



**INSTITUT INTERNATIONAL D'INGÉNIERIE DE L'EAU ET DE
L'ENVIRONNEMENT**

THÈSE

pour obtenir le grade de

**DOCTEUR EN SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE L'EAU, DE L'ÉNERGIE ET
DE L'ENVIRONNEMENT**

Spécialité : ÉNERGIE

présentée et soutenue publiquement

par

Amidou Singho BOLY

Le 29 avril 2022

Réf : 2iE/2022-02

**Expérimentation et optimisation des centrales hybrides
PV/groupe électrogènes pour une production décentralisée
durable d'électricité : cas de la centrale Flexy-energy de Bilgo au
Burkina Faso**

Jury

M. Seibou BOUREIMA, Professeur Titulaire, École des Mines de l'industrie et de la Géologie, Niger, Examineur
M. Issakha YOUM, Professeur Titulaire, Université Cheikh Anta Diop, Sénégal, Examineur
M. Daniel YAMEGUEU NGUEWO, Maître de Conférences CAMES, Institut 2iE, Burkina Faso, Examineur
M. Zacharie KOALAGA, Professeur Titulaire, Université Joseph KI-ZERBO, Burkina Faso, Rapporteur
M. René TCHINDA, Professeur Titulaire, Université de Dschang, Cameroun, Rapporteur
M. Yezouma COULIBALY, Maître de Conférences CAMES, Institut 2iE, Burkina Faso, Directeur de Thèse

Laboratoire Energies Renouvelables et Efficacité Énergétique (LabEREE), 2iE

DÉDICACES

Je dédie ces travaux à ma défunte mère, à mon père et ma seconde mère.

Je dédie aussi ces travaux à mon épouse, à mes frères et sœurs ainsi qu'à l'ensemble de ma famille pour leur soutien inconditionnel et leur amour.

Remerciements

Ces travaux de thèse ont été conduits dans le Laboratoire Énergie Renouvelable et Efficacité Énergétique à 2ie, sous la direction de monsieur Yezouma COULIBALY et l'encadrement de monsieur Daniel YAMEGUEU NGWEO. À tous deux, je tiens à adresser mes remerciements les plus sincères pour leur accompagnement scientifique, leur patience, et surtout leur grande disponibilité à mes sollicitations.

Mes remerciements à la DAAD (Deutscher Akademischer Austauschdienst) pour son soutien financier à travers son programme de bourse (In region 2iE numéro 57313342), qui a rendu possibles ces travaux.

Je remercie également, madame Marie SAWADOGO et toute l'équipe du laboratoire Énergie Renouvelable et Efficacité Énergétique pour l'expérience enrichissante et pleine d'intérêt qu'ils m'ont fait partager durant mon passage au sein du laboratoire.

Je tiens à remercier plus particulièrement, monsieur Moussa SORO et à lui témoigner toute ma reconnaissance pour mes stages de master 1 et master 2 effectués en Laboratoire. Ces premières expériences en recherche ont certainement été les éléments précurseurs qui ont nourri en moi l'envie de réaliser une thèse de doctorat.

Mes remerciements à monsieur Igor OUEDRAOGO, responsable de l'école doctorale auprès de qui j'ai pu bénéficier de conseils et d'accompagnement administratif.

Mes remerciements les plus sincères à messieurs Seibou BOUREIMA, Issakha YOUM, Zacharie KOALAGA et René TCHINDA pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse.

Ma reconnaissance à l'institut International d'Ingénierie de L'Eau et de l'Environnement pour sa contribution dans les domaines de l'enseignement et la recherche scientifique en Afrique.

Je ne saurais terminer sans une pensée pour mes amis, ceux-là qui ont partagé mon quotidien entre travail et moment de détente : Aboubakar GOMNA et Neya Ibrahim.

Résumé

L'optimisation des systèmes énergétiques est une quête permanente en vue de l'obtention du coût de l'électricité le plus bas possible. Dans cette quête, les stratégies de gestion d'énergie jouent un rôle très important du fait qu'elles impactent directement les coûts d'opération et de maintenance des centrales électriques.

Ces travaux ont été initiés dans le cadre du développement d'un concept de centrale hybride photovoltaïque/ groupes électrogènes dénommée Flexy-energy. La thématique principale abordée est l'expérimentation, le suivi et l'optimisation de la centrale Flexy-energy de Bilgo au Burkina Faso.

