh est considéré comme prix unique de vente d'électricité. Il convient de préciser qu'une des perspectives à cette thèse consiste à évaluer l'impact de la tarification de l'électricité produite (en une ou plusieurs plages de prix) sur les systèmes optimaux, l'idée étant de mettre au point une méthode de conception qui englobe à la fois la détermination des systèmes et le mode de tarification adaptés aux zones décentralisées non électrifiées. Le tableau 4.5 récapitule l'ensemble des systèmes optimaux PV/Diesel issus des critères LCOE, LCC, NPV, IRR et DPB. Pour chaque solution optimale, les détails des coûts et des caractéristiques techniques globales du système sont présentés dans le tableau 4.5.

Tableau 4. 5 : Systèmes optimaux obtenus

Fonction-objectif	W _{peak} (kW _c)	W _{inv1} (kW)	W _{inv2} (kW)	W _{inv3} (kW)	W _{inv4} (kW)	W _{inv5} (kW)	W _{GD1} (kW)	W _{GD2} (kW)	W _{GD3} (kW)	W _{diff} (kW)
LCC	23	23	0	0	0	0	64	45	26	10
LCOE	37	8	8	10	5	6	65	46	24	19
NPV	34	3	4	13	12	3	64	46	25	17
IRR	25	3	2	6	8	5	60	40	35	19
DPB	30	30	0	0	0	0	65	42	28	15
Centrale Bilgo	31	6	6	4	4	4	37	18	18	9

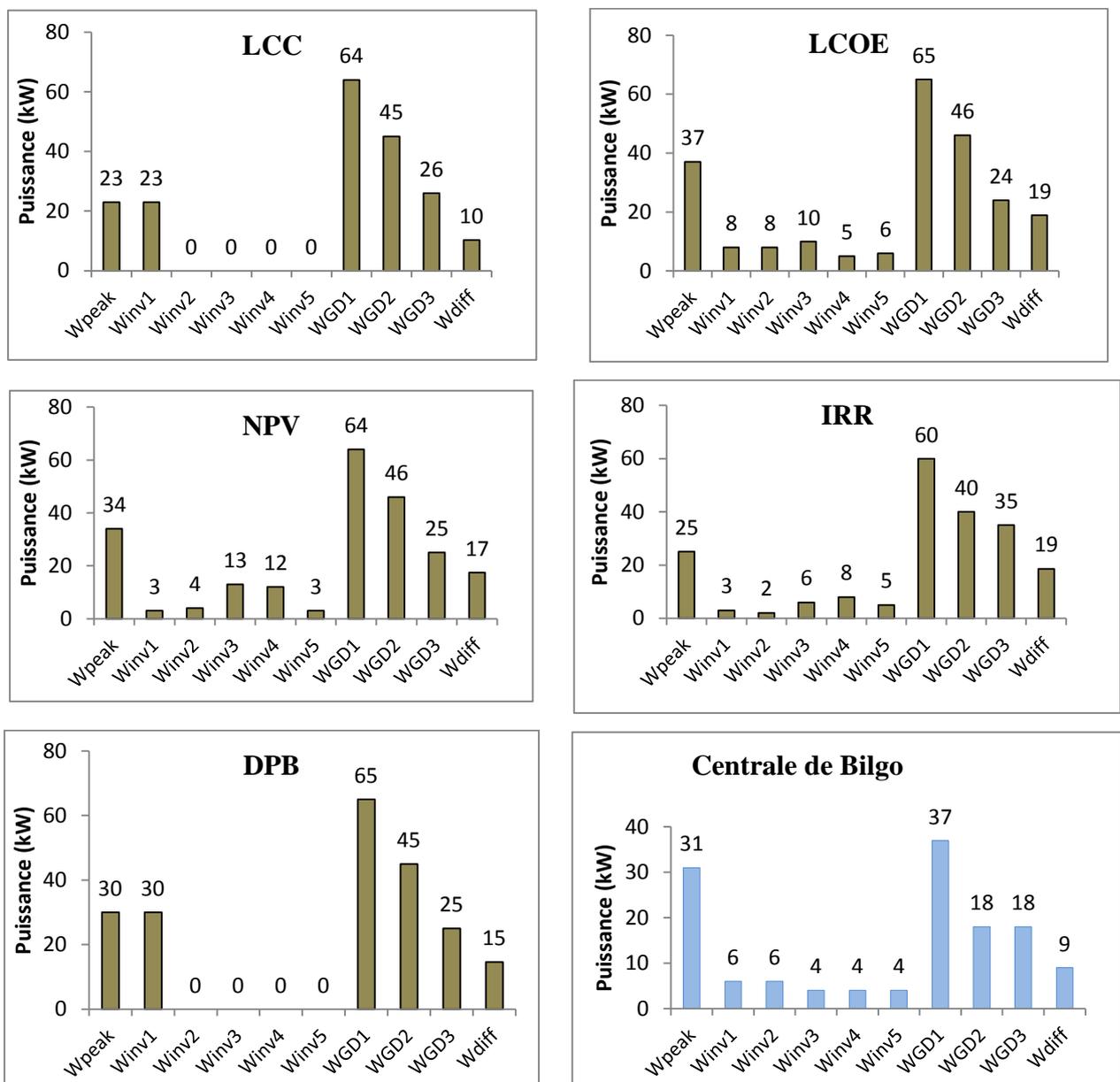


Figure 4. 4 : Les systèmes optimaux pour chacune des fonction-objectifs

Les solutions optimales présentées dans le tableau 4.5 et la figure 4.4 sont relativement proches au niveau des tailles des générateurs Diesel. Les puissances du triplet de générateurs Diesel sont quasiment les mêmes pour chacune des fonction-objectifs, sauf pour le système optimal obtenu du IRR où on observe un écart de plus de 4 à 10 kW par rapport aux puissances des générateurs Diesel des autres cas.

La demande électrique étant supposée constante pendant la durée du projet, il aurait été possible que les résultats obtenus issus du LCOE, LCC et NPV soient les mêmes (Cf. chapitre 2 §3.2), mais l'ajout des charges différables crée des différences dans l'énergie totale produite par chaque système optimal. La puissance totale des charges différables (pompe) est la même pour les systèmes issus du LCOE et du IRR (19 kW). C'est aussi quasiment le cas pour les systèmes issus du NPV (17 kW) et du DPB (15 kW). Le système issu du LCC admet des charges différables plus basses (10 kW) ; quasiment la même que celle de la centrale de Bilgo (9 kW).

Pour ce qui est de la taille des onduleurs, le LCC et le DPB proposent comme solution optimale un champ solaire ayant un seul onduleur tandis que les autres critères (LCOE, NPV et IRR) proposent 5 onduleurs de tailles différentes comme solution optimale, même nombre d'onduleurs que la centrale de Bilgo. La puissance totale des onduleurs est à chaque fois quasiment égale à la puissance du champ PV tel que spécifié dans les contraintes d'optimisation. La puissance du champ PV optimale vaut en moyenne 30 kWc, ce qui est quasiment équivalent au champ PV de la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo. Toutefois, il faut préciser que le champ PV optimal est plus faible pour le système issu du LCC (23 kWc), du IRR (25 kWc) et du DPB (30 kWc) comparé à ceux obtenus du NPV (34 kW) et du LCOE (37 kWc). Ceci crée une différence non seulement au niveau du fonctionnement global de chaque système, mais aussi au niveau des coûts globaux des systèmes. Tous les coûts et les caractéristiques techniques des différents systèmes optimaux sont donc regroupés dans le tableau 4.6. Vu que les calculs d'optimisation sont effectués avec les coûts pondérés des composants, la dernière colonne de ce tableau 4.6 affiche les résultats de l'évaluation de la centrale de Bilgo, effectuée aussi avec les coûts pondérés pour permettre ainsi une comparaison plus juste avec les résultats d'optimisation. Rappelons que l'évaluation de cette centrale avec les coûts réels du projet a été exposée ci-dessus (chap. 4. §3.1.).

Tableau 4. 6 : Résultats généraux d'optimisation d'un système PV/Diesel pour la localité de Bilgo

Fonction-objectif	Réf.	LCC					LCOE					NPV					IRR					DPB					Centrale de Bilgo				
		Diesel	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total	PV	Inv.	Diesel	Pompe	Total	PV	Inv.	Diesel	Pompe
CI (k€)	67	31	5	67	7	110	50	7	67	12	136	46	7	67	11	131	34	5	68	12	119	41	6	67	9	123	42	5	44	6	97
CM (k€)	93	1,0		86,1	0,2	87	1,6		85	0,3	87	1,4		86	0,3	88	1,1		87,2	0,3	89	1,3		85,6	0,2	87	1,3		79,5	0,2	81
CO (k€)	2211	0		1999	0	1999	0		1973	0	1973	0		1977	0	1977	0		2006	0	2006	0		1984	0	1984	0		1405	0	1405
CR (k€)	235	0	14	222	11	247	0	19	219	21	259	0	20	220	19	259	0	15	270	20	305	0	18	221	16	255	0	15	207	11	233
S (k€)	-23	-2,9	-1,2	-22,4	-1,0	-27	-4,6	-1,6	-23	-1,8	-31	-4,3	-1,7	-23	-1,7	-31	-3,2	-1,2	-12,1	-1,8	-18	-3,8	-1,4	-22,7	-1,4	-29	-3,9	-1,2	-13,4	-9,9	-28
LCOE (c€/kWh)	35,70	33,96					33,12					33,19					34,37					33,40					34,12				
LCC (M€)	2,62	2,41					2,42					2,42					2,51					2,42					1,8				
NPV (k€)	0	124					185					184					98					168					-343				
DPB (année)	/	14					12					13					15					12					/				
IRR (%)	/	30,14					30,32					31,05					31,92					31,12					/				
Energie produite	529	518 MWh/an					537 MWh/an					533 MWh/an					536 MWh/an					527 MWh/an					383 MWh/an				
Energie différées	23	12 MWh/an					31 MWh/an					27 MWh/an					29 MWh/an					21 MWh/an					-123 MWh/an				
Cons. fuel	178	161 m ³ /an					160 m ³ /an					160 m ³ /an					166 m ³ /an					160 m ³ /an					114 m ³ /an				
SFC moyen GDs	0,33	0,34 l/kWh					0,33 l/kWh					0,34 l/kWh					0,34 l/kWh					0,34 l/kWh					0,346 l/kWh				
SFC Système	0,33	0,31 l/kWh					0,30 l/kWh					0,31 l/kWh					0,31 l/kWh					0,30 l/kWh					0,296 l/kWh				
Pénétration PV max.	0	49 %					63%					60%					44%					57%					65%				
fonct. Moyen GDs	12,33	13,31 h/jr					12,27 h/jr					12,29 h/jr					12,30 h/jr					12,29 h/jr					16,33 h/jr				

Chaque colonne du tableau 4.6 présente les caractéristiques des résultats obtenus de l'optimisation des critères placés sur la première ligne de ce tableau; la dernière colonne étant une évaluation de la centrale de Bilgo avec les mêmes paramètres utilisés pour l'optimisation.

Les résultats optimaux ainsi récapitulés constituent une fiche d'aide à la décision de choix d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage pour la localité de Bilgo. En observant toutes ces solutions, on remarque que :

La solution optimale issue de la minimisation du LCC a le coût total d'investissement le plus faible (110 M€) alors que la solution issue de la minimisation du LCOE a le coût total d'investissement le plus élevé (136 M€). L'écart entre le coût total d'investissement des solutions issues de la maximisation du IRR et de la minimisation du DPB avec la solution issue de la minimisation du LCOE sont respectivement de 8% et 11% contre 23% pour la solution issue de la minimisation du LCOE.

Les coûts totaux de maintenance sont quasiment les mêmes pour toutes les solutions avec un minimum de 87 M€ pour les solutions issues de la minimisation du LCOE, du LCC et du DPB et un maximum de 89 M€ pour la solution issue de la maximisation du IRR. Il en est d'ailleurs de même pour les coûts de fonctionnement. Ceci est dû au fait que la puissance totale des générateurs Diesel de chacune des solutions est quasiment la même (Cf. tableau 4.5.). Le seul cas qui diffère des autres est celui de la minimisation du IRR où les coûts de maintenance, de fonctionnement et de remplacement des générateurs Diesel sont les plus élevés de tous.

La solution issue de la minimisation du LCOE a le LCOE le plus bas (33,12 c€/kWh) et la solution issue de la minimisation du LCC a aussi le LCC le plus bas de tous (2,41 M€), (notons que toutes les solutions ont quasiment le même LCC, sauf celle issue de la maximisation du IRR). Le système permettant d'effectuer le plus grand bénéfice est celui issu de la minimisation du LCOE où on a un NPV de 185 k€ ou de la maximisation du NPV (184 k€). Le système ayant le IRR le plus grand est celui issu de la minimisation du DPB (31,12%), proche de celui obtenu de la maximisation du NPV (31,05%). Par contre, les systèmes ayant le temps de récupération le plus court (12 ans) sont ceux issus de la minimisation du LCOE et du DPB.

En termes d'énergie produite, le système issu de la minimisation du LCOE produit une plus grande quantité d'énergie (537 MWh/an) que tous les autres systèmes, une quantité d'énergie très proche de celle du système issu de la maximisation du IRR (536 MWh/an). Le système issu de la minimisation du LCC produit une plus faible quantité d'énergie

(518 MWh/an). Ce dernier est celui qui a la plus faible charge d'énergie différable (12 MWh) et dont les générateurs Diesel ont le temps de fonctionnement journalier moyen le plus élevé, environ 13 h/jour. Le temps de fonctionnement moyen de tous les autres systèmes étant quasiment le même, soit environ 12 h/jour.

Le système ayant le taux de pénétration solaire maximal le plus élevé est celui issu de la minimisation du LCOE (63%). C'est ce dernier qui a le champ PV le plus grand 37 kWc (Cf. figure 4.4).

Les caractéristiques des systèmes optimaux tels que présentés dans le tableau 4.6 permettent ainsi d'apprécier de manière générale toutes ces solutions et de pouvoir faire un choix suivant le contexte dans lequel on se trouve. Le paragraphe suivant présente une comparaison des solutions optimales du tableau 4.6 avec la centrale PV/Diesel en cours d'installation à Bilgo (voir dernière colonne tableau 4.6).

3.2.2. Comparaison des systèmes optimaux obtenus avec la centrale de Bilgo

Rappelons que l'évaluation de la centrale de Bilgo faite à partir des coûts du projet a été présentée au tableau 4.4. (Cf. §3.1.). Cette évaluation a été reprise avec les mêmes paramètres utilisés pour l'optimisation, et est présentée dans le tableau 4.6. Ainsi en comparant les caractéristiques de cette centrale aux solutions optimales, la remarque générale est que toutes les solutions optimales obtenues sont favorables comparées à la centrale en cours d'installation. En effet, on note une différence de puissance d'environ 62 kW sur la puissance totale des générateurs Diesel, comparée à la puissance totale des générateurs Diesel de chacune des solutions optimales (Cf. tableau 4.5). Cela justifie en partie le fait que la centrale de Bilgo ne pourra assurer que 75% de la demande électrique de la localité, soit 123 MWh de charge non alimentée chaque année. Ainsi, le LCC de la centrale de Bilgo est d'environ 28% inférieur à celui des solutions optimales. La quantité d'énergie produite étant de seulement 383 MWh par an comparé aux solutions optimales, la centrale de Bilgo a un LCOE très proche du plus grand LCOE des solutions optimales (34,12 c€/kWh pour la centrale de Bilgo, et 34,37 c€/kWh pour le système issu de la maximisation du IRR). Le champ PV de la centrale (31 kWc) est assez proche de celui obtenu de la minimisation du DPB (30 kWc), et vu la puissance totale des générateurs Diesel, le taux de pénétration PV maximal (65%) est naturellement plus élevé pour la centrale de Bilgo que pour toutes les solutions optimales.

3.2.3. Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du LCC

Les figures 4.5 à 4.8 présentées dans cette section permettent de décrire le comportement journalier du système optimal obtenu de la minimisation du LCC.

En effet, la figure 4.5 présente les consommations et les productions journalières de chacune des sources d'énergie sur un jour-type du mois de Mars. On peut remarquer qu'à chaque instant t , la somme des puissances appelées par les charges différables (en bleu) et la demande réelle (en rouge) de la localité est égale à la somme des puissances produites par le champ solaire (en vert) et les générateurs Diesel en fonctionnement (en violet).