La première étape des travaux a permis d'aborder les généralités sur les systèmes hybrides et mettre en évidence l'importance des stratégies de gestion d'énergie.

Dans la seconde étape, des expérimentations ont été conduites sur la centrale Flexy-energy de Bilgo. Il en résulte essentiellement quatre constats. En premier lieu, il a été mis en évidence que lorsque le facteur de puissance des charges électrique est compris entre $[0,8-1]$, la consommation en carburant des groupes électrogènes n'est pas impactée par le besoin en énergie réactive. De plus, la répartition des charges active et réactive dans un fonctionnement en parallèle de groupes électrogènes est proportionnelle aux puissances nominales des générateurs. Cependant, des phénomènes de pertes d'excitation peuvent subvenir lorsque les groupes électrogènes fonctionnent avec des facteurs de puissance très proche de 1. Les séries de tests ont aussi révélé que pour des systèmes hybrides (PV/ groupes électrogènes), des situations de fortes pénétrations solaires (avoisinant 100 %) peuvent être enregistrées avec des paramètres qualité du courant électrique dans les plages admises par les normes.

Dans la troisième partie des travaux, l'optimisation du fonctionnement des centrales Flexy-energy a été abordée en développant un outil de simulation des centrales Flexy-energy. Cet outil a par la suite servi à mettre en œuvre un paramètre d'optimisation dénommé plage opérative de fonctionnement (OpR). Les performances du concept Flexy-energy ont ainsi été comparées à celle des stratégies Load Following et Cycle Charging. Les résultats obtenus présentent un coût de l'électricité de 0,495 \$/kWh pour la stratégie Flexy-energy contre 0,540 \$/kWh et 0,539 \$/kWh respectivement pour les stratégies Load Following et Cycle Charging.

Dans la quatrième étape des travaux, une comparaison entre les résultats théoriques et expérimentaux a été réalisée. La conclusion qui en découle est que l'outil de simulation présente dans

les meilleures conditions des écarts relatifs (entre valeurs expérimentales et simulées) de 5 % pour les groupes électrogènes et 12 % pour les générateurs PV.

Mots clés : Électrification rurale ; systèmes hybrides, stratégies de gestion d'énergies ; Flexy-energy; Load Following, Cycle Charging.

Abstract

The optimisation of hybrid energy systems is an ongoing quest to obtain the lowest possible cost of electricity. Energy management strategies play a critical role in this quest as they directly impact power plants' operation and maintenance costs.

This work was initiated as part of developing a hybrid photovoltaic/Diesel power plant concept called Flexy-energy. The main theme addressed is the experimentation, monitoring and optimisation of the Flexy-energy power plant of BILGO.

The first step allowed to address the generalities of hybrid energy systems and also to show the importance of energy management strategies.

Experiments were carried out in the second part of the work. From this second step, four significant results were noticed. First, when the power factor of the electrical loads ranges between [0.8-1], the fuel consumption of the diesel generators was not impacted by the need for reactive energy. Moreover, the distribution of the active and reactive loads in a parallel mode is proportional to the rated powers of the diesel generators in operation. However, loss of excitation phenomena can occur when the diesel generators operate at power factors very close to 1. Finally, the series of tests also showed that for hybrid PV/Diesel systems, high renewable energy penetration (nearing around 100%) could occur with electrical quality parameters within the ranges allowed by the standards.

In the third part of the work, we addressed the optimisation of Flexy-energy power plants by developing a simulation tool. We then used this tool to implement an optimisation parameter called operating range of load ratios (OpR). The performance of the Flexy-energy concept was thus compared to the two strategies Load Following and Cycle Charging. The results obtained show an electricity cost of \$0.495/kWh for Flexy-energy, while the electricity cost for Load Following and Cycle Charging was \$0.540/kWh and \$0.539/kWh.

In the fourth stage of the work, a comparison between this study's theoretical and experimental results was carried out. The conclusion is that the simulation tool presents, under best conditions, a relative standard deviation (between observed and simulated values) of 5% for diesel generators and 12% for PV generators under the best conditions.

Keywords: Rural electrification; hybrid systems, Energy management strategies; Flexy-energy; Load Following, Cycle Charging.