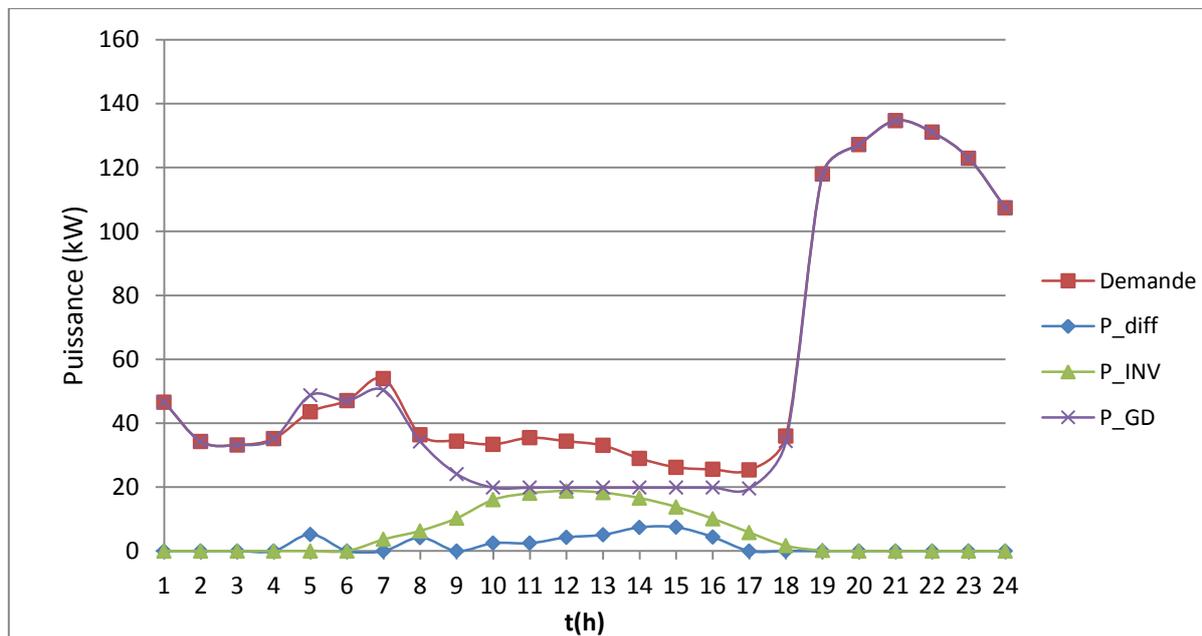


Figure 4. 5 : Productions journalières (mois de Mars)

La production solaire est utilisée essentiellement pour alimenter les charges réelles de la localité, sauf entre 13 h et 16 h où une forte proportion de cette énergie est utilisée pour alimenter les charges différables (les pompes) ; Ce qui permet aussi de maintenir le taux de charge des générateurs Diesel dans une plage optimale autour de 80% (voir figure 4.7).

La figure 4.6 montre le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement à un instant donné de la journée. A chaque instant, il y a au moins un générateur Diesel en fonctionnement. A 5 h par exemple, le générateur Diesel de 64 kW est mis en marche (figure 4.7) alors que l'appel de charge réelle dans la localité est de 44 kW. A cette heure précise, le système fait donc appel aux charges différables. Ces dernières sont alimentées par ce générateur Diesel, ce qui permet de le maintenir à un taux de charge de 78% (voir figure 4.8),

minimisant ainsi sa consommation en carburant. Entre 18 h et 19 h, l'on constate que le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement passe de 1 à 3 : en effet, comme exprimé au paragraphe § 1.2.2, la plage horaire 17 h-18 h correspond aux retours des populations dans leurs foyers (venant des plantations ou des points d'élevage). De plus, de nuit, plusieurs points économiques et centres de santé restent toujours en activité et on enregistre aussi quelques coins d'animations nocturnes. Ce qui augmente la demande en l'absence de la production solaire : d'où le passage brusque d'un seul générateur à trois générateurs Diesel en fonctionnement.

De même, dès minuit, la majeure partie de la population est encore endormie, les points d'animations ne sont plus fonctionnels, ce qui entraîne une réduction de la demande : par conséquent, à 1 h, on a un passage de trois générateurs à un seul générateur Diesel en fonctionnement.

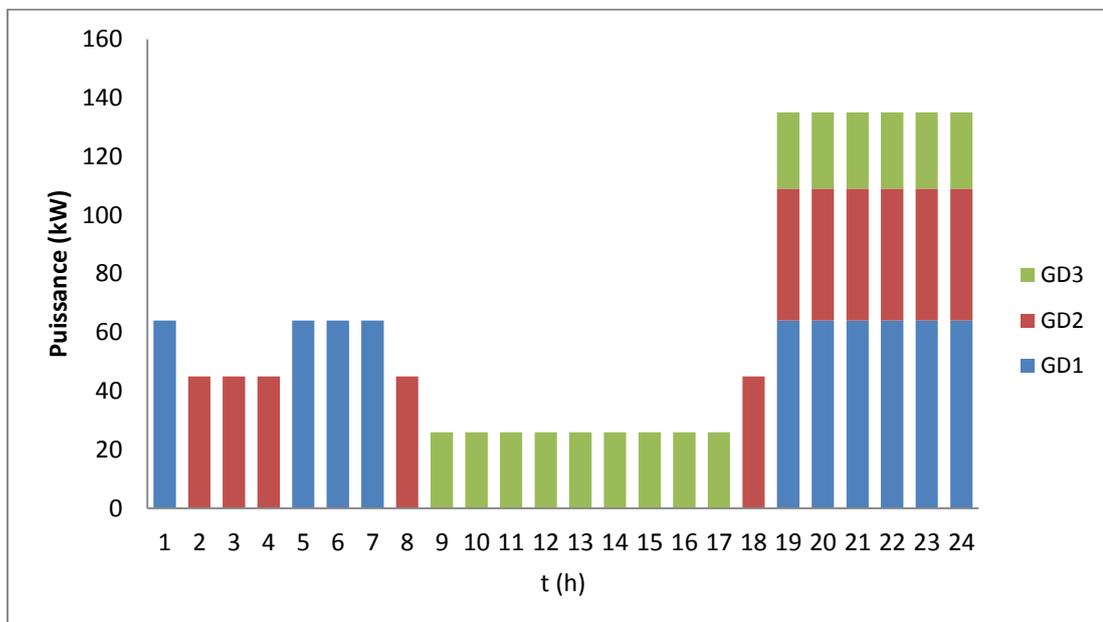


Figure 4. 6 : Les générateurs en fonctionnement

La figure 4.7 présente les consommations spécifiques des générateurs Diesel et leurs taux de charges instantanés. L'on y remarque que la consommation spécifique reste autour de 0,33 l/kWh lorsque le taux de charge est autour de 80%. Mais une surcharge quelconque d'un générateur Diesel entraîne une augmentation de la consommation spécifique. A 9 h, le plus petit générateur Diesel (24 kW) est mis en marche et celui de 45 kW est arrêté. Vu que la demande ne diminue pas, ce petit générateur Diesel est donc chargé à près de 90%, ce qui fait augmenter sa consommation spécifique à 0,36 l/kWh. L'absence de la production solaire entre 18 et 4 h du matin entraîne une augmentation du taux de charge des générateurs Diesel.

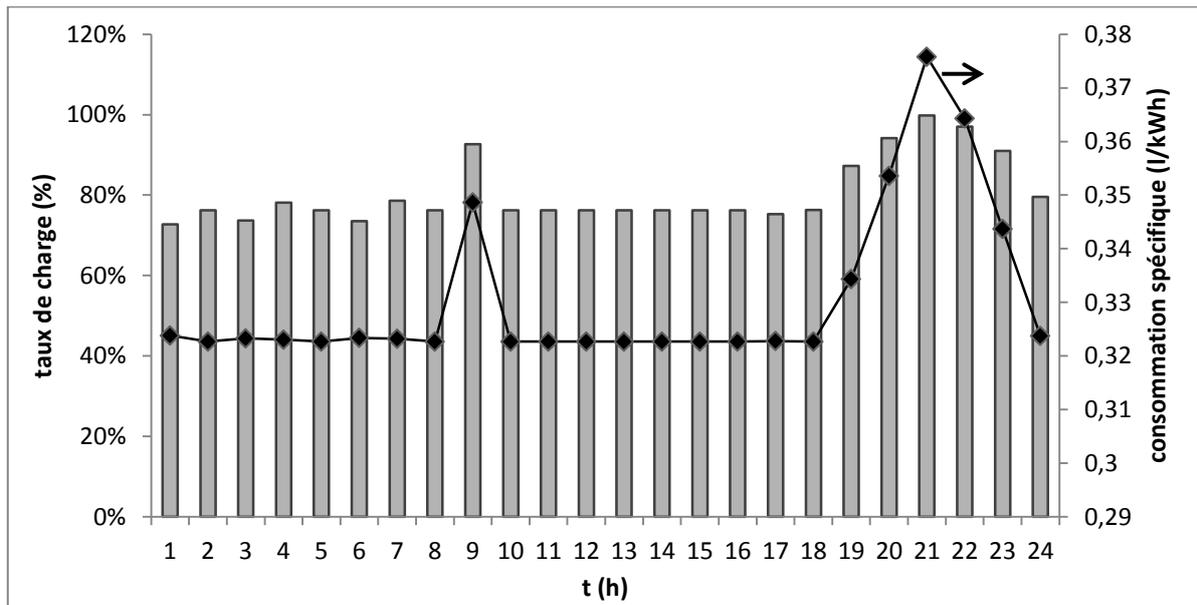


Figure 4. 7 : Taux de charge vs consommation spécifique

La figure 4.8 représente la contribution en énergie du champ solaire par rapport à l'énergie totale produite par le système à chaque instant t. Le taux de pénétration solaire dépend à la fois de la puissance crête du champ PV, de l'ensoleillement et de la charge à alimenter. La puissance crête du système issu du LCC est de 23 kWc. La plus forte contribution solaire est de 50%. Ceci est dû au fait qu'au moins un générateur Diesel doit être en fonctionnement pour assurer la présence du réseau.

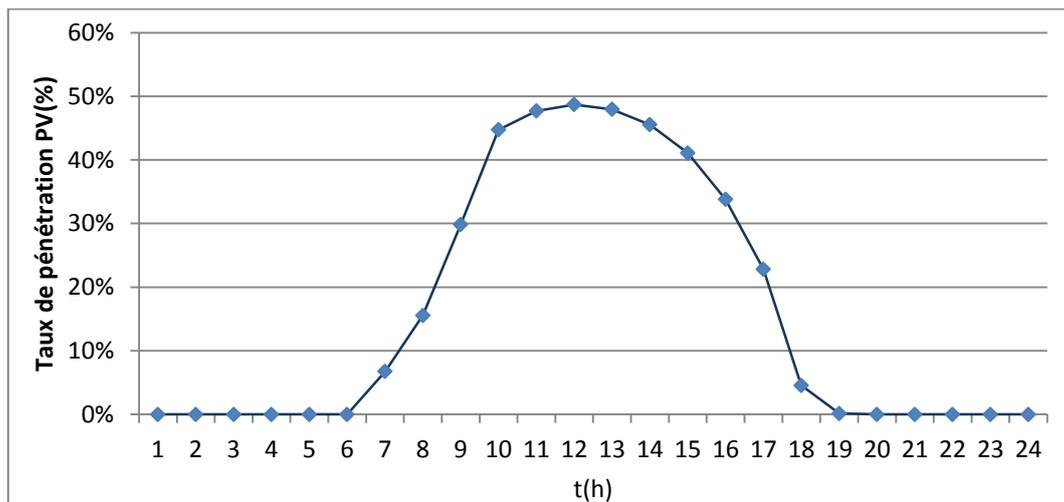


Figure 4. 8 : Taux de pénétration horaire du champ PV

3.2.4. Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du LCOE

Les figures 4.9 à 4.12 décrivent le comportement journalier du système optimal obtenu de la minimisation du LCOE. Comme dans le cas précédent, la figure 4.9 présente l'état des productions et des consommations pendant un jour-type.

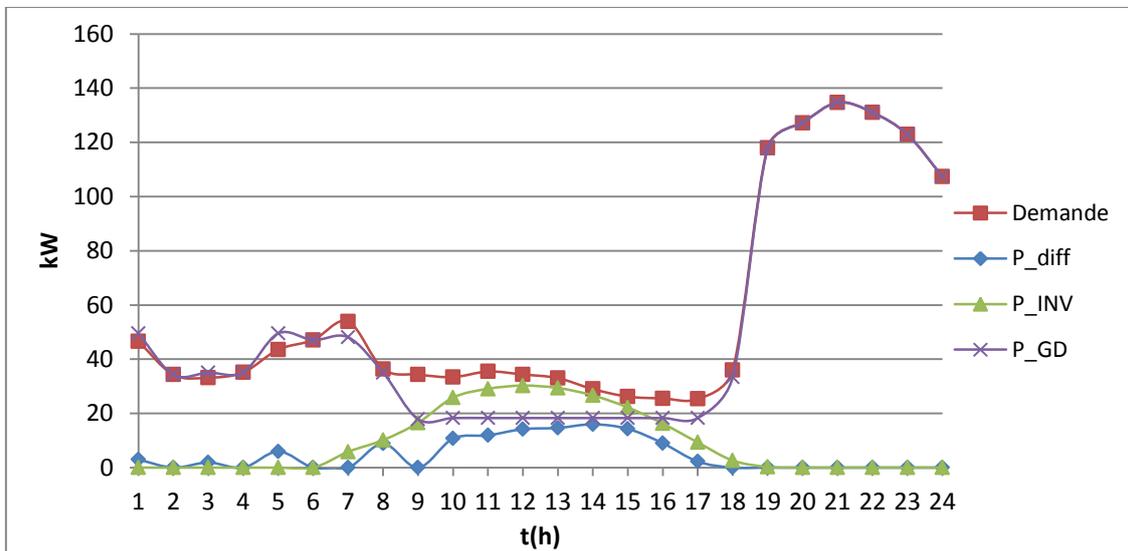


Figure 4. 9 : Productions journalières (mois de mars)

Sur cette figure 4.9, on remarque que la production solaire (pendant les heures ensoleillées) est majoritairement consommée par les charges différables. Ce qui permet de dire le système fait des ajouts de charges différables pour pouvoir consommer au maximum la production solaire. La figure 4.12 présente l'état précis de la contribution solaire à chaque heure.

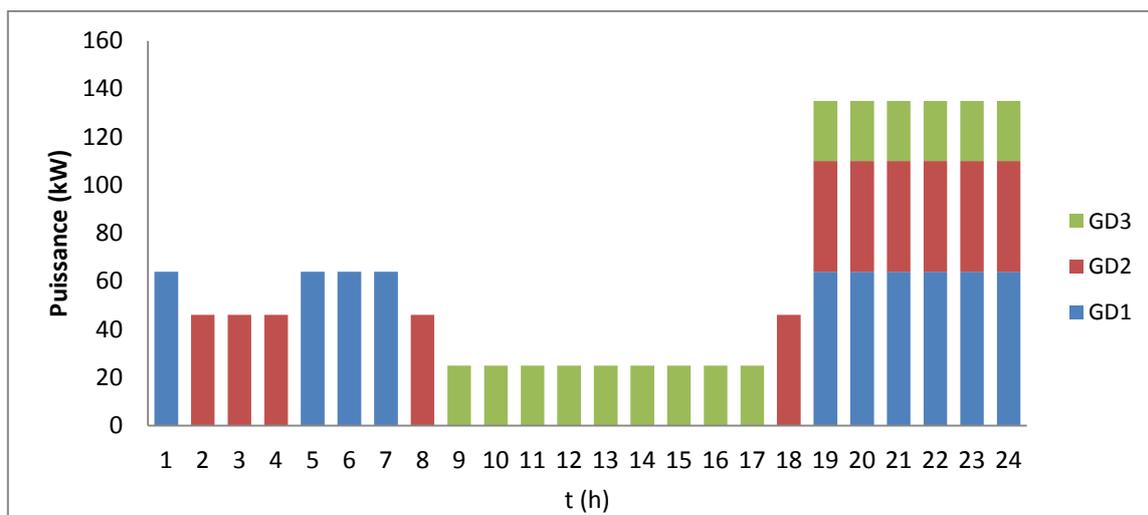


Figure 4. 10 : Les générateurs en fonctionnement

Pendant les heures ensoleillées, seul le plus petit générateur Diesel (26 kW) est mis en fonctionnement (cette remarque est d'ailleurs la même dans tous les résultats optimaux obtenus).

La figure 4.11 présente le taux de charge et la consommation spécifique du système issu du LCOE. On y remarque que la consommation spécifique reste quasiment constante entre 1 h et 18 h, ceci malgré les variations de productions et de consommations observées à la figure 4.9. Tel est l'aspect positif de l'intégration des charges différables dans le système.

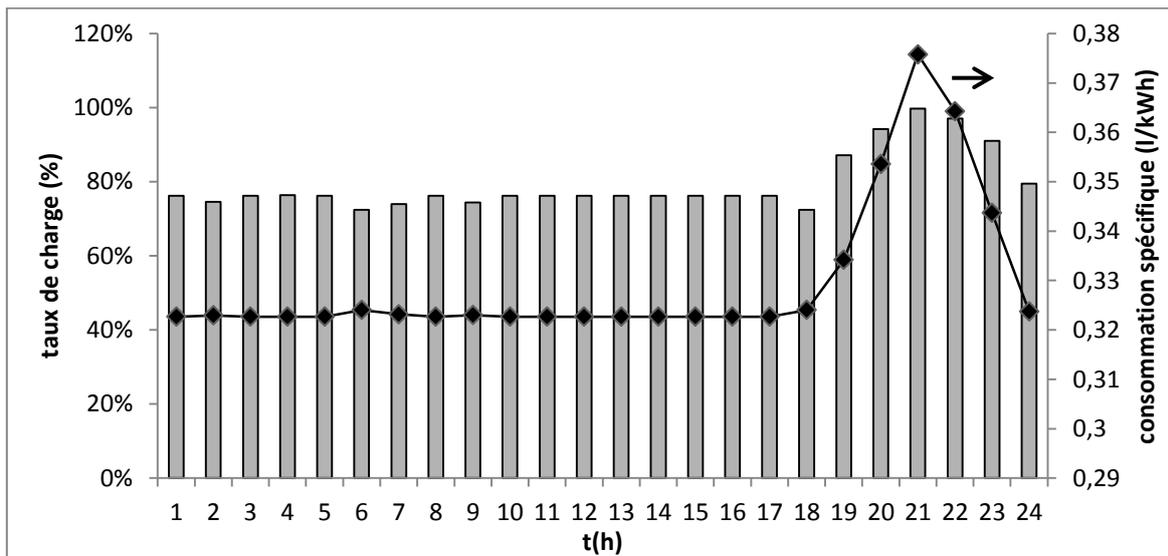


Figure 4. 11 : Taux de charge vs consommation spécifique

On remarque sur la figure 4.12 que le taux de pénétration PV est plus représentatif dans ce cas (supérieur à 60% entre 10 h et 14 h) que les autres

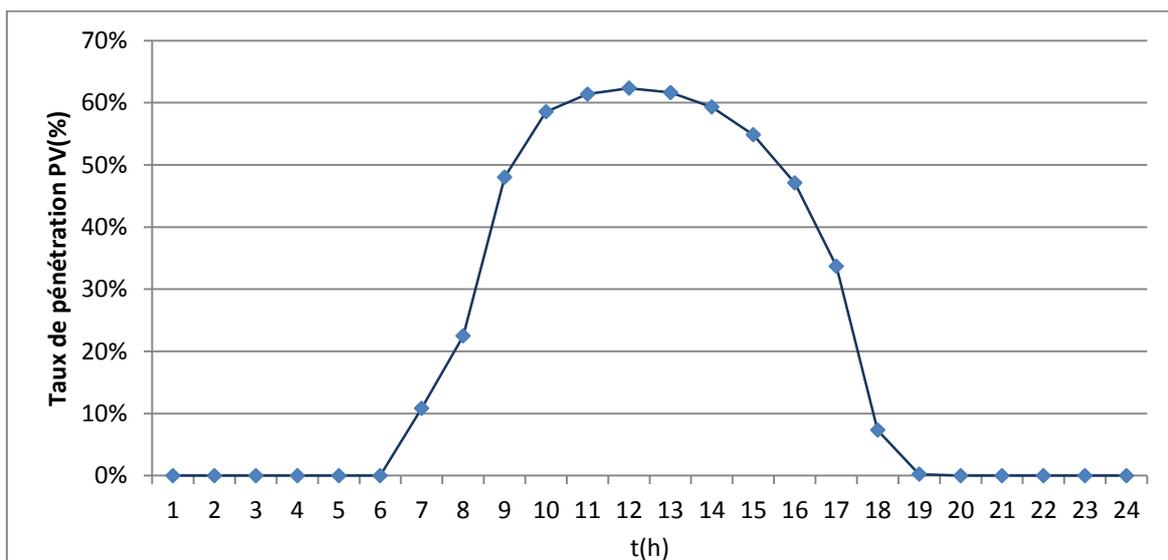


Figure 4. 12 Taux de pénétration horaire du champ PV

3.2.5. Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du NPV

La figure 4.13 présente les consommations et les productions journalières de chacune des sources du système obtenu par maximisation du NPV. Ce système a quasiment les mêmes dimensions que celui obtenu du LCOE ; par conséquent, les comportements sont aussi quasiment les mêmes.

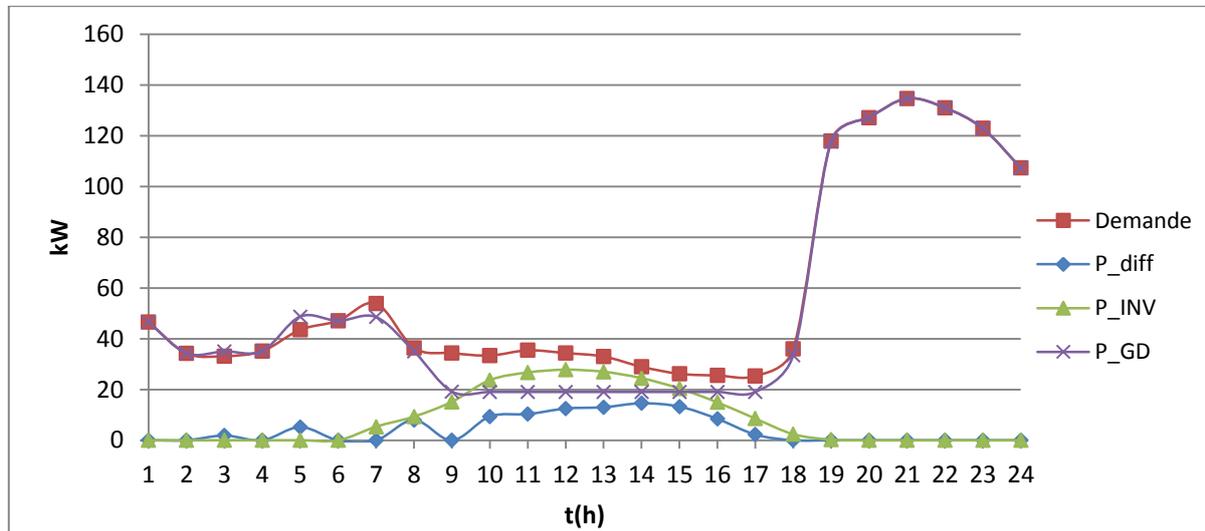


Figure 4. 13 : Productions journalières (mois de Mars)

Le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement à un instant donné est présenté à la figure 4.14.

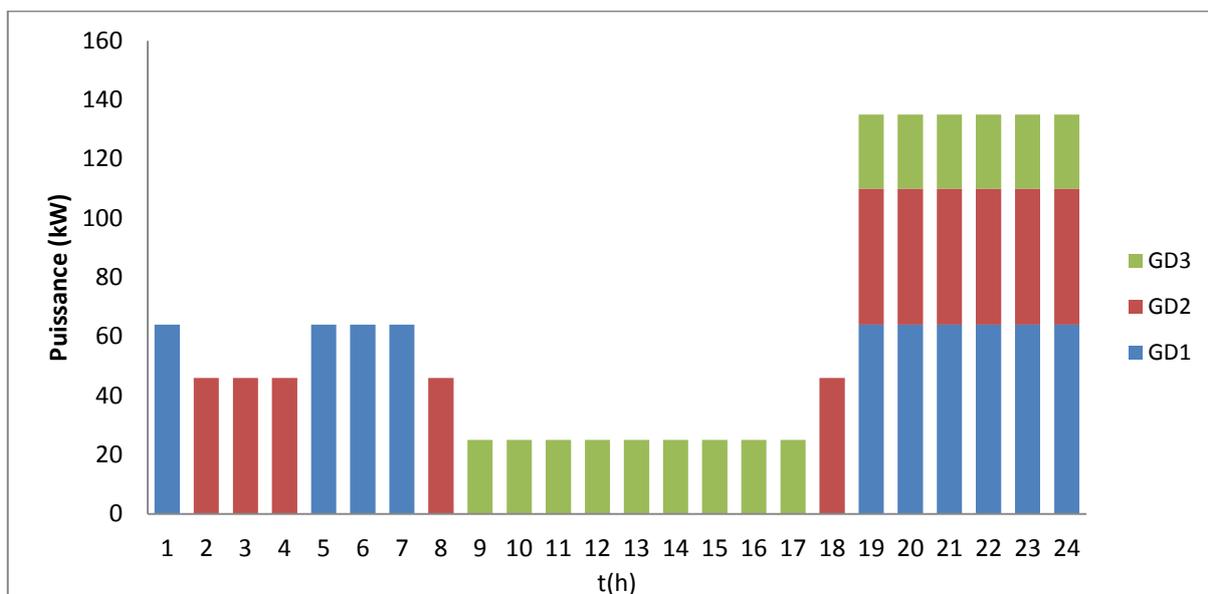


Figure 4. 14 : Les générateurs en fonctionnement

La consommation spécifique est constante autour de 0,32 l/kWh entre 1 h et 18 h, et augmente à partir de 18 h (figure 4.15).

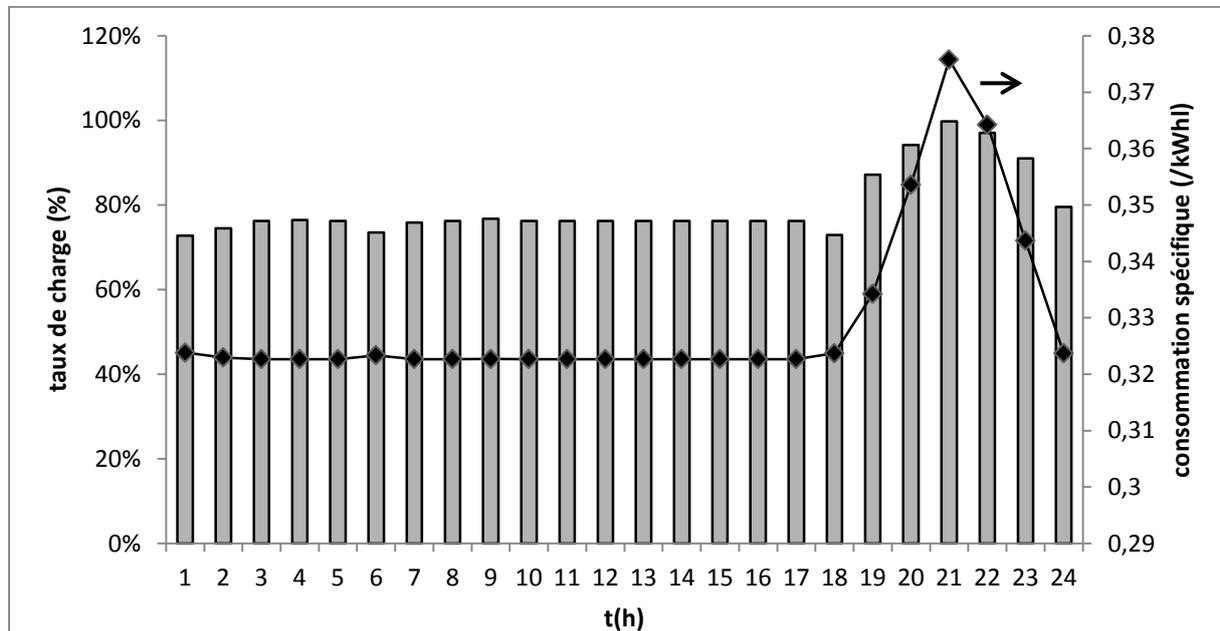


Figure 4. 15 Taux de charge vs consommation spécifique

Le taux de pénétration PV est présenté à la figure 4.16. On y remarque que la contribution du PV est toujours en deçà de 60%, avec un pic de 60% à 12 h.

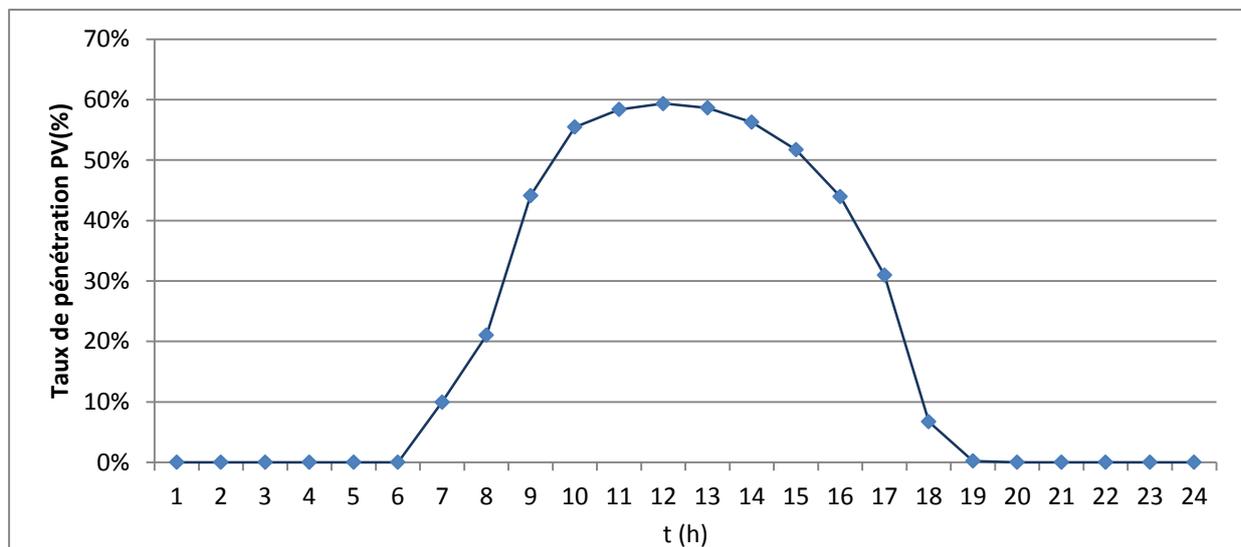


Figure 4. 16 : Taux de pénétration horaire du champ PV

3.2.6. Caractérisation du système optimal obtenu de la maximisation du IRR

La figure 4.17 présente le comportement journalier du système issu de la maximisation du IRR. L'énergie produite par le champ solaire entre 14 h et 18 h correspond à celle entièrement consommée par les charges différables. Une autre particularité de ce système optimal est le fait que les charges différables ne sont appelées que pendant les heures ensoleillées.

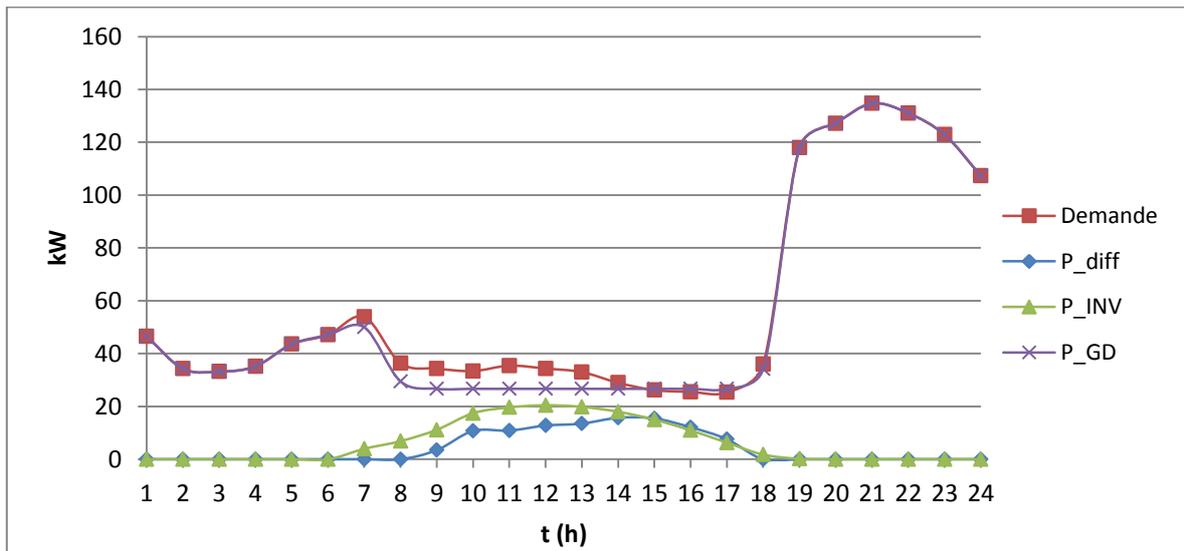


Figure 4. 17 : Productions électriques d'un jour-type

La figure 4.18 présente le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement.

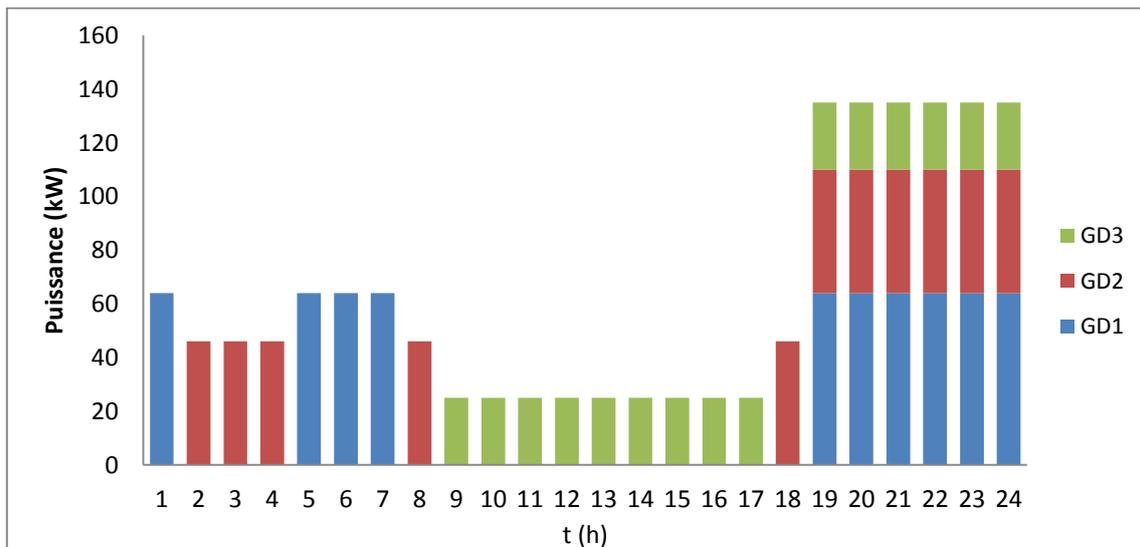


Figure 4. 18 : Les générateurs Diesel en fonctionnement

La figure 4.19 présente la consommation spécifique et le taux de charge d'un jour type dans le cas du système optimal obtenu de la maximisation du IRR.