Tables des matières

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
Chapitre 1 : Systèmes énergétiques hybrides : État de l’art	8
1.1 Introduction	8
1.2 Éléments constitutifs d’un système hybride	8
1.2.1 Les générateurs.....	9
1.2.2 Les convertisseurs	9
1.2.3 Les contrôleurs d’automatisme ou automates	9
1.2.4 Les charges électriques.....	10
1.2.5 Le stockage.....	10
1.3 Classification des systèmes hybrides.....	12
1.4 Structure des systèmes hybrides	13
1.4.1 Configuration série	13
1.4.2 Configuration parallèle en courant alternatif	14
1.4.4 Couplage mixte parallèle.....	16
1.5 Architecture des contrôleurs dans les systèmes hybrides.....	18
1.5.1 Configuration centralisée	18
1.5.2 Configuration décentralisée.....	18
1.5.3 Configuration hybride	19
1.6 Stratégies de gestion d’énergie et coût de l’électricité résultant	20
1.7 L’approche Flexy-energy	26
1.8 Conclusion	28
Chapitre 2 : Expérimentation de la centrale Flexy-energy de Bilgo	31
2.1. Introduction	31

2.2	Présentation de la centrale de Bilgo	32
2.3	Montage expérimental	36
2.3.1	Groupe électrogène seul.....	36
2.3.2	Multi-générateurs	36
2.3.3	Hybridation (groupes électrogènes /générateur photovoltaïque)	37
2.4	Instrumentation.....	37
2.5	Protocoles de tests	37
2.5.1	Groupe électrogène seul	37
2.5.2	Multi-générateurs	38
2.5.3	Hybridation (groupes électrogènes /générateurs photovoltaïques)	39
2.6	Variables et paramètres de calcul	40
2.7	Résultats expérimentaux.....	41
2.5.	Conclusion.....	55
Chapitre 3 : Modélisation et optimisation des centrales Flexy-energy		58
3.1.	Introduction	58
3.2.	Modélisation des composantes d'un système (PV/Groupes électrogènes)	58
3.2.1.	Générateur photovoltaïque	58
3.2.2.	Groupe électrogène	59
3.3	Modélisation économique.....	60
3.4.	Modélisation et optimisation des centrales « Flexy-energy ».....	60
3.4.1	Optimisation du fonctionnement de l'approche Flexy-energy.....	63
3.4.2	Outil de simulation des centrales Flexy-energy	64
3.5.	Implémentation des différentes stratégies de gestion d'énergie.....	66
3.5.1.	Cas d'étude	66
3.5.2.	Implémentation des stratégies « Load Following » et « Cycle Charging. »	69
3.5.3.	Implémentation de l'Approche « Flexy-energy ».....	70

3.6. Conclusion.....	80
Chapitre 4 : Analyse et discussions.....	82
4.1. Introduction	82
4.2. Méthodes et résultats expérimentaux	82
4.3. Confrontation des résultats théoriques et expérimentaux.....	84
4.4. Perspectives	93
4.5 Conclusion.....	93
RÉFÉRENCES.....	97
Webographie	102

Liste des figures

Figure 1 : Schéma fonctionnel d'un automate ou contrôleur d'automatisme	10
Figure 2 : Configuration série à courant continu.....	14
Figure 3 : Architecture parallèle bus à courant alternatif	15
Figure 4 : Architecture mixte commutée.....	15
Figure 5 : Architecture mixte parallèle.....	16
Figure 6 : Configuration centralisée [33]	18
Figure 7 : Configuration décentralisée [33]	19
Figure 8 : Configuration hybride[33]	19
Figure 9 Algorithme de la stratégie « Load Following ».....	22
Figure 10 Algorithme de la stratégie de Cycle Charging.....	23
Figure 11 : Localisation géographique de la centrale de Bilgo ; a) Carte du Burkina Faso avec la localisation de Bilgo ; b) Vue de dessus de la centrale ; c) Carte de la commune de Pabré et emplacement de la centrale Flexy-energy	28
Figure 12 : Les trois groupes électrogènes (70kVA)	33
Figure 13 : Champ Photovoltaïque de 30kWc.....	33
Figure 14 : Armoire de gestion de l'énergie	34
Figure 15 : Banc de charge RLC	34
Figure 16 : Synoptique de la centrale de Bilgo	35
Figure 17 : Groupe électrogène en situation de test	40
Figure 18 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 1 en carburant.....	42
Figure 19 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 2 en carburant.....	42
Figure 20 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 3 en carburant.....	43
Figure 21 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 1.....	44
Figure 22 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 2.....	44
Figure 23 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 3.....	45

Figure 24 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 1	46
Figure 25 : Débits massiques mutualisés GE n° 1.....	46
Figure 26 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 2.....	47
Figure 27 : Débits massiques mutualisés GE n° 2.....	47
Figure 28 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 3.....	48
Figure 29 : Débits massiques mutualisés GE n° 3.....	48
Figure 30 : Comparaison des rendements des groupes électrogènes	49
Figure 31 : (a) Répartition des charges actives ; (b) Répartition des charges réactives ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0,8.	50
Figure 32 : (a) Répartition des charges actives ; (b) Répartition des charges réactives ; (c) Profil de charge facteur de puissance 1.	50
Figure 33 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0.8	52
Figure 34 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0.9.	53
Figure 35 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 1.	53
Figure 36 : Satisfaction d'un profil de charge en fonctionnement hybride.....	54
Figure 37 : (a) Variation de tension ; (b) Taux de distorsion harmonique ; (c) Répartition des charges actives ; (d) Répartition des charges réactives ; (e) Puissance apparente.....	55
Figure 38 Algorithme Flexy_test	65
Figure 39 Algorithme de simulation des centrales Flexy-energy	66
Figure 40 : Synoptique de la centrale de Bilgo	67
Figure 41 : Irradiations moyennes journalières.....	67
Figure 42 : Profil de charge de la centrale de Bilgo.....	68
Figure 43 (a) Coûts actualisés de l'électricité pour la stratégie de Load Following, (b) Coût actualisé de l'électricité pour la stratégie de Cycle Charging	69
Figure 44 : Matrice de combinaison des groupes électrogènes.....	70

Figure 45 : Matrice de combinaison des Champs PV	71
Figure 46 : Matrice de croisement.....	71
Figure 47 : Coûts actualisés de l'électricité dans l'approche Flexy-energy	72
Figure 48 : Émissions de CO2 sous la stratégie Flexy-energy.....	72
Figure 49 : Résultats du 1er jour de référence (a) Profil de charge (b) Irradiation solaire (c) Répartition de charge dans le scénario [25-100] (d) Répartition de charge dans le scénario [80-100] (e) Comparaison des taux de charge dans les scénarios [25-100] et [80-100].....	75
Figure 50 : Statuts des générateurs électriques (a) scénario [25–100] (b) scénario [80–100] .	76
Figure 51 : Résultats du 2e jour de référence (a) Profil de charge (b) Irradiation solaire (c) Répartition de charge dans le scénario [25-100] (d) Répartition de charge dans le scénario [80-100] (e) Comparaison des taux de charge dans les scénarios [25-100] et [80-100]	77
Figure 52 : Statuts des générateurs électriques (a) scénario [25–100] (b) scénario [80–100] .	78
Figure 53 Profil de puissance apparente et facteur de puissance de la centrale de Bilgo le 29/01/2019.....	83
Figure 54 Profil de puissance apparente et facteur de puissance de la centrale de Bilgo le 30/01/2019.....	83
Figure 55 : Résultats expérimentaux du 28 mai 2019 : Test n° 1.....	86
Figure 56 : Résultats simulés basés sur les tests du 28 Mai 2019 : Test n° 1.....	87
Figure 57 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du générateur GE3. Premier test.....	88
Figure 58 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV1. Premier test	89
Figure 59 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV3. Premier test	89
Figure 60 : Résultats expérimentaux du 28 mai 2019 : Test n° 2.....	90
Figure 61 : Résultats simulés basés sur les tests du 28 mai 2019 : Test n° 2.....	90
Figure 62 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de GE3. Test n° 2.....	91

Figure 63 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV1. Tets n° 2	
.....	91
Figure 64 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV3. Tets n° 2	
.....	92

Liste des tableaux

Tableau 1 : Matrice des systèmes isolés pour l'électrification rurale [10].....	4
Tableau 2 : Coût de différentes sources d'énergie à Bilgo avant l'installation de la centrale Flexy-energy.....	5
Tableau 3 : Comparaison des technologies de stockages d'énergies [18]–[24].....	11
Tableau 4 : Comparaison des différentes structures de systèmes hybrides [28], [30]–[32].....	17
Tableau 5 : Matrice de combinaison groupes électrogènes.....	61
Tableau 6 : Matrice de combinaison Champs photovoltaïques.....	61
Tableau 7 : Matrice de croisements.....	62
Tableau 8 : Paramètres de simulation	68
Tableau 9 : Autres paramètres de simulation	69