Entre 1 h et 7 h, on remarque une fluctuation de la consommation spécifique autour 0,33 l/kWh. Sachant que dans cette plage horaire, aucune charge différable n'est appelée (figure 4.17), l'on comprend aisément que cette fluctuation est due au fait qu'un même générateur Diesel est en fonctionnement pendant qu'il y a fluctuation de la demande. Cela peut aussi se constater par la fluctuation du taux de charge pendant ces heures.

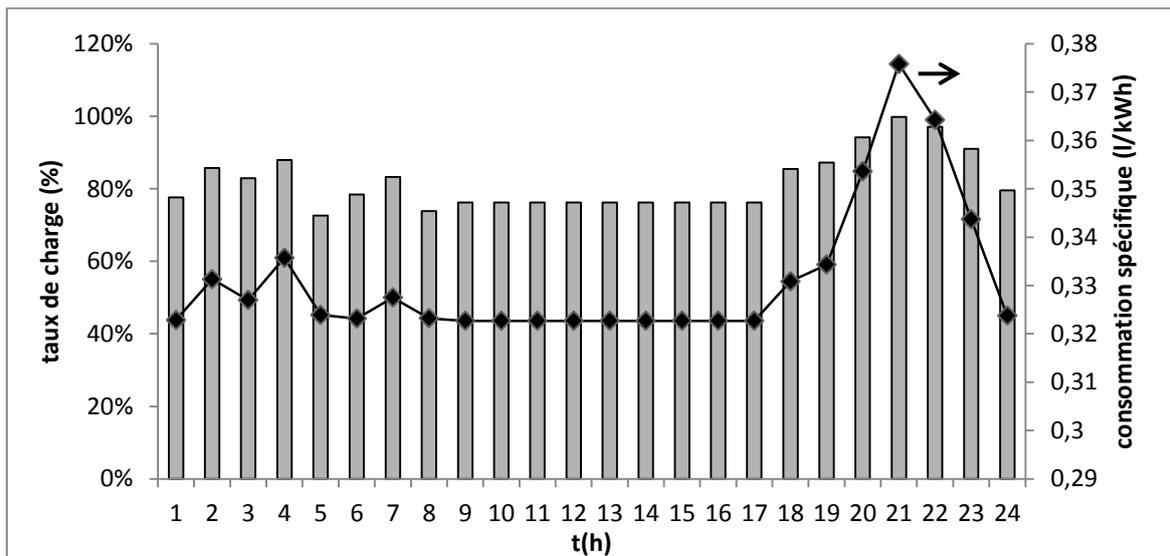


Figure 4. 19 : Taux de charge vs consommation spécifique

La figure 4.20 présente la contribution solaire. Le champ PV optimal est de 25 kWc, et la contribution PV (servant majoritairement à alimenter les charges différables) contribue à moins de 45% de l'énergie produite par le système à tout instant.

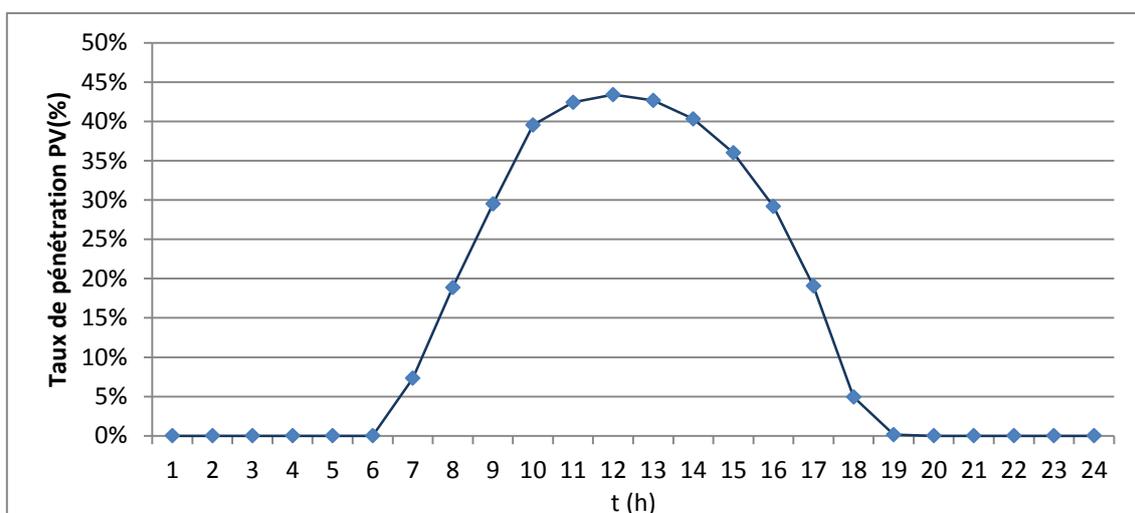


Figure 4. 20 : Taux de pénétration PV

3.2.7. Caractérisation du système optimal obtenu de la minimisation du DPB

La figure 4.21 présente les productions et les consommations journalières du système obtenu à l'issue de la minimisation du DPB. La majeure partie de la production solaire est consommée par les charges de la localité.

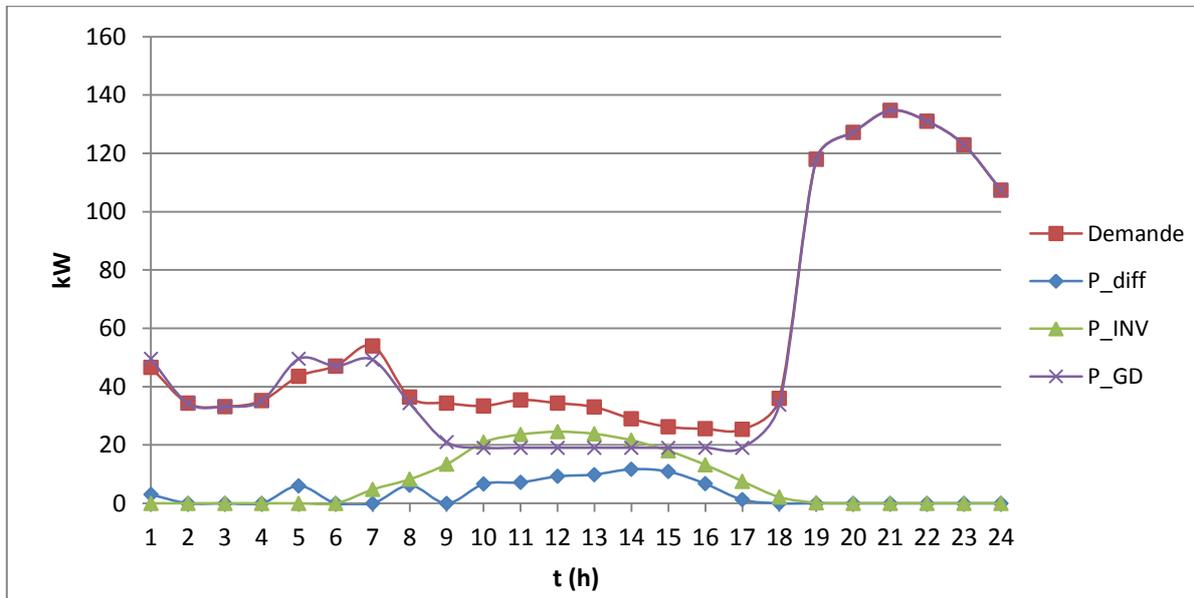


Figure 4. 21 : Productions journalières (mois de Mars)

La figure 4.22 présente le nombre de générateurs Diesel en fonctionnement pour ce cas.

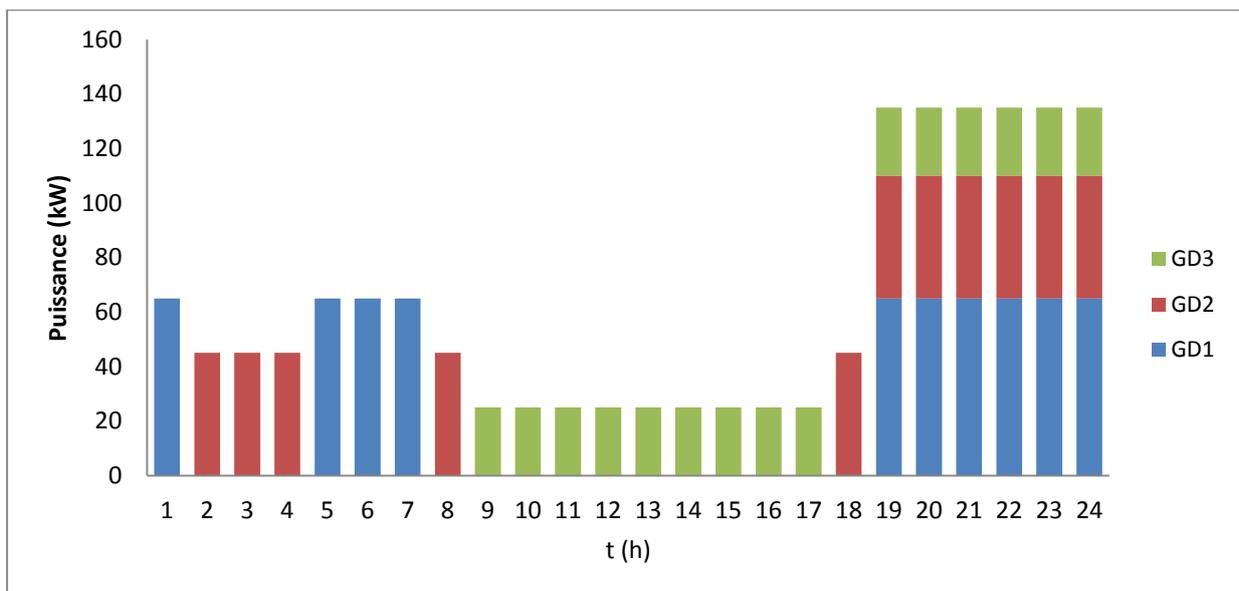


Figure 4. 22 : Les générateurs en fonctionnement

La figure 4.23 présente le taux de charge et la consommation spécifique du système optimal à chaque heure d'un jour-type.

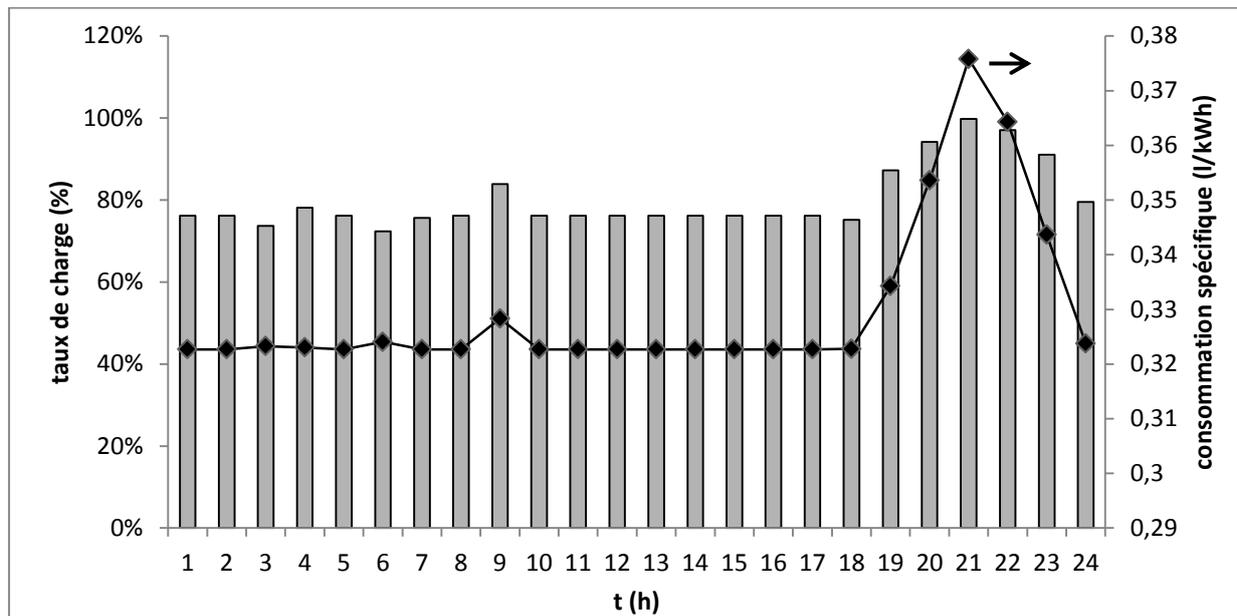


Figure 4. 23 : Taux de charge Vs consommation spécifique

La figure 4.24 présente le taux de pénétration PV pour le système optimal issu de la minimisation du DPB.

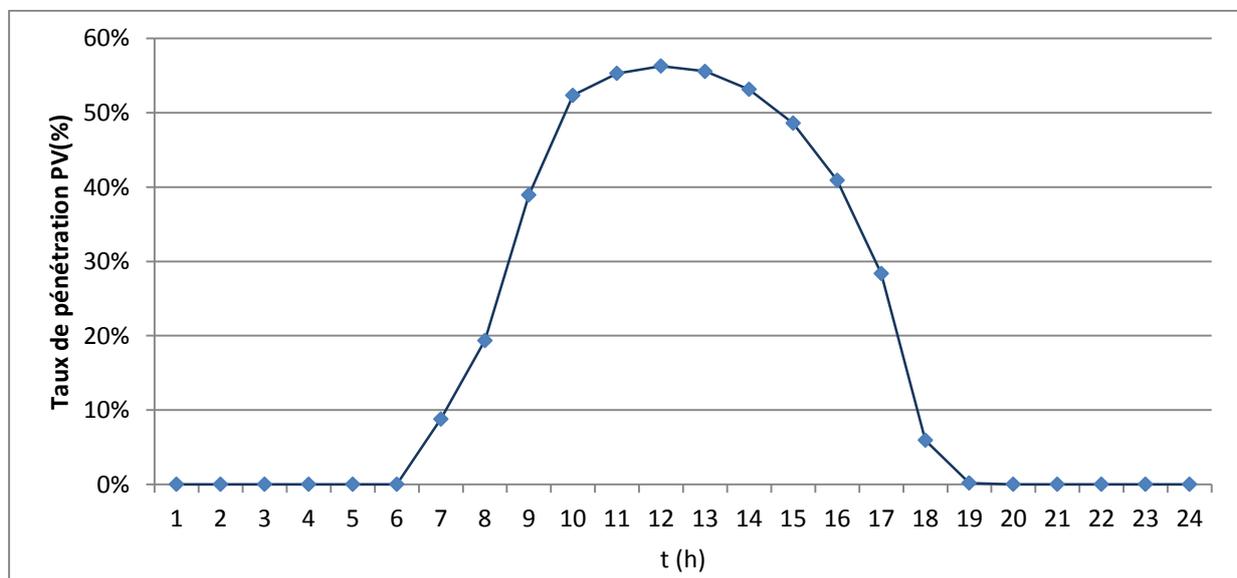


Figure 4. 24 : Taux de pénétration PV

Conclusion

Dans ce chapitre, il a été question de concevoir de manière optimale un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage pour assurer la demande en énergie électrique de la localité de Bilgo au Burkina Faso. Cette localité bénéficiant déjà d'une centrale hybride PV/Diesel en cours d'installation, les résultats d'optimisation obtenus ont donc été confrontés au système existant. Ce système existant permettra de satisfaire uniquement 75 % de la demande électrique de la localité soit une production annuelle 383 MWh contrairement aux systèmes optimaux qui permettraient de satisfaire toute la charge. De plus, la centrale de Bilgo a un LCOE de 41,81 c€/kWh lorsqu'elle est évaluée avec les coûts réels du projet ou un LCOE de 34,12 c€/kWh lorsqu'elle est évaluée avec les coûts pondérés de la région : cela permet de constater que les coûts du projet ont été surévalués par rapport aux coûts moyens dans la régions. Tous ces LCOEs s'avèrent plus élevés que ceux de la majorité des solutions optimales obtenus. La puissance totale des générateurs Diesel de la centrale étant inférieure de 62 kW à la puissance totale des générateurs Diesel de chacune des solutions optimales, la centrale de Bilgo a par conséquent des coûts d'investissement, de maintenance et surtout de fonctionnement beaucoup plus réduits que ceux des systèmes optimaux obtenus.

Cependant, des cinq systèmes optimaux obtenus suivant les critères économiques utilisés comme fonction-objectifs, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- La minimisation du LCC a permis de trouver un système optimal ayant un champ PV de 23 kWc, 1 onduleur de 23 kW, 3 générateurs Diesel de 64 kW, 45 kW et 26 kW. Ce système a le coût d'investissement total le moins élevé (110 k€) et produit la plus faible quantité d'énergie (518 MWh/an). La puissance totale des charges différables y est la plus petite de toutes (10 kW). C'est aussi le système qui fait fonctionner le plus les générateurs Diesel (le taux de pénétration PV maximal est de 49% et le temps de fonctionnement moyen journalier d'un générateur Diesel est de 13,3 heures)
- La minimisation du LCOE permet d'obtenir un système optimal constitué d'un champ PV de 37 kW et de 5 onduleurs de tailles (2 x 8 kW, 10kW, 6 kW et 5 kW), couplés à 3 générateurs Diesel de 65 kW, 46 kW et 25 kW. Ce système admet le taux de pénétration PV le plus élevé de toutes les solutions optimales, il a aussi le plus petit LCOE (33,12 c€/kWh), le plus grand NPV (185 k€) et le temps de récupération le plus court de tous (le DPB est de 12 ans). Ce système produit la plus grande quantité d'énergie (avec le cas IRR), la puissance totale des charges différables est la plus

grande aussi (19 kW) ; cependant, c'est aussi le système qui a le plus grand coût d'investissement (136 k€).