Liste des annexes

Annexe A	Fiches techniques de quelques équipements	104
Annexe B	Quelques résultats expérimentaux.....	109
Annexe C	Comparaison entre les résultats expérimentaux et simulés sur le plan de la température des modules	110
Annexe D:	Schémas de montage.....	111

Nomenclature

	Description	Unité
C_{an}	Coût annualisé total	\$/an
C_{Net}	Valeur actuelle nette	\$
CRF	Facteur de recouvrement du capital	
C_s	Consommation spécifique	kg/kWh
D_f	Facteur de déclassement.	
$d_m (Charge)$	Débit massique pour un taux de charge donné	g/s
$E_{électrique}$	Énergie électrique	1 kWh
F	Consommation horaire de carburant	L. h ⁻¹
F_0	Consommation à vide du groupe électrogène	L.h ⁻¹ .kW ⁻¹
F_1	Pente de la courbe de consommation horaire	L.h ⁻¹ .kW ⁻¹)
G_T	Irradiation solaire globale	kW.m ⁻²
i	Taux d'actualisation	%
k	Nombre de scénarios pouvant être réalisés avec les groupes électrogènes	
$LCOE$	Coût actualisé de l'énergie	\$/kWh
m_f	Masse finale de carburant	g
m_i	Masse initiale de carburant	g
n	Durée de vie du projet	ans
P_c	Puissance crête du générateur photovoltaïque	kW _c
PCI	Pouvoir calorifique inférieur du Diesel	43,8 MJ/kg
P_{DG}	Puissance nominale du groupe électrogène	kW
P_{gen}	Puissance instantanée du groupe électrogène	kW
P_{PV}	Puissance instantanée du champ photovoltaïque	kW
P_{sort_ond}	Puissance en sortie des onduleurs	kW
q	Nombre de scénarios pouvant être réalisé avec les différents champs photovoltaïques	
$Scenario SD_k$	Scénario de combinaison de groupe électrogène	
$S_{demande}$	Puissance apparente de la charge électrique	kVA
S_{GD}	Puissance apparente du groupe électrogène	kVA
$Scenario SP_q$	Scénario de combinaison des générateurs photovoltaïques	
$Taux_{charge_DG}$	Taux de charge du groupe électrogène	%
T_{cell}	Température de jonction des cellules photovoltaïques	°C
t_{charge}	Durée du profil de charge	s
t_{v1}	Temps de fonctionnement à vide au démarrage	s

t_{v2}	Temps à vide, à l'arrêt	s
$Taux_{charge_DG}$	Taux de charge du groupe électrogène	%

Lettres grecques

α	Coefficient de déclassement en température des modules photovoltaïques	%/°C
η_{ond}	Rendement de l'onduleur	%

Glossaire

Abréviation	Signification
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
CA	Courant alternatif
CAPP	Central African Power Pool
CC	Courant continu
COMELEC	Comité Maghrébin de l'Électricité
EAPP	Eastern Africa Power Pool
ED	Évolution différentielle
GAMS	General Algebraic Modeling System
GE	Groupe électrogène
LaBEREE	Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OpR	Operating rage of load ratio/Plage opérative de fonctionnement
PV	Photovoltaïque
RLC	Résistif, inductif et capacitif
SAPP	Southern African Power Pool
SH	Systèmes hybrides
SHER	Systèmes hybrides d'énergies renouvelables
TSE	Technologies de stockage d'énergie
WAPP	West African Power Pool

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le continent africain connaît de manière globale une croissance importante de sa démographie. Sa population, qui était estimée à un milliard cent quatre-vingt-six millions d'habitants en 2015 [1], est passée à un milliard deux cent quatre-vingt-treize millions d'habitants en 2019 [2]. Cette tendance pourrait se maintenir comme le montrent les projections réalisées par l'Organisation des Nations Unies. Selon cette dernière, la population africaine aura doublé d'ici 2050. Une si grande évolution démographique nécessite de la part des États une prospective constante et de l'anticipation dans tous les domaines. En raison de son importance pour le développement économique et l'amélioration des conditions de vies des populations, l'accès à l'électricité ne fait pas exception à ce besoin de perspectives.