- La maximisation du NPV a permis d'obtenir un système PV/Diesel optimal constitué d'un champ PV de 34 kWc, de 5 onduleurs (2 x 3 kW, 13 kW, 12 kW et 4 kW), couplés à 3 générateurs Diesel de 64 kW, 46 kW et 25 kW. Ce système est très proche de celui obtenu de la minimisation du LCOE. Un coût d'investissement total légèrement inférieur de 4% par rapport à celui du LCOE. La puissance des charges différables baisse légèrement à 17 kW et le taux de pénétration PV maximal passe de 63 % dans le cas du LCOE précédent à 60% dans le cas du NPV.
- La maximisation du IRR a permis d'obtenir un système PV/Diesel de 25 kWc, 5 onduleurs de 3 kW, 2 kW, 6 kW, 8 kW et 5 kW ; avec 3 générateurs Diesel de 60 kW, 40 kW et 35 kW. La particularité de ce système est qu'il produit une des plus grandes quantités d'énergie (tout comme le cas du LCOE) avec un taux de pénétration solaire assez faible (le maximum est de 44 %). La puissance totale des charges différables étant égale à celle obtenue dans le cas du LCOE, l'on peut dire que c'est le système qui permet d'exploiter au maximum l'énergie qu'il produit. Cependant, il génère le moins de profit (NPV égale à 85 k€) et a le temps de récupération le plus long (le DPB est de 15 ans)
- La minimisation du temps de récupération DPB a permis d'obtenir un système constitué d'un champ PV de 30 kWc, un onduleur de 30 kW et 3 générateurs Diesel de 65 kW, 45 kW et 25 kW. Ce système a l'avantage d'avoir un coût total d'investissement assez faible et un temps de récupération assez court (12 ans) comparé aux autres systèmes. De plus, le NPV est de 168 k€, soit 9% seulement plus petit que le NPV maximal obtenu (dans le cas de la minimisation du LCOE).

Ainsi, les systèmes PV/Diesel optimaux obtenus confirment de leurs performances techniques et économiques et suivant le contexte, l'un d'eux peut être choisi pour alimenter la localité de Bilgo.

Conclusion générale & perspectives

L'objectif de cette thèse était de développer des méthodologies technico-économiques de conception optimale des systèmes énergétiques décentralisés. Ce travail s'est focalisé sur le cas des systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage, favorables à l'électrification des zones rurales et péri-urbaines d'Afrique subsaharienne. Plusieurs approches technico-économiques de conception de ces systèmes ont ainsi été mises au point afin de briser quelques barrières actuelles liées à l'électrification rurale.

En effet, le chapitre 1 a été consacré aux enjeux et technologies d'électrification rurale. Ce chapitre met en évidence la situation paradoxale existante en Afrique subsaharienne où on a une population de plus en plus nombreuse et très demandeuse en matière d'énergie alors que la région regorge un énorme potentiel énergétique non exploité. Un état des différentes technologies de production d'électricité, adjoints de leur méthodologie courante de dimensionnement a permis de montrer qu'il existe aujourd'hui de multiples solutions et initiatives pour satisfaire les besoins en énergie électrique dans la sous-région; le concept « Flexy-Energy » est un exemple de ces initiatives. Cependant, l'existence de plusieurs barrières d'ordre financier, technique et même politique entrave toujours le développement de ces technologies.

En vue de retrouver les outils adéquats pour faciliter les appréciations financières d'un système d'électrification quelconque, le chapitre 2 a débouché sur un état de l'art et une analyse des critères économiques d'évaluation des systèmes énergétiques. L'analyse de ces critères montre qu'en fonction de l'objectif visé par l'étude, un critère économique peut être non seulement mieux adapté qu'un autre, mais surtout que plusieurs critères économiques peuvent être équivalents entre eux et ne nécessitent pas d'être tous utilisés pour un même objectif. Trois types d'équivalences ont été définis entre divers critères économiques: l'équivalence dans la décision d'investissement appelée DM-équivalence, l'équivalence pour le dimensionnement optimal appelée OD-équivalence et équivalence pour le classement des solutions techniques appelée RK-équivalence. Cinq de ces critères économiques (LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB) ont été considérés pour une étude de conception d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage. Il en est ressorti que hormis les critères OD-

équivalents, les critères économiques conduisent à des solutions techniques optimales différentes.

Le chapitre 3 a été consacré à une application concrète des critères économiques précédemment mentionnés pour la conception optimale d'un système hybride PV/Diesel sans batteries de stockage devant alimenter le campus site 2iE-K1 (dont la demande électrique est connue et estimée à 820 MWh/an). Une première approche technique retenue dans cette phase était de considérer un système dont la pénétration solaire peut être régulée. Dans un premier temps, les calculs d'optimisation ont été effectués à partir des critères LCOE et LCC et les résultats ont permis de montrer que le campus 2iE-K1 pourrait être alimenté soit par un système de 10 générateurs Diesel identiques de 18 kW avec un champ PV de 329 kWc couplé à un onduleur de 278 kW, soit par un système de 3 générateurs Diesel de différente puissance (76 kW, 67 kW, 21 kW) avec un champ PV de 226 kWc couplés à 3 onduleurs de 76 kW chacun. La pertinence technique et économique du modèle ainsi développé a ensuite été validée sur le logiciel HOMER. L'écart entre les résultats obtenus et ceux de HOMER était de 8%. Une seconde partie de ce chapitre a été consacrée à l'optimisation et à l'analyse des résultats obtenus à partir des autres critères économiques sélectionnés. Les résultats obtenus confirment les équivalences de type OD entre le LCC, LCOE et NPV pour des systèmes ayant une production d'énergie fixée tandis que les critères IRR et DPB permettent de limiter les coûts d'investissement des systèmes optimaux correspondant comparés aux coûts d'investissement des systèmes optimaux obtenus des autres critères; cette situation pourrait être favorable à la conception des systèmes dans les zones pauvres dépourvues d'un système bancaire favorable à l'octroi des crédits d'investissement.

Le chapitre 4 consistait à concevoir un système PV/Diesel à partir du modèle technico-économique développé pour la localité de Bilgo, un village d'environ 2000 habitants, situé au nord-ouest du Burkina Faso. La localité de Bilgo bénéficie d'une centrale PV/Diesel en cours d'installation sous financement de l'Union Européenne. Les difficultés de réalisation de ce projet en cours ont favorisé la mise au point d'un modèle de gestion des charges intégrant les charges différables dans la conception du système. Cette approche a été adjointe au modèle établi précédemment. Les calculs d'optimisation effectués à partir des critères LCC, LCOE, NPV, IRR et DPB ont permis de retrouver des systèmes optimaux ayant tous des caractéristiques différentes l'un de l'autre, et meilleures que celles de la centrale en cours d'installation. Par exemple, cette dernière ne pourra assurer que 75 % de la demande du village pour un LCOE 30% supérieur à ceux des différents systèmes optimaux obtenus.

Cependant l'ensemble des résultats obtenus de chacun des critères constitue aussi une plateforme de décision pour un investisseur, ce qui montre que les approches de conception développées dans cette thèse constituent un outil d'aide à la décision pour faciliter la vulgarisation des systèmes hybrides PV/Diesel. Le travail réalisé se situe donc dans la branche des outils de dimensionnement optimal et d'évaluation technico-économiques des systèmes de production d'énergie

Toutefois, comme perspective, il serait judicieux de prévoir dans un premier temps des expérimentations d'un système PV/Diesel conçu sur l'une des approches développées dans cette thèse et d'en évaluer l'impact sur la qualité du service énergétique en dimension réelle ; l'évolution technologique en termes de proportion solaire dans un système hybride, ou de taux de pénétration solaire étant sans cesse croissante. Cependant ,ce travail peut être considéré comme une première étape car elle ne tient pas compte de l'aspect distribution de l'énergie électrique produite dans les ménages. Une deuxième perspective à cette thèse serait de développer des modèles de conception optimale des réseaux de distribution adaptés aux zones rurales. Compte tenu d'une croissance continue de la demande en énergie, il semble évident que pour une localité qui n'a jamais été électrifiée, il soit opportun d'effectuer une étude approfondie sur le modèle de tarification qui lui est adapté et la variabilité de la demande au fil des ans. Cela constitue une troisième perspective à cette thèse. Le modèle de tarification pourra intégrer à la fois la nécessité d'utiliser au maximum les sources d'énergies renouvelables localement disponibles, et le pouvoir d'achat de la population en matière d'énergie. Enfin, en dernière perspective à cette thèse, il est opportun de valoriser les pertes thermiques des générateurs Diesel du système optimal. Cet aspect est prévu en complément au concept « Flexy-Energy » dont l'idée préconisée est de monter un système de cogénération sur les différents générateurs Diesel pour alimenter une machine de froid à sorption, ce qui, dans une localité, pourra servir d'entrepôt frigorifique pour la conservation des denrées alimentaires.

Bibliographie

- [1] M. INSD and B. Faso, “Recensement General de la Population et de l’Habitat, 2006 (General Population Census, 2006),” MEFINSD Ouagadougou Burkina Faso, 2009.
- [2] U. N. D. of Economic and S. A. P. Division, World urbanization prospects: The 2014 revision. UN, 2014.
- [3] W. E. Outlook, The IEA World Energy Outlook 2014. World Energy Outlook, 2014.
- [4] Y. S. Mohammed, M. W. Mustafa, and N. Bashir, “Status of renewable energy consumption and developmental challenges in Sub-Sahara Africa,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 453–463, Nov. 2013.
- [5] K. Reiche, A. Covarrubias, and E. Martinot, “Expanding electricity access to remote areas: off-grid rural electrification in developing countries,” *Fuel*, vol. 1, no. 1.2, pp. 1–4, 2000.
- [6] G. Prasad, “Improving access to energy in sub-Saharan Africa,” *Curr. Opin. Environ. Sustain.*, vol. 3, no. 4, pp. 248–253, Sep. 2011.
- [7] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, “Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions,” *Appl. Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 968–987, Oct. 2008.
- [8] J. Kaldellis, D. Zafirakis, K. Kavadias, and E. Kondili, “Optimum PV-diesel hybrid systems for remote consumers of the Greek territory,” *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 61–67, Sep. 2012.
- [9] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, “Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, juillet 2005.
- [10] B. Wichert, M. Dymond, W. Lawrance, and T. Friese, “Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems,” *Renew. Energy*, vol. 22, no. 1–3, pp. 311–319, Jan. 2001.
- [11] M. Ashari and C. V. Nayar, “An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system,” *Sol. Energy*, vol. 66, no. 1, pp. 1–9, mai 1999.
- [12] Y. Azoumah, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, and P. Girard, “Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The ‘flexy-energy’ concept,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 131–141, Jan. 2011.
- [13] Y. Azoumah, “Systèmes énergétiques pour une production d’énergie durable: du concept ‘Flexy-Energy’ à l’optimisation constructale des réseaux de transferts.” Habilitation à Diriger des Recherches de L’Université de Perpignan Via Domitia, Mar-2013.
- [14] D. Yamegueu, “Expérimentation et optimisation d’un prototype de centrale hybride solaire PV/Diesel sans batteries de stockage: validation du concept ‘Flexy-Energy’.” Thèse doctorat, 2iE-UPVD, Oct-2012.

- [15] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, and H. Kottin, “Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 267–274, Jan. 2013.
- [16] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, and N. Zongo, “Experimental study of electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 1780–1787, juin 2011.
- [17] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong, and J.-M. Vinassa, “Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 54, no. 1, pp. 113–121, février 2012.
- [18] I. Vechiu, H. Camblong, G. Tapia, B. Dakyo, and O. Curea, “Control of four leg inverter for hybrid power system applications with unbalanced load,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 7, pp. 2119–2128, juillet 2007.
- [19] F. S. Javadi, B. Rismanchi, M. Sarraf, O. Afshar, R. Saidur, H. W. Ping, and N. A. Rahim, “Global policy of rural electrification,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 402–416, Mar. 2013.
- [20] A. A. Lahimer, M. A. Alghoul, F. Yousif, T. M. Razykov, N. Amin, and K. Sopian, “Research and development aspects on decentralized electrification options for rural household,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 314–324, août 2013.
- [21] B. Mainali and S. Silveira, “Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1351–1365, Jan. 2015.
- [22] A. Niez, “Comparative Study on Rural Electrification Policies in Emerging Economies: Keys to Successful Policies,” OECD Publishing, 2010.
- [23] “World Bank Group,” World Bank Group. [Online]. Available: <http://www.worldbank.org/>. [Accessed: 22-Nov-2014].
- [24] S. Abdullah and A. Markandya, “Rural electrification programmes in Kenya: Policy conclusions from a valuation study,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 1, pp. 103–110, Mar. 2012.
- [25] H. Camblong, J. Sarr, A. T. Niang, O. Curea, J. A. Alzola, E. H. Sylla, and M. Santos, “Micro-grids project, Part 1: Analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 2141–2150, Oct. 2009.
- [26] D. E. Sahn and D. C. Stifel, “Progress Toward the Millennium Development Goals in Africa,” *World Dev.*, vol. 31, no. 1, pp. 23–52, Jan. 2003.
- [27] E. Adkins, K. Ooppelstrup, and V. Modi, “Rural household energy consumption in the millennium villages in Sub-Saharan Africa,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 3, pp. 249–259, Sep. 2012.
- [28] U. DESA, *World Urbanization Prospects: The 2014 Revision, Data Tables and Highlights*. United Nations Population Division—Department of Economic and Social Affairs, United Nations Secretariat, New York. Available at: [www.http://esa.un.org/unpd/wup/Highlights/WUP2014-Highlights.pdf](http://esa.un.org/unpd/wup/Highlights/WUP2014-Highlights.pdf), 2014.

- [29] J. Peters, "Evaluating rural electrification projects: methodological approaches," *Ruhr economic papers*, 136, 2009.
- [30] N. Bruce, R. Perez-Padilla, and R. Albalak, "Indoor air pollution in developing countries: a major environmental and public health challenge," *Bull. World Health Organ.*, vol. 78, no. 9, pp. 1078–1092, 2000.
- [31] D. G. Fullerton, N. Bruce, and S. B. Gordon, "Indoor air pollution from biomass fuel smoke is a major health concern in the developing world," *Trans. R. Soc. Trop. Med. Hyg.*, vol. 102, no. 9, pp. 843–851, Sep. 2008.
- [32] S. Mehta and C. Shahpar, "The health benefits of interventions to reduce indoor air pollution from solid fuel use: a cost-effectiveness analysis," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 8, no. 3, pp. 53–59, Sep. 2004.
- [33] T. C. Chineke and F. M. Ezike, "Political will and collaboration for electric power reform through renewable energy in Africa," *Energy Policy*, vol. 38, no. 1, pp. 678–684, Jan. 2010.
- [34] O. Adeoti, B. A. Oyewole, and T. D. Adegboyega, "Solar photovoltaic-based home electrification system for rural development in Nigeria: domestic load assessment," *Renew. Energy*, vol. 24, no. 1, pp. 155–161, Sep. 2001.
- [35] T. P. Fluri, "The potential of concentrating solar power in South Africa," *Energy Policy*, vol. 37, no. 12, pp. 5075–5080, décembre 2009.
- [36] Y. Azoumah, E. W. Ramdé, G. Tapsoba, and S. Thiam, "Siting guidelines for concentrating solar power plants in the Sahel: Case study of Burkina Faso," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 8, pp. 1545–1553, août 2010.
- [37] S. Dasappa, "Potential of biomass energy for electricity generation in sub-Saharan Africa," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 15, no. 3, pp. 203–213, Sep. 2011.
- [38] M. F. Demirbas, M. Balat, and H. Balat, "Potential contribution of biomass to the sustainable energy development," *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 7, pp. 1746–1760, juillet 2009.
- [39] K. Kaygusuz, "Energy services and energy poverty for sustainable rural development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 2, pp. 936–947, février 2011.
- [40] J. A. Wisse and K. Stigter, "Wind engineering in Africa," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 95, no. 9–11, pp. 908–927, Oct. 2007.
- [41] R. DiPippo, "Geothermal power plants: Evolution and performance assessments," *Geothermics*, vol. 53, pp. 291–307, Jan. 2015.
- [42] "Alliance for Rural Electrification: Technologies." [Online]. Available: <http://www.ruralelec.org/8.0.html>. [Accessed: 16-Dec-2014].
- [43] H. Ahlborg and L. Hammar, "Drivers and barriers to rural electrification in Tanzania and Mozambique – Grid-extension, off-grid, and renewable energy technologies," *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 117–124, Jan. 2014.
- [44] S. Mahapatra and S. Dasappa, "Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 2, pp. 146–154, juin 2012.