Ce secteur n'a pas connu un développement homogène sur l'ensemble du continent. En effet, suivant les espaces géographiques, deux grandes tendances se dégagent.

L'Afrique du Nord présente la situation la plus reluisante, elle a atteint depuis 2018 un accès universel à l'électricité [3].

L'Afrique subsaharienne quant à elle est la moins avancée. Bien que des pays tels que l'Afrique du Sud, le Gabon, le Cap-Vert, les Seychelles et la République de Maurice fassent exceptions, le taux d'accès à l'électricité dans cette partie du continent était de 48 % en 2019 [4].

Les difficultés d'accès à l'électricité dans le contexte subsaharien s'expliquent principalement par :

- les insuffisances en matière d'infrastructures de production et de transport;
- le manque d'investissements conséquents;
- la faible implication du secteur privé.

Bien qu'un fort contraste existe entre l'Afrique du Nord et l'Afrique Subsaharienne, des synergies d'actions dans le secteur électrique existent entre ces parties du continent. Deux exemples illustrent assez bien cette collaboration. Le premier est l'existence d'un marché intra-africain de l'énergie [3] entre les cinq pools électriques du continent (EAPP, CAPP, SAPP, WAPP, COMELEC). Le second est l'existence de politiques communes de développement du secteur électrique, comme celles développées dans l'Agenda 2063 de la commission de l'Union

africaine. Pour dérouler cet agenda, le continent jouit de ressources importantes et encore peu exploitées. Parmi ses ressources :

- **l'énergie solaire**, avec une irradiation solaire globale moyenne d'environ 5 kWh/m²/jour. Seulement 1 % (soit 5 GW) du potentiel solaire photovoltaïque est exploité[3] ;
- **l'hydroélectricité**, avec une capacité installée à travers le continent de 35 GW [3]. Le potentiel hydroélectrique reste encore peu exploité. En témoigne le seul potentiel de la République Démocratique du Congo estimé à 100 GW [3] ;
- **l'éolien**, avec un potentiel estimé à plus de 59 TW [5];
- un potentiel **géothermique** qui est estimé à plus de 15 GW [3] ;
- des **réserves de pétrole** représentant 9,5 % des réserves mondiales[6] ;
- une **biomasse** importante.

Situé au cœur de l'Afrique de l'Ouest, le Burkina Faso est un pays enclavé de 274 200 km². À l'instar des autres pays subsahariens, le pays fait face au défi d'apporter l'électricité à toute sa population, mais peine dans sa tâche. La proportion de la population ayant accès à l'électricité à l'échelle du pays était de 22 % [4] en 2019. Outre ce faible taux d'électrification, seulement 2 % [7] de la population rurale avait accès à l'électricité en 2019 contre 69 % [7] pour la population urbaine. Considérant la proportion de la population vivant en zone rurale (70,6 % [8]), il conviendrait que les stratégies employées pour l'électrification prennent en compte la particularité des sites isolés.

Quelle approche d'électrification est alors la plus appropriée ?

Pendant longtemps, cette problématique a constitué une question épineuse pour les décideurs en Afrique subsaharienne, la difficulté majeure étant la pertinence économique des projets d'électrification de façon générale. La méthode qui prévalait alors de manière quasi exclusive était l'extension du réseau.

Cette approche de l'électrification a depuis quelque temps montré ses limites, en ce sens qu'elle se révèle bien souvent coûteuse pour les zones éloignées du réseau ou n'ayant pas une densité de population suffisante. Le gain en compétitivité des sources d'énergies renouvelables a permis de faire évoluer les lignes. En plus de l'extension du réseau, plusieurs options d'électrification sont depuis quelque temps mis en œuvre dans les zones rurales et périurbaines. Parmi elles :

- **Les systèmes autonomes**

Les systèmes autonomes sont des installations indépendantes du réseau électrique, satisfaisant entièrement les besoins de l'utilisateur. Ils peuvent être alimentés par des groupes électrogènes ou des sources d'énergies renouvelables. Dans la majeure partie des cas, lorsque le système autonome est à base d'énergies renouvelables, il est associé à une technologie de stockage d'énergie.

- **Les mini réseaux**

Les mini réseaux sont des circuits de distribution électriques à l'échelle du cas d'application. Il leur est fait recours pour des applications intégrant plusieurs utilisateurs. Les mini réseaux peuvent être associés à des **systèmes hybrides**¹ d'énergies.

Le tableau 1 présente la matrice des systèmes isolés pour l'électrification, elle est tirée des travaux de Stefano Mandelli et al. [10].

¹ Les systèmes hybrides sont des mécanismes utilisant plusieurs sources d'énergie interconnectées pour la production d'une énergie synchronisée[9]

Tableau 1 : Matrice des systèmes isolés pour l'électrification rurale [10]

Matrice des systèmes isolés	Décentralisé		Distribué
	Systèmes autonomes	Mini Réseau	Systèmes hybrides avec mini réseau
Utilisation de l'énergie en milieu rural			
Besoins domestiques élémentaires	Installation domestique	Systèmes incluant un réseau de distribution	Systèmes incluant un réseau de distribution
Besoins communautaires	Installation communautaire		
Utilisation productive	Installation industrielle		
Nombre d'utilisateurs	Unique	Multiple	Unique ou multiple
Source d'énergie	Unique		Multiple

Le Laboratoire Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique (LaBEREE) de l'institut 2iE, conscient de l'importance de l'accès à l'électricité pour le développement économique et social, a initié la présente thèse de doctorat pour apporter sa contribution dans ce secteur. Cette thèse s'inscrit plus précisément dans le développement d'un concept de centrale hybride dénommé Flexy-energy. Ce concept a été initié à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) afin de répondre aux défis en matière d'accès à l'électricité. Principalement destinée aux zones rurales et périurbaines, cette approche consiste en une hybridation de sources d'énergie combinée avec un mini réseau de distribution électrique. Ce concept a pour particularité qu'il préconise la suppression des technologies de stockage ou leur réduction à un simple stockage de gestion². Les présents travaux ont été menés sur une centrale hybride dans le village de Bilgo au Burkina Faso. La localité de Bilgo est située dans la commune de Pabré qui fait partie de la province du Kadiogo dans la région du Centre. Le recensement général de la population de 2006 avait dénombré 2008 habitants, dont 1 076 femmes réparties dans 303 ménages. Près de 52 % de cette population, soit 1 038 habitants, avait moins de 15 ans.

Avant l'installation de la centrale de Bilgo, les principales sources d'énergie utilisées dans ce village étaient :

² Le stockage de gestion a pour but l'écrtage de la demande ou la gestion de l'intermittence des sources renouvelables dans un système.

Introduction générale

- des combustibles fossiles permettant d'alimenter des groupes électrogènes et des lampes ;
- des piles ;
- des batteries de recharge ;
- des bougies.

Le tableau 2 présente ces différentes sources ainsi que leurs prix d'achat.

Tableau 2 : Coût de différentes sources d'énergie à Bilgo avant l'installation de la centrale Flexy-energy [11]

Source d'énergie	Prix d'achat
Pétrole lampant	600 FCFA/litre
Gasoil	600 FCFA/litre
Essence	800 FCFA/litre
Grande pile	150 FCFA/unité
Petite pile	50 FCFA/unité
Recharge des batteries	400 FCFA/charge
Bougie	50 FCFA/unité.

On notait également quelques kits solaires pour l'alimentation de certains ménages.

L'objectif principal assigné à ces travaux de thèse est d'effectuer l'expérimentation, le suivi et l'optimisation d'une centrale hybride PV/groupe électrogène réalisée dans la localité de Bilgo. Ces expérimentations devraient permettre d'aboutir à des propositions d'optimisation permettant un meilleur fonctionnement de cette centrale.

Cet objectif principal se décline en deux objectifs spécifiques que sont :

- Instrumenter la centrale, afin de recueillir les informations pertinentes à l'analyse du système ;
- Évaluer les performances techniques, économiques et environnementales de la centrale.

Le présent document de thèse est subdivisé en quatre chapitres :

le premier porte sur l'État de l'art de façon générale. Il fait l'objet d'une revue de littérature sur les systèmes hybrides et sur les stratégies de gestion de l'énergie en particulier. Par ailleurs, le chapitre présente le concept Flexy-energy ;

le deuxième décrit la phase expérimentale des travaux. Les matériels et méthodes qui ont permis l'expérimentation de la centrale y sont présentés. De plus, les performances du système en fonctionnement sous différentes configurations (générateur seul, multigénérateur et hybride) sont analysées et commentées ;

le troisième aborde la modélisation et l'optimisation des centrales Flexy-energy, ainsi que la conception d'un outil de simulation des centrales Flexy-energy afin de permettre l'évaluation de leurs performances techniques, économiques et environnementales. En outre, ce chapitre a aussi été le lieu d'une étude comparative entre les trois stratégies de gestion : Flexy-energy, Load Following et Cycle Charging ;

le quatrième est consacré à l'analyse et la discussion des résultats obtenus au niveau des chapitres 2 et 3. Par ailleurs, les résultats expérimentaux y sont confrontés aux résultats de l'outil de simulation développé.