- [45] A. R. Inversin, “Reducing the cost of grid extension for rural electrification,” NRECA Int. Ltd World Bank Energy Sect. Manag. Assist. Program ESMAP, 2000.
- [46] World Bank, “Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies.” Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP Technical Paper 121/07, 2007.
- [47] U. Deichmann, C. Meisner, S. Murray, and D. Wheeler, “The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 215–227, Jan. 2011.
- [48] COLIN Bernard, “Groupes électrogènes de secours,” *Tech. Ing. Réseaux Électr. Ind. Tert.*, vol. base documentaire : TIB265DUO, no. ref. article : d5180, Feb. 1998.
- [49] C. Chevassu, “Couplage des alternateurs,” *Cours L’Ecole Natl. Mar. Marchande Nantes Mis En Ligne Par Reselec Réseau Natl. Ressour. En Électrotechniques* [Httpwww lufmrese Cict Frcontribnavalecoupla1 Pdf](http://www.lufmrese.cict.fr/contribnavalecoupla1.pdf).
- [50] M. S. Adaramola, M. Agelin-Chaab, and S. S. Paul, “Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 88, pp. 284–295, décembre 2014.
- [51] G. Notton, M. Muselli, and P. Poggi, “Costing of a stand-alone photovoltaic system,” *Energy*, vol. 23, no. 4, pp. 289–308, avril 1998.
- [52] D. Rekioua and E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems*. Springer, 2012.
- [53] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, “Solar cell efficiency tables (Version 45),” *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 23, no. 1, pp. 1–9, Jan. 2015.
- [54] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, avril 2009.
- [55] S. Chen, P. Li, D. Brady, and B. Lehman, “Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size,” *Sol. Energy*, vol. 87, pp. 96–116, Jan. 2013.
- [56] M. G. Kratzenberg, E. M. Deschamps, L. Nascimento, R. Rather, and H. H. Zern, “Optimal Photovoltaic Inverter Sizing Considering Different Climate Conditions and Energy Prices,” *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 226–234, 2014.
- [57] M. A. M. Ramli, A. Hiendro, K. Sedraoui, and S. Twaha, “Optimal sizing of grid-connected photovoltaic energy system in Saudi Arabia,” *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 489–495, Mar. 2015.
- [58] A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, “Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,” *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 576–604, Sep. 2014.
- [59] Z. A. Darwish, H. A. Kazem, K. Sopian, M. A. Al-Goul, and H. Alawadhi, “Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 735–744, Jan. 2015.
- [60] NOËL Jean-Marc, “Énergie éolienne pour la fourniture d’électricité,” *Tech. Ing. Environ. Constr.*, vol. base documentaire : TIB552DUO, no. ref. article : be8585, Jan. 2009.

- [61] BEN AHMED Hamid, MULTON Bernard, ROBOAM Xavier, DAKYO Brayima, NICHITA Christian, and GERGAUD Olivier, “Aérogénérateurs électriques,” *Tech. Ing. Systèmes Électr. Pour Énerg. Renouvelables*, vol. base documentaire : TIB248DUO, no. ref. article : d3960, Nov. 2004.
- [62] PERRIN Sylvain, “Petites centrales hydrauliques,” *Tech. Ing. Mach. Hydraul. Pompes Hélices*, vol. base documentaire : TIB173DUO, no. ref. article : bm4166, Nov. 2003.
- [63] O. Paish, “Small hydro power: technology and current status,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 6, no. 6, pp. 537–556, décembre 2002.
- [64] LAVY Pierre, “Production d’électricité par petites centrales hydroélectriques,” *Tech. Ing. Généralités Sur Réseaux Électr.*, vol. base documentaire : TIB261DUO, no. ref. article : d4009, Aug. 2004.
- [65] V. B. Miller, E. W. Ramde, R. T. Gradoville Jr., and L. A. Schaefer, “Hydrokinetic power for energy access in rural Ghana,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 2, pp. 671–675, février 2011.
- [66] S. Rolland and G. Glania, “Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned,” *Alliance Rural Electrification ARE Bruss. Belg.* Mar, 2011.
- [67] R. Baños, F. Manzano-Agugliaro, F. G. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, and J. Gómez, “Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1753–1766, mai 2011.
- [68] J. L. Bernal-Agustín and R. Dufo-López, “Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2111–2118, Oct. 2009.
- [69] R. Dufo-Lopez and J. L. Bernal-Agustín, “Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms,” *Sol. Energy*, vol. 79, no. 1, pp. 33–46, 2005.
- [70] M. Muselli, G. Notton, and A. Louche, “DESIGN OF HYBRID-PHOTOVOLTAIC POWER GENERATOR, WITH OPTIMIZATION OF ENERGY MANAGEMENT,” *Sol. Energy*, vol. 65, no. 3, pp. 143–157, février 1999.
- [71] Y. S. Mohammed, M. W. Mustafa, and N. Bashir, “Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 527–539, juillet 2014.
- [72] P. Bajpai and V. Dash, “Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, juin 2012.
- [73] B. O. Bilal, V. Sambou, P. A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, and M. Ndong, “Study of the Influence of Load Profile Variation on the Optimal Sizing of a Standalone Hybrid PV/Wind/Battery/Diesel System,” *Energy Procedia*, vol. 36, pp. 1265–1275, 2013.
- [74] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. M. I. Mahlia, “Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, pp. 163–173, mai 2013.
- [75] M. S. Ngan and C. W. Tan, “Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 634–647, Jan. 2012.

- [76] J. Kenfack, F. P. Neirac, T. T. Tatietsé, D. Mayer, M. Fogue, and A. Lejeune, “Microhydro-PV-hybrid system: Sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 10, pp. 2259–2263, Oct. 2009.
- [77] C. V. Nayar, S. J. Phillips, W. L. James, T. L. Pryor, and D. Remmer, “Novel wind/diesel/battery hybrid energy system,” *Sol. Energy*, vol. 51, no. 1, pp. 65–78, juillet 1993.
- [78] L. A. C. Lopes, F. Katiraei, K. Mauch, M. Vandenberg, and L. Arribas, “PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations,” IEA PVPS Task, vol. 11, 2012.
- [79] B. Wichert, “PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 1, no. 3, pp. 209–228, Sep. 1997.
- [80] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192–205, avril 2014.
- [81] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, avril 2010.
- [82] P. Lilienthal, P. Gilman, and T. Lambert, HOMER® Micropower Optimization Model. United States. Department of Energy, 2005.
- [83] E. I. Baring-Gould, H. J. Green, V. A. van Dijk, and J. F. Manwell, “Hybrid2: The hybrid power system simulation model,” National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States), 1996.
- [84] U. of W.-M. S. E. Laboratory and S. A. Klein, TRNSYS, a transient system simulation program. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin–Madison, 1979.
- [85] D. P. Remmer and M. S. Dymond, “RAPSIM—A Computer Simulation For Remote Area Power Supply Systems,” in *Proceedings of Solar’91 Conference*, Australia, 1991.
- [86] V. A. P. Van Dijk and E. A. Alsema, “SOMES Version 3.0: a simulation and optimization model for renewable energy systems,” Utrecht Univ. Dept Sci. Technol. Soc. Neth., 1992.
- [87] R. Paleta, A. Pina, and C. A. Silva, “Remote Autonomous Energy Systems Project: Towards sustainability in developing countries,” *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 431–439, décembre 2012.
- [88] M. Alam Hossain Mondal, L. M. Kamp, and N. I. Pachova, “Drivers, barriers, and strategies for implementation of renewable energy technologies in rural areas in Bangladesh—An innovation system analysis,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 4626–4634, août 2010.
- [89] M. M. Mahmoud and I. H. Ibrik, “Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 10, no. 2, pp. 128–138, avril 2006.

- [90] S. Sowe, N. Ketjoy, P. Thanarak, and T. Suriwong, "Technical and Economic Viability Assessment of PV Power Plants for Rural Electrification in the Gambia," *Energy Procedia*, vol. 52, pp. 389–398, 2014.
- [91] A. D. Mukasa, E. Mutambatsere, Y. Arvanitis, and T. Triki, "Wind energy in sub-Saharan Africa: Financial and political causes for the sector's under-development," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 5, pp. 90–104, Jan. 2015.
- [92] M. Madubansi and C. M. Shackleton, "Changing energy profiles and consumption patterns following electrification in five rural villages, South Africa," *Energy Policy*, vol. 34, no. 18, pp. 4081–4092, décembre 2006.
- [93] M. Teferra, "Power sector reforms in Ethiopia: options for promoting local investments in rural electrification," *Energy Policy*, vol. 30, no. 11–12, pp. 967–975, Sep. 2002.
- [94] D. Barnes and G. Foley, "Rural electrification in the developing world: a summary of lessons from successful programs," in *Electricity and the Human Prospect Conference*, 2004.
- [95] O. Hafez and K. Bhattacharya, "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids," *Renew. Energy*, vol. 45, pp. 7–15, Sep. 2012.
- [96] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 3, pp. 1412–1425, avril 2012.
- [97] W. Short, D. J. Packey, and T. Holt, *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. University Press of the Pacific, 2005.
- [98] R. A. Brealey, *Principles of corporate finance*. Tata McGraw-Hill Education, 2012.
- [99] D. Y. Goswami and F. Kreith, *Energy management and conservation handbook*. CRC Press, 2007.
- [100] J. Pasqual, E. Padilla, and E. Jadotte, "Technical note: Equivalence of different profitability criteria with the net present value," *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 142, no. 1, pp. 205–210, Mar. 2013.
- [101] D. Aussel, P. Neveu, D. Tsuanyo, and Y. Azoumah, "On the equivalence and comparison of economic criteria for energy projects -Application on PV/Diesel Hybrid System optimal design," 2015.
- [102] D. S. Remer and A. P. Nieto, "A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net present value and rate of return methods," *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 42, no. 1, pp. 79–96, Nov. 1995.
- [103] D. S. Remer and A. P. Nieto, "A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 2: Ratio, payback, and accounting methods," *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 42, no. 2, pp. 101–129, décembre 1995.
- [104] C.-Y. Chang, "A critical analysis of recent advances in the techniques for the evaluation of renewable energy projects," *Int. J. Proj. Manag.*, vol. 31, no. 7, pp. 1057–1067, Oct. 2013.

- [105] “Equity Risk Premiums.PDF - Equity_Risk_Premiums.pdf.” [Online]. Available: http://www1.worldbank.org/finance/assets/images/Equity_Risk_Premiums.pdf. [Accessed: 24-Dec-2014].
- [106] “A2.PDF - cmpcpaysemergents.pdf.” [Online]. Available: <http://www.vernimmen.net/ftp/cmpcpaysemergents.pdf>. [Accessed: 24-Dec-2014].
- [107] R. F. Bruner, K. M. Eades, R. S. Harris, and R. C. Higgins, “Best practices in estimating the cost of capital: survey and synthesis,” *Financ. Pract. Educ.*, vol. 8, pp. 13–28, 1998.
- [108] T. Hong, C. Koo, T. Kwak, and H. S. Park, “An economic and environmental assessment for selecting the optimum new renewable energy system for educational facility,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 286–300, Jan. 2014.
- [109] E. M. Malatji, J. Zhang, and X. Xia, “A multiple objective optimisation model for building energy efficiency investment decision,” *Energy Build.*, vol. 61, pp. 81–87, juin 2013.
- [110] M. V. Biezma and J. R. S. Cristóbal, “Investment criteria for the selection of cogeneration plants—a state of the art review,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, no. 5–6, pp. 583–588, avril 2006.
- [111] H. Khatib, *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*, Revised Edition. IET, 2003.
- [112] M. Papamarcou and S. Kalogirou, “Financial appraisal of a combined heat and power system for a hotel in Cyprus,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 42, no. 6, pp. 689–708, avril 2001.
- [113] M. I. Méndez-Piñero and M. Colón-Vázquez, “Economic analysis of alternatives for optimizing energy use in manufacturing companies,” *Energy Econ.*, vol. 40, pp. 146–154, Nov. 2013.
- [114] R. J. Brown and R. R. Yanuck, *Introduction to Life Cycle Costing*. Fairmont Press, 1985.
- [115] M. J. Osborne, “A resolution to the NPV–IRR debate?,” *Q. Rev. Econ. Finance*, vol. 50, no. 2, pp. 234–239, mai 2010.
- [116] H. Kierulff, “MIRR: A better measure,” *Bus. Horiz.*, vol. 51, no. 4, pp. 321–329, 2008.
- [117] N. Y. Kulakov and A. N. Kulakova, “Is the MIRR a Suitable Indicator for Projects with Multiple Outflows?”
- [118] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer, “System LCOE: What are the costs of variable renewables?,” *Energy*, vol. 63, pp. 61–75, 2013.
- [119] N. U. Blum, R. Sryantoro Wakeling, and T. S. Schmidt, “Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 482–496, juin 2013.
- [120] F. Lefley, “The payback method of investment appraisal: A review and synthesis,” *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 44, no. 3, pp. 207–224, juillet 1996.

- [121] A. Wambach, "Payback criterion, hurdle rates and the gain of waiting," *Int. Rev. Financ. Anal.*, vol. 9, no. 3, pp. 247–258, 2000.
- [122] S. Yard, "Developments of the payback method," *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 67, no. 2, pp. 155–167, Sep. 2000.
- [123] A. Leconte, G. Achard, and P. Papillon, "Global approach test improvement using a neural network model identification to characterise solar combisystem performances," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 7, pp. 2001–2016, juillet 2012.
- [124] D. Tsuanyo, Y. Azoumah, D. Aussel, and P. Neveu, "Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications," *Energy*, vol. 86, pp. 152–163, juin 2015.
- [125] S. Enterprises and others, "Scilab: Free and Open Source software for numerical computation," *Scilab Enterp. Orsay Fr.*, p. 3, 2012.
- [126] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, and U. Borup, "Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies," in *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, 2009, pp. 1–6.
- [127] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, Jan. 2010.
- [128] R. Tonkoski and L. A. C. Lopes, "Impact of active power curtailment on overvoltage prevention and energy production of PV inverters connected to low voltage residential feeders," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 3566–3574, décembre 2011.
- [129] H. J. Green and J. F. Manwell, *HYBRID2: A Versatile Model of the Performance of Hybrid Power Systems*. National Renewable Energy Laboratory, 1995.
- [130] V. Bakić, M. Pezo, Ž. Stevanović, M. Živković, and B. Grubor, "Dynamical simulation of PV/Wind hybrid energy conversion system," *Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 324–328, Sep. 2012.
- [131] S. Lal and A. Raturi, "Techno-economic analysis of a hybrid mini-grid system for Fiji islands," *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–10, 2012.
- [132] R. Dufo-López and J. L. Bernal-Agustín, "HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) software," *Free Softw. Available Httpwww Unizar Esrdufo*, 2011.
- [133] C. V. Nayar, "Recent developments in decentralised mini-grid diesel power systems in Australia," *Appl. Energy*, vol. 52, no. 2–3, pp. 229–242, 1995.
- [134] K. Wadumesthrige, N. Johnson, M. Winston-Galant, S. Zeng, E. Sattler, S. O. Salley, and K. Y. Simon Ng, "Performance and durability of a generator set CI engine using synthetic and petroleum based fuels for military applications," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 5, pp. 1581–1590, mai 2010.
- [135] D. B. Hulwan and S. V. Joshi, "Performance, emission and combustion characteristic of a multicylinder DI diesel engine running on diesel–ethanol–biodiesel blends of high ethanol content," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 12, pp. 5042–5055, Dec. 2011.
- [136] T. Daho, G. Vaitilingom, S. K. Ouiminga, B. Piriou, A. S. Zongo, S. Ouoba, and J. Koulidiati, "Influence of engine load and fuel droplet size on performance of a CI engine

- fueled with cottonseed oil and its blends with diesel fuel,” *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 1046–1053, Nov. 2013.
- [137] O. Skarstein and K. Uhlen, “Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants,” *Wind Eng.*, vol. 13, no. 2, pp. 72–87, 1989.
- [138] C. W. Ajan, S. S. Ahmed, H. B. Ahmad, F. Taha, and A. A. B. Mohd Zin, “On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives,” *Sol. Energy*, vol. 74, no. 6, pp. 453–467, juin 2003.
- [139] L. M. Carrasco, L. Narvarte, and E. Lorenzo, “Operational costs of A 13,000 solar home systems rural electrification programme,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 1–7, avril 2013.
- [140] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín, J. M. Yusta-Loyo, J. A. Domínguez-Navarro, I. J. Ramírez-Rosado, J. Lujano, and I. Aso, “Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4033–4041, Nov. 2011.
- [141] H.-C. Chen, “Optimum capacity determination of stand-alone hybrid generation system considering cost and reliability,” *Appl. Energy*, vol. 103, pp. 155–164, Mar. 2013.
- [142] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. M. I. Mahlia, “Genetic algorithm based optimization on modeling and design of hybrid renewable energy systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 85, pp. 120–130, Sep. 2014.
- [143] B. Bala and S. A. Siddique, “Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 13, no. 3, pp. 137–142, Sep. 2009.
- [144] Energy Facility II Contract, ACP-UE/2iE, “Sustainable production of decentralized electricity for rural and peri-urban population of sub-saharan Africa: development of the ‘Flexy Energy’ concept.” 10th European Development Fund, 2011.
- [145] Energy Facility II ACP-UE/2iE, “Rapport de l’étude socio-économique et de la prévision de la demande dans la localité de Bilgo.” 2012.
- [146] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, “Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review,” *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.
- [147] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, Mai 2009.
- [148] N. Agarwal, A. Kumar, and Varun, “Optimization of grid independent hybrid PV–diesel–battery system for power generation in remote villages of Uttar Pradesh, India,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 17, no. 3, pp. 210–219, Jun. 2013.
- [149] A. K. Agarwal and K. Rajamanoharan, “Experimental investigations of performance and emissions of Karanja oil and its blends in a single cylinder agricultural diesel engine,” *Appl. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 106–112, Jan. 2009.

Liste des figures

Figure 1 : image satellitaire à 1 km d'altitude du village Bilgo.....	1
Figure 1. 1 : Pourcentage de population rurale, 2014 [10].....	8
Figure 1. 2 : Cycle à vapeur	13
Figure 1. 3 : (a) Puissance continue, (b) puissance apparente, (c) puissance de secours	15
Figure 1. 4 : système éolien autonome	25
Figure 1. 5 : Système hybride bus CC, ou série	31
Figure 1. 6 : Système hybride bus AC, parallèle.....	31
Figure 1. 7 : Système hybrides AC/CC.....	31
Figure 1. 8 : Hybride Energies renouvelables/Générateurs Diesel commuté (backup)	32
Figure 1. 9 : Architecture des systèmes PV/Diesel sans batteries de stockage (type Flexy-Energy).....	34
Figure 2.1 : Existence and uniqueness of IRR under the above assumptions	52
Figure 2. 2 a case where the CPB is well-posed (existence and uniqueness)	56
Figure 2. 3 : Daily solar resource (a) and electricity demand (b).....	65
Figure 2. 4: Optimal configuration according to the electricity tariffs, depending on the objective function : NPV, DPB and IRR, $\times : (\dot{W}_{peak})_{opt}$, $\circ : (\dot{W}_{inv})_{opt}$, $\square : (\dot{W}_{DG})_{opt}$	66
Figure 2. 5: Cumulated Cash flow (k€) according to time (year), for the optimal configurations related to NPV, DPB and IRR. (a): $\rho=(\rho)_{ref}=32,5$ c€. Cash flow related to stand-alone Diesel system is also displayed (black). In that case, DPB and IRR lead to the same optimal configuration (red). (b) : $\rho =28$ c€.	66
Figure 3. 1 : Profil d'ensoleillement d'un jour-type.....	75
Figure 3. 2 : Profil de demande électrique sur un jour-type.....	76
Figure 3. 3 : Processus d'optimisation.....	90
Figure 3. 4 : Profil journalier des productions (a) cas des générateurs identiques, (b) cas des générateurs de tailles différentes	97
Figure 3. 5 : Nombre de générateurs Diesel en fonctionnement (a) générateurs identiques, (b) générateurs différents.	98
Figure 3. 6 : Taux de charge horaire des générateurs Diesel (a) identiques (b) de tailles différentes.....	99

Figure 3. 7 : Consommation spécifique du système et des générateurs Diesel (a) identiques, (b) de tailles différentes.....	101
Figure 3. 8 : Synoptiques des systèmes optimaux sur HOMER	105
Figure 3. 9 : Profil de charge extrait de HOMER	106
Figure 3. 10 : Profil d'ensoleillement journalier extrait de HOMER	107
Figure 3. 11 : Influence des coûts du gasoil et du PV sur le LCOE (a) générateurs Diesel identiques, (b) générateurs Diesel de tailles différentes.....	113
Figure 3. 12 : Sensibilité du taux d'actualisation (a) sur la recherche du LCOE optimal (b) sur le LCOE du système optimal	114
Figure 3. 13: Configurations optimales du système PV/Diesel en fonction du prix de vente d'électricité pour chaque fonction-objectif (LCC, NPV, DPB et IRR).....	117
Figure 3. 14-a Cashflow (k€) en fonction des années, pour les systèmes optimaux obtenus à partir du LCC, DPB et IRR pour $\rho = 32.5 \text{ c€/kWh}$	118
Figure 3. 14-b Cashflow (k€) en fonction des années, pour les systèmes optimaux obtenus à partir du LCC, DPB et IRR pour $\rho = 28 \text{ c€/kWh}$	118
Figure 4. 1 Localisation de Bilgo- Burkina Faso	124
Figure 4. 2 : Ensoleillement global et profil de température dans la localité de Bilgo (mois de mars).....	126
Figure 4. 3 : Profil de charge électrique de la localité de Bilgo	127
Figure 4. 4 : Les systèmes optimaux pour chacune des fonction-objectifs.....	138
Figure 4. 5 : Productions journalières (mois de Mars).....	143
Figure 4. 6 : Les générateurs en fonctionnement	144
Figure 4. 7 : Taux de charge vs consommation spécifique	145
Figure 4. 8 : Taux de pénétration horaire du champ PV	145
Figure 4. 9 : Productions journalières (mois de mars)	146
Figure 4. 10 : Les générateurs en fonctionnement	146
Figure 4. 11 : Taux de charge vs consommation spécifique	147
Figure 4. 12 Taux de pénétration horaire du champ PV	147
Figure 4. 13 : Productions journalières (mois de Mars).....	148
Figure 4. 14 : Les générateurs en fonctionnement	148
Figure 4. 15 Taux de charge vs consommation spécifique	149
Figure 4. 16 : Taux de pénétration horaire du champ PV	149

Figure 4. 17 : Productions électriques d'un jour-type	150
Figure 4. 18 : Les générateurs Diesel en fonctionnement	150
Figure 4. 19 : Taux de charge vs consommation spécifique	151
Figure 4. 20 : Taux de pénétration PV	151
Figure 4. 21 : Productions journalières (mois de Mars).....	152
Figure 4. 22 : Les générateurs en fonctionnement	152
Figure 4. 23 : Taux de charge Vs consommation spécifique	153
Figure 4. 24 : Taux de pénétration PV	153

Liste des tableaux

Tableau 1. 1 : Agrégats régionaux d'accès à l'électricité, 2012 [12]	9
Tableau 1. 2 : Classification des puissances des groupes électrogènes	13
Tableau 1. 3 : Forces/faiblesses des technologies d'électrification rurale.....	37
Tableau 1. 4 : Les freins/barrières à l'électrification rurale.....	39
Table 1: Results for (ρ) = 0.28 k€/kWh. CI, CM, CO and CR stand respectively for Initial Investment, Maintenance costs, Operating costs and Replacement costs.....	68
Tableau 3. 1 : Paramètres techniques d'optimisation	93
Tableau 3. 2 : Paramètres économiques d'optimisation:	93
Tableau 3. 3 : Les systèmes optimaux obtenus	95
Tableau 3. 4 : Les coûts des systèmes optimaux obtenus	103
Tableau 3. 5 : Données économiques du système à générateurs identiques	108
Tableau 3. 6 : Données économiques du système à générateurs différents	108
Tableau 3. 7 : Résultats obtenus de HOMER.....	110
Tableau 3. 8 : Détails des coûts après simulation	111
Tableau 3. 9 : Résultats globaux pour $\rho = 28 \text{ c€/kWh}$	120
Tableau 4. 1 : Coûts des sources d'énergie dans la localité de Bilgo [3]	125
Tableau 4. 2 : Centrale PV/Diesel du projet "Flexy-Energy" en cours d'installation à Bilgo.	128
Tableau 4. 3 : Coûts d'acquisition des composants de la centrale PV/Diesel de Bilgo.....	135
Tableau 4. 4 : Résultats de l'évaluation de la centrale PV/Diesel de Bilgo.....	136
Tableau 4. 5 : Systèmes optimaux obtenus	138
Tableau 4. 6 : Résultats généraux d'optimisation d'un système PV/Diesel pour la localité de Bilgo	140

Nomenclature pour chapitre 2

C	Annual cost (expense)	(€/y)
CBC	Conventional Benefit/Cost ratio	(-)
CF	Annual cash flow	(€/y)
CI	Investment cost	(€)
CM	Maintenance cost	(€)
CO	Operating Cost	(€)
CPB	Conventional Payback	(y)
CR	Replacement cost	(€)
CV	Capitalized Value	(€)
DPB	Discounted Payback	(y)
DPIR	Discounted Profit-to-Investment ratio	(-)
e	Inflation rate (external discount rate)	(%/y)
ERR	External Rate of Return	(%/y)
I	Annual incomes	(€/y)
i	Nominal discount rate	(%/y)
i_r	Real discount rate	(%/y)
IRR	Internal Rate of Return	(%/y)
LCC	Life Cycle Cost	(€)
LCOE	Levelized Cost of Energy	(€/kWh)
LSR	Lorie-Salvage B/C Ratio	(-)
M	Economic criterion	(criterion unit)
n	Project lifespan	(y)
N	Number of the operating days per year	(day/y)
NAV	Net Annualized Value	(€)
NFV	Net Future Value	(€)
NPV	Net Present Value	(€)
P	Project	(-)
p	Period for periodic cost	(y)
PI	Profitability Index	(-)
PWD_f	Present Worth Discount factor	(-)
q	Number of physical variables	(-)

ρ	Electricity tariff	(€/kWh)
S	Salvage Value	(€)
t	Time	(h)
\mathbf{u}	Physical variables (vector of size q)	(variable units)
UCR_f	Uniform Capital Recovery factor	(-)
$USCA_f$	Compound Amount Uniform Series factor	(-)
US_f	Uniform Series (present worth) factor	(-)
W	Electrical energy	(kWh)
\dot{W}	Total electrical power	(kW)
\dot{w}	Unit power	(kW)

Indices

D	Diesel generator
inv	inverter
j	year j
max	maximum
min	minimum
opt	optimal
$peak$	Peak PV power
ref	reference

Superscript

*	optimal solution or root of equation
---	--------------------------------------

Nomenclature

A	La surface totale du champ photovoltaïque	m^2
i	taux d'actualisation nominale	%
i_r	taux d'actualisation réel	%
i'	taux d'actualisation ajusté pour les cashflows non courants	%
a_i	1er paramètre statistique d'acquisition d'un composant i	€/kW
b_i	second paramètre statistique d'acquisition d'un composant i	(-)
c_f	prix du carburant	€/l
C_I	coût d'investissement total du système	€
C_M	coût annuel de maintenance du système	€
C_o	coût de fonctionnement total du système	€
C_R	coût de remplacement total du système	€
d_j	durée de vie du composant j du système	an
d'_j	durée de vie restante du composant j à la fin de vie du projet	an
e	taux d'inflation	%
f	consommation spécifique en carburant du générateur Diesel	l/kWh
\dot{f}	consommation horaire en carburant du générateur Diesel	l/h
f_1, f_2	paramètres de consommation en carburant des générateurs Diesel	l/kWh
F_{PV}	facteur de pertes sur le champ PV	%
I_g	irradiation globale	W/m ²
m_D	coefficient de maintenance des générateurs Diesel	€/l
m_{solar}	facteur de maintenance de champ solaire (champ PV et onduleurs)%	
n	durée de vie du projet	an
N	nombre de jours de fonctionnement par an du système	jour
N_D	nombre de générateurs Diesel	(-)
N_{inv}	nombre d'onduleurs	(-)

n_D	coefficient de maintenance de générateur Diesel	€/kWh
N_{on}	nombre de générateurs Diesel en fonctionnement	(-)
$N_{r,j}$	nombre de remplacements d'un composant j durant le projet.	(-)
PWD_f	facteur d'actualisation (Present Worth Discounted factor)	(-)
S	valeur résiduelle totale du système	€
\bar{T}	temps moyen de fonctionnement journalier des générateurs Diesel	h
T_{max}	temps de fonctionnement d'un générateur Diesel	h
UCR_f	facteur d'annualisation des cashflows (Uniform Capital Recovery factor)	
US_f	facteur d'actualisation des cashflows uniformes (uniform series present worth factor)	
W	quantité d'électricité produite par an	kWh
\dot{W}	puissance totale produite	kW
\dot{w}	puissance de chaque composant	kW
$\dot{w}_{D,j}$	puissance du $j^{ème}$ générateur Diesel	kW

Symboles grecs

Δt	pas de temps horaire	h
δ	taux de charge des générateurs Diesel	%
η_{inv}	rendement de l'onduleur	%
τ_j	état de fonctionnement du générateur Diesel j , binaire	

indices

D	générateur Diesel
inv	onduleur
m	module photovoltaïque
max	maximum
min	minimum
opt	optimal
ref	reference

PV	photovoltaïque
peak	crête (relatif à la puissance photovoltaïque)
t	temps
u	demande électrique utile

Abréviations

AC	Courant alternatif
CC	Courant continu
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GES	Gaz à effet de serre
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement.
INES	Institut National de l'Energie Solaire de France
2iE-K1	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement, campus K1

Annexes

Appendix 1: Net Present Value with constant cash flows (chap.2)

For a given project $P(I_j, C_j, S, n)$, except the cash flow for investment, cash flows could be the same for each year over the lifetime of the project, i.e. $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$.

We then have:

$$NPV(P, i_r) = CF_0 + \frac{CF}{1+i_r} + \frac{CF}{(1+i_r)^2} + \dots + \frac{CF}{(1+i_r)^n} + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (A1-1)$$

or

$$NPV(P, i_r) = CF_0 + \frac{CF}{1+i_r} \left[1 + \frac{1}{1+i_r} + \dots + \frac{1}{(1+i_r)^{n-1}} \right] + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (A1-2)$$

By classical calculus of the sum of a geometrical sequence, the expression of NPV for constant cash flows over the project lifetime is expressed by:

$$NPV(P, i_r) = CF_0 + CF \left(\frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r(1+i_r)^n} \right) + \frac{S}{(1+i_r)^n} = CF_0 + US_f(i_r, n).CF + PWD_f(i_r, n).S \quad (A1-3)$$

Appendix 2: Net Present Value with periodic cash flows (chap.2)

Let us consider a project P for which the annual cash flow CF occurs at period p during the project lifetime n , that is

$$CF_j = CF \text{ if } j = k.p \text{ and } CF_j = 0 \text{ otherwise}$$

with $k \leq K$ where K is the biggest positive integer such that $K.p \leq n$. For an inflation rate e , a nominal discount rate i and a real discount rate i_r assumed constant over the project lifetime, the NPV expression of the cash flow CF is obtained by:

$$NPV(P, i_r) = CF \left(\frac{1}{1+i_r} \right)^p + CF \left(\frac{1}{1+i_r} \right)^{2p} + CF \left(\frac{1}{1+i_r} \right)^{3p} + \dots + CF \left(\frac{1}{1+i_r} \right)^{Kp} + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (A2-1)$$

or

$$NPV(P, i_r) = CF \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^p + CF \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^{2p} + CF \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^{3p} + \dots + CF \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^{Kp} + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (A2-2)$$

To simplify this expression, let us divide the numerator and the denominator of each of its terms by $(1+e)^{p-1}$. It yields:

$$NPV(P, i_r) = CF \left[\frac{(1+e)}{\left(\frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} \right)} + \frac{(1+e)^2}{\left(\frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} \right)^2} + \dots + \frac{(1+e)^K}{\left(\frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} \right)^K} \right] + \frac{S}{(1+i_r)^n} \quad (A2-3)$$

or equivalently

$$\begin{aligned} NPV(P, i_r) &= CF \left[\frac{(1+e)}{B} + \frac{(1+e)^2}{B^2} + \dots + \frac{(1+e)^K}{B^K} \right] + \frac{S}{(1+i_r)^n} \\ &= \frac{(1+e).CF}{B} \left[\frac{B^K - (1+e)^K}{B - (1+e)} \right] + PWD_f(i_r, n).S \end{aligned} \quad (A2-4)$$

with $B = \frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} = 1+i_p$ where $i_p = \frac{(1+i)^p}{(1+e)^{p-1}} - 1$ is the adjusted discount rate for periodic cash flows of period p . For any cash flow of period $p = 1$ year, it is noticed that $i_p = i$.

Appendix 3: Net Future Value with constant cash flow (chap.2)

For a given project $P(I_j, C_j, S, n)$, except the cash flow for investment, cash flows could be the same for each year over the lifetime of the project, i.e. $CF_1 = CF_2 = \dots = CF_n = CF$. We then have :

$$NFV(P, i_r) = CF_0(1+i_r)^n + CF_1(1+i_r)^{n-1} + CF_1(1+i_r)^{n-2} + \dots + CF_n + S \quad (A3-1)$$

$$NFV(P, i_r) = CF_0(1+i_r)^n + CF \left((1+i_r)^{n-1} + (1+i_r)^{n-2} + \dots + 1 \right) + S \quad (A3-2)$$

and thus finally

$$\begin{aligned} NFV(P, i_r) &= CF_0(1+i_r)^n + CF \left(\frac{(1+i_r)^n - 1}{i_r} \right) + S \\ &= (1+i_r)^n . CF_0 + USCA_f(i_r, n).CF + S. \end{aligned} \quad (A3-3)$$

Appendix 4: Proofs of the DM-relations between economic criteria (chap.2)

Let us now prove any of the relations claimed in the DM-equivalence theorem. So let $P(I_j, C_j, S, n)$ be a project and i_r be the real discount rate. Let us first observe that the DM-equivalence is transitive, that is *if M_1 and M_2 are DM-equivalent criteria and M_2 and M_3 are DM-equivalent criteria too, then M_1 and M_3 are DM-equivalent criteria.*

- ✓ **Relation between NFV and NPV:** From the definitions (4) and (9) of NPV and NFV , one clearly has $NFV(P, i_r) = (1 + i_r)^n \cdot NPV(P, i_r)$ and thus, from property $DM-P1$, the criteria NFV and NPV are DM-equivalent.
- ✓ **Relation between NAV and NPV:** From the definitions (4) and (13) of NPV and NAV , one clearly has $NAV(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \cdot NPV(P, i_r)$ and thus, from property $DM-P1$, the criteria NAV and NPV are DM-equivalent.
- ✓ **Relation between CV and NPV:** From the definition (18), $CV(P, i_r) = i_r \cdot NPV(P, i_r)$ and thus, from property $DM-P1$, the criteria CV and NPV are DM-equivalent.
- ✓ **Relations between IRR and NPV:** From the definition (4) we can deduce that

$$\forall i_r, \quad \frac{\partial NPV(P, i_r)}{\partial i_r} = - \sum_{j=1}^n \frac{j \cdot CF_j}{(1 + i_r)^{j+1}} < 0 \quad (A4-1)$$

If all the cash flows CF_j are non- negative with at least one being positive and since they do not depend on any macroeconomics parameters (inflation and discount rate), then the function $NPV(P, i_r)$ is decreasing in the variable i_r . Thus, in this case

$$\begin{aligned} P \text{ is accepted for } IRR &\Leftrightarrow IRR \geq i_r \\ &\Leftrightarrow NPV(P, IRR(P)) \leq NPV(P, i_r) \\ &\Leftrightarrow 0 \leq NPV(P, i_r) \\ &\Leftrightarrow P \text{ is accepted for } NPV \end{aligned}$$

thus showing that IRR and NPV are DM-equivalent on the class of project such that all the cash flows CF_j are non negative with at least one being positive.

- ✓ **Relations between ERR and NPV**

According to definition (4) and (5) of NPV and NFV , one has

$$P \text{ is accepted for } ERR \Leftrightarrow ERR(P) \geq i_r$$

$$\Leftrightarrow \frac{I}{(1+ERR(P))^n} \leq \frac{I}{(1+i_r)^n}$$

which is also equivalent with

$$\frac{1}{(1+ERR(P))^n} NFV(P(CF_j^+), i_r) - NPV(P(CF_j^-), i_r) \leq \frac{1}{(1+i_r)^n} NFV(P(CF_j^+), i_r) - NPV(P(CF_j^-), i_r).$$

Now the DM-equivalence between *ERR* and *NPV* follows immediately since the last above inequality can be rewritten in an equivalent way $0 \leq NPV(P, i_r)$. Indeed, by definition of *ERR*,

$$\frac{I}{(1+ERR(P))^n} NFV(P(CF_j^+), i_r) - NPV(P(CF_j^-), i_r) = 0 \text{ and on the other hand one always}$$

$$\text{have } NPV(P, i_r) = \frac{I}{(1+i_r)^n} NFV(P(CF_j^+), i_r) - NPV(P(CF_j^-), i_r).$$

✓ *Relations between LSR and NPV*

According to definition (28), one has

$$P \text{ is accepted for } LSR \Leftrightarrow LSR(P, i_r) \geq 0$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} NPV(P, i_r) \geq 0 \\ C_0 - PWDf(i_r, n) \cdot S \geq 0 \end{cases} \quad \text{or} \quad \begin{cases} NPV(P, i_r) \leq 0 \\ C_0 - PWDf(i_r, n) \cdot S \leq 0 \end{cases}$$

But, according to the definition of discount factor, $0 < PWDf(i_r, n) < 1$ and since the salvage value *S* satisfies $S = k C_0$ with $0 \leq k < 1$, one has $C_0 - PWDf(i_r, n) \cdot S \geq 0$ and therefore, for any project *P* and any real discount rate i_r one has:

$$P \text{ is accepted for } LSR \Leftrightarrow LSR(P, i_r) \geq 0$$

$$\Leftrightarrow NPV(P, i_r) \geq 0$$

$$\Leftrightarrow P \text{ is accepted for } NPV$$

showing the criteria *LSR* and *NPV* are DM-equivalent.

✓ *Relations between PI and NPV*

The DM-equivalence between *PI* and *NPV* simply comes from definition (29):

$$P \text{ is accepted for } PI \Leftrightarrow PI(P, i_r) \geq 1$$

$$\Leftrightarrow NPV(P, i_r) + C_0 \geq C_0$$

$$\Leftrightarrow NPV(P, i_r) \geq 0$$

$$\Leftrightarrow P \text{ is accepted for } NPV$$

✓ **Relation between PI and DPI**

From definitions (25) and (29), one clearly has $PI(P, i_r) = DPI(P, i_r) + 1$ and thus

$$P \text{ is accepted for } DPI \Leftrightarrow DPI(P, i_r) \geq 1$$

$$\Rightarrow PI(P, i_r) \geq 1$$

$$\Rightarrow P \text{ is accepted for } PI$$

This shows that criterion *DPI* DM-implies criterion *PI*.

✓ **Relation between CBC and NPV**

From definition (27), we clearly have

$$P \text{ is accepted for } CBC \Leftrightarrow CBC(P, i_r) \geq 1$$

$$\Leftrightarrow NPV(P, i_r) \geq -PWD_f(i_r, n) \cdot S$$

but $PWD_f(i_r, n) > 0$ and thus the criteria *CBC* and *NPV* are DM-equivalent.

✓ **Relation between DPB and NPV**

From definition (35) and if all the annual cash flows are positive, using the notations introduced for *DPB* and the fact that $NPV(P(k), i_r)$ is an increasing function of k (since all the cash flows are assumed to be positive), we have

$$P \text{ is accepted for } DPB \Leftrightarrow DPB(P, i_r) \geq n$$

$$\Leftrightarrow NPV(P(DPB(P, i_r)), i_r) \leq NPV(P, i_r)$$

But the latter inequality implies that $NPV(P, i_r) \geq 0$ and thus that P is accepted for *NPV*. Conversely, let us now assume that P is accepted for *NPV*. It means that $NPV(P, i_r) \geq 0$. But since $DPV(P, i_r)$ is the smallest integer k such that $NPV(P(k), i_r) \geq 0$ and $NPV(P(k), i_r)$ is an increasing function of k , one immediately has that $DPB(P, i_r) \leq n$ and thus that P is accepted for *DPB*. As a consequence of both implications, the criteria *DPB* and *NPV* are DM-equivalent on the class of project such that all the cash flows are positive.

✓ **Relation between CPB and NPV**

The proof of the fact that, for project with positive cash flows, *CPB* DM-implies *NPV* follows the same lines as *DPB* DM-implies *NPV*. Indeed, if *P* is accepted for *CPB*, one has $CPB(P,i) \leq n$ which means, using the same arguments that for *DPB*, that $0 \leq NPV(P(CPB(P,i),i)) \leq NPV(P,i)$. Now since e is assumed to be non negative, one always has

$$NPV(P,i) = CF_0 + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1+i)^j} + \frac{S}{(1+i)^n} < CF_0 + \sum_{j=1}^n (1+e)^j \frac{CF_j}{(1+i)^j} + (1+e)^n \frac{S}{(1+i)^n} = NPV(P,i_r)$$

and thus finally $0 \leq NPV(P,i_r)$, showing that *P* is accepted for *NPV*. If $e = 0$ then the DM-equivalence between *CPB* and *NPV* comes from the equality $i_r = i$.

Appendix 5: Proofs of the OD-relations between economic criteria (chap.2)

Let us observe that, like for the DM-equivalence, the OD-equivalence is a transitive relation.

✓ **Relation between NPV and NAV, NFV and CV**

The OD-equivalence between *NPV*, *NAV*, *NFV* and *CV* follows the same lines as the corresponding proofs of DM-equivalence (see Appendix 4), but invoking Property *OD-PI*.

✓ **Relation between LCC and NPV**

Definition (4) can be rewritten

$$NPV(P(\mathbf{u}),i_r) = \sum_{j=0}^n \frac{CF_j(\mathbf{u})}{(1+i_r)^j} + \frac{S}{(1+i_r)^n} = \sum_{j=1}^n \frac{I_j(\mathbf{u})}{(1+i_r)^j} - \sum_{j=0}^n \frac{C_j(\mathbf{u})}{(1+i_r)^j} + \frac{S}{(1+i_r)^n}$$

Now if the annual incomes $I_j(\mathbf{u})$ of the project do not depend neither on the years nor on the physical variable \mathbf{u} , that is, for any \mathbf{u} , $I_1(\mathbf{u}) = I_2(\mathbf{u}) = \dots = I_n(\mathbf{u}) = I$ then, the formula for *NPV* becomes

$$\begin{aligned}
 NPV(P(\mathbf{u}), i_r) &= US_f(i_r, n).I - \left[\sum_{j=0}^n \frac{C_j(\mathbf{u})}{(1+i_r)^j} - PWD_f(i_r, n).S(\mathbf{u}) \right] \\
 &= US_f(i_r, n).I - LCC(P(\mathbf{u}), i_r).
 \end{aligned}$$

Now the OD-equivalence of criteria NPV and $(-LCC)$ simply follows from application of properties $OD-P3$ and $OD-P4$.

✓ *Relations between LCC and LCOE*

According to equation (31), if the annual production $W_j(\mathbf{u})$ do not depend neither on the year nor on the physical variable \mathbf{u} , that is $W_1(\mathbf{u}) = \dots = W_n(\mathbf{u}) = W$ then one has

$$LCOE(P(\mathbf{u}), i_r) = \frac{LCC(P(\mathbf{u}), i_r)}{US_f(i_r, n).W}$$

and thus the OD-equivalence of criteria $LCOE$ and LCC can be deduced from Property $OD-P1$.

✓ *Relations between LCOE and NPV*

The OD-equivalence between $(-LCOE)$ and NPV is a simple consequence, by transitivity, of the OD-equivalence between NPV and $(-LCC)$ together with the OD-equivalence between LCC and $LCOE$.

✓ *Relations between NPV and PI-DPI*

From formula (25) and (29), the OD-equivalence of criteria NPV , DPI and PI are direct consequences of Properties $OD-P1$ and $OD-P3$, providing that the initial investment C_0 does not depend on the physical variable \mathbf{u} .

✓ *Relations between NPV and LSR-CBC*

Let $P(\mathbf{u})$ be a project such that C_0 and S do not depend on the physical variable \mathbf{u} . As observed previously, for any real discount rate i_r the discount factor satisfies $0 \leq PWD_f(P(\mathbf{u}), i_r) \leq 1$ and thus, since $0 \leq S \leq C_0$ then $C_0 - PWD_f(P(\mathbf{u}), i_r) \cdot S$ is a positive real not depending on the physical variable \mathbf{u} and therefore the OD-equivalence of criteria NPV, LSR and CBC can be deduced from properties OD-P1 and OD-P3.

Appendix 6: Proofs of the RK-relations between economic criteria (chap.2)

The RK-equivalences between NPV , NFV , NAV and CV can be deduced directly from the use of the properties $RK-P1$ and $RK-P2$, together with the equations

$$NFV(P, i_r) = (1 + i_r)^n \cdot NPV(P, i_r),$$

$$NAV(P, i_r) = UCR_f(i_r, n) \cdot NPV(P, i_r)$$

and definitions of DPI and PI .

Appendix 7: economical conversion factors (chap.2)

	Present value	Future value	Annualized value
Present value	1	$PWD_f(i, n) = \frac{1}{(1+i)^n}$	$US_f(i, n) = \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$
Future value	$SCA_f(i, n) = (1+i)^n$	1	$USCA_f(i, n) = \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right)$
Annualized value	$UCR_f(i, n) = \left(\frac{i_r(1+i_r)^n}{(1+i_r)^n - 1} \right)$	$SF_f(i, n) = \left(\frac{i_r}{(1+i_r)^n - 1} \right)$	1

Annexe 8: gestion de plusieurs générateurs Diesel (chap.3)

Considérons un ensemble de 3 générateurs Diesel de puissances respectives 100 kW, 50 kW et 30 kW. Le vecteur \dot{W}_{\max} s'écrit (équation 3.22):

$$\dot{W}_{\max} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 100 \\ 50 \\ 30 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 80 \\ 100 \\ 130 \\ 150 \\ 180 \end{pmatrix}$$

Si $\dot{W}_D(t) = 75$ kW, la configuration (3 = [0 1 1]) est sélectionné parce qu'il a le plus petit élément du vecteur \dot{W}_{\max} . De même, si $\dot{W}_D(t) = 125$ kW, la configuration 5 = [1 0 1] est sélectionnée. Le tableau suivant donne une configuration optimale pour divers demandes en puissance et les taux de charges appliqués

$\dot{W}_D(t)$ (kW)	20	60	100	140	180
k_{opt}	4	6	1	3	7
$\tau(k_{opt})$	[1 0 0]	[1 1 0]	[0 0 1]	[0 1 1]	[1 1 1]
$\dot{W}_{\max}(k_{opt})$ (kW)	30	80	100	150	180
δ_1 (30 kW)	0,67	0,75	0	0	1,00
δ_2 (50 kW)	0	0,75	0	0,93	1,00
δ_3 (100 kW)	0	0	1,00	0,93	1,00

Annexe 9: Détermination des coefficients des moindres carrés (chap. 4)

L'objectif est d'obtenir un modèle de coûts d'investissement pour chacun des composants du système PV/Diesel (PV, onduleurs, générateurs Diesel)

Pour chaque composant du système, le coût d'investissement spécifique (€/kW) peut s'exprimer en fonction de la puissance du composant en kW par la relation

$$c_i = a \dot{w}^{-b} \text{ (€/ kW)} \quad (\text{A9-1})$$

Sur le marché de la région, supposons qu'une enquête de terrain permette de recenser un nombre m de données $(c_{1,i}, \dot{w}_i)_{1 \leq i \leq m}$. Il s'agit donc de retrouver à travers la régression en équation (B-1), les paramètres (a, b) qui reproduisent 'au mieux' les données recensées sur le marché : on parle ainsi d'ajustement par la méthode des moindres carrés.

Le principe des moindres carrés consiste à trouver les paramètres (a, b) qui minimisent la somme des écarts quadratiques entre les données du marché et un modèle de régression.

$$\text{C'est-à-dire } \text{Min}(S) \text{ tel que } S = \sum_1^m (c_{1,i} - (a\dot{w}_i^{-b}))^2 \quad (\text{A9-2})$$

Tableau des coefficients des fonctions coûts des composants PV, onduleurs et générateurs Diesel correspond à un échantillon recensé au Burkina Faso, ville de Ouagadougou.

	Plage de puissance (\dot{w})	Coefficients	
		a	b
Module PV	100 Wc - 320 Wc	1500	0,03
Générateur Diesel	8 kW – 160 kW	2600	0,43
Onduleur	100 W-20.000 W	457	0,23

Résumé

Le développement des systèmes énergétiques renouvelables et/ou conventionnels pour l'alimentation des zones décentralisées est confronté à de multiples barrières techniques, institutionnelles, socioculturelles et surtout financières. La solution défendue dans cette thèse est de rechercher des approches pour concevoir des systèmes durables et rentables, conditions requises pour le développement de l'électrification rurale par le secteur privé. L'analyse des différents critères économiques permet tout d'abord de définir plusieurs types d'équivalence entre critères économiques : équivalence décisionnelle, équivalence pour le dimensionnement optimal et équivalence pour le classement des solutions techniques. Cette première étude permet de démontrer que les 3 critères économiques habituellement utilisés (le LCOE, le taux de rentabilité interne, et le temps de retour sur investissement) aboutiront à des solutions techniques optimales différentes. Un modèle technico-économique est alors développé pour les systèmes hybrides PV/Diesel sans batteries de stockage en site isolé. Une application au site 2iE-K1 (Ouagadougou) permet de valider la conformité des modèles par comparaison au logiciel HOMER. On montre que les critères de taux de rentabilité interne maximum ou de temps de retour sur investissement minimum limitent l'investissement et le montant de la dette maximale. Plusieurs solutions optimales, dépendant du critère économique considéré, sont alors proposées pour un cas d'application réel : l'électrification de la localité rurale de Bilgo. Le travail réalisé au cours de cette thèse se situe donc dans la branche des outils de dimensionnement optimal et d'optimisation technico-économique des systèmes de production décentralisée d'énergie.

Mots clés : Electrification rurale, photovoltaïque, Diesel, modélisation, optimisation, critères économiques, rentabilité, investissement, système hybride, dimensionnement.

Abstract

The development of renewable and / or conventional energy systems for power supply to decentralized areas faces many technical, institutional, socio-cultural and financial barriers. The solution recommended in this thesis is to look for approaches to design sustainable and cost-effective systems for the development of rural electrification by the private sector. An analysis of various economic criteria allows first to define several types of equivalence inter-linking them: equivalence for investment decision, equivalence for the optimal sizing and equivalence for ranking technical solutions. This first study shows that the three economic criteria usually used (levelized cost of energy, internal rate of return and discounted payback period) lead to different optimal technical solutions. A techno-economic model is then developed for off-grid batteryless PV/Diesel hybrid systems. An application to 2iE-K1 campus (Ouagadougou) has been done to validate the compliance of models compared to HOMER software. It shows that the maximum internal rate of return criteria or minimum discounted payback period criteria reduces the initial investment and the amount of the maximum debt. Several optimal solutions are then obtained, depending on economic criteria under consideration. The electrification of the rural community of Bilgo has been chosen for a real case study. The work carried out, through this thesis, could be classified in the category of optimal design and techno-economic optimization tools for off-grid energy production systems.

Keywords: Rural electrification, photovoltaic, Diesel, modeling, optimization, economic criteria, profitability, investment, hybrid system, sizing.