Chapitre 1 : Systèmes énergétiques hybrides : État de l'art

1.1 Introduction

Les *systèmes hybrides (SH)* et plus spécifiquement les *systèmes hybrides d’énergies renouvelables (SHER)* sont en passe de devenir les moyens privilégiés d’électrification en zones rurales, notamment en Afrique. **Les SHER** définissent tout système utilisant au moins deux sources d’énergie, dont l’une, au moins est d’origine renouvelable.

Le recours de plus en plus grandissant à ces méthodes d’électrification se fonde notamment sur de nombreux travaux et publications scientifiques [9], [12]–[16] ayant démontré la pertinence de ces systèmes pour les sites isolés. Le contexte subsaharien, caractérisé par une population majoritairement rurale et une forte disponibilité locale de la ressource énergétique renouvelable, est un terrain propice à l’usage de telles approches d’électrification.

Ce premier chapitre a pour objectif principal de présenter une revue de la littérature sur les systèmes hybrides décentralisés en général. Leurs structures, leurs classifications et leurs gestions de l’énergie sont entre autres les thématiques abordées. Par ailleurs, une revue de différentes approches de gestion d’énergie est présentée. Parmi ces approches, figure le concept « Flexy-energy », qui est une approche développée par les équipes de recherche de l’institut 2iE et sur laquelle nos travaux de recherche se sont particulièrement appesantis.

1.2 Éléments constitutifs d’un système hybride

La mise en commun de plusieurs générateurs d’énergie de technologies différentes est le critère fondamental de définition des systèmes hybrides. Cependant, ces systèmes ne se limitent pas qu’aux seuls générateurs. En effet, plusieurs autres composantes non moins importantes sont à prendre en compte parmi les éléments constitutifs d’un système hybride. Ainsi, les systèmes hybrides sont également constitués de : convertisseurs, automates, charges électriques et technologies de stockages d’énergie (optionnel).

1.2.1 Les générateurs

Les générateurs conventionnels ou à énergies renouvelables transforment toute forme d'énergie primaire ou secondaire en électricité. De par le monde, les groupes électrogènes sont l'une des technologies les plus sollicitées dans le contexte rural. Cela s'explique par le fait qu'il s'agit d'une technologie maîtrisée et largement éprouvée. Quant aux générateurs à sources renouvelables, leurs usages sont conditionnés par les potentialités in situ. Les principales technologies renouvelables employées aux fins d'électrification rurale sont : le solaire photovoltaïque, l'éolien, la micro-hydroélectricité et la biomasse.

1.2.2 Les convertisseurs

Les convertisseurs sont des assemblages de composants d'électroniques de puissances qui ont pour rôle de transformer le courant électrique en un format adapté à l'usage auquel il est destiné.

- le redresseur transforme le courant alternatif en courant continu ;
- l'onduleur transforme le courant continu en un courant alternatif ;
- le gradateur modifie l'amplitude de la tension d'un courant alternatif ;
- les hacheurs ou les régulateurs modifient l'amplitude de la tension d'un courant continu.

1.2.3 Les contrôleurs d'automatisme ou automates

Ils ont pour rôle de recueillir les informations³ grâce à des capteurs et d'en user pour mener des actions conformément à des règles préétablies et programmées. Dans les systèmes hybrides, les contrôleurs sont rattachés de manière spécifique à un ou plusieurs générateurs d'énergies ainsi qu'aux charges. Ils servent à l'implémentation des **stratégies de gestion d'énergie qui sont un ensemble de règles** qui régissent les flux d'énergie dans un système énergétique multisources. Le rôle des contrôleurs d'automatisme est donc central en matière d'optimisation des systèmes hybrides. Le schéma fonctionnel d'un contrôleur d'automatisme est présenté à la figure 1.

³ Les informations regroupent : les données météorologiques, les paramètres de fonctionnements des générateurs, la demande électrique, les paramètres qualité du courant électrique.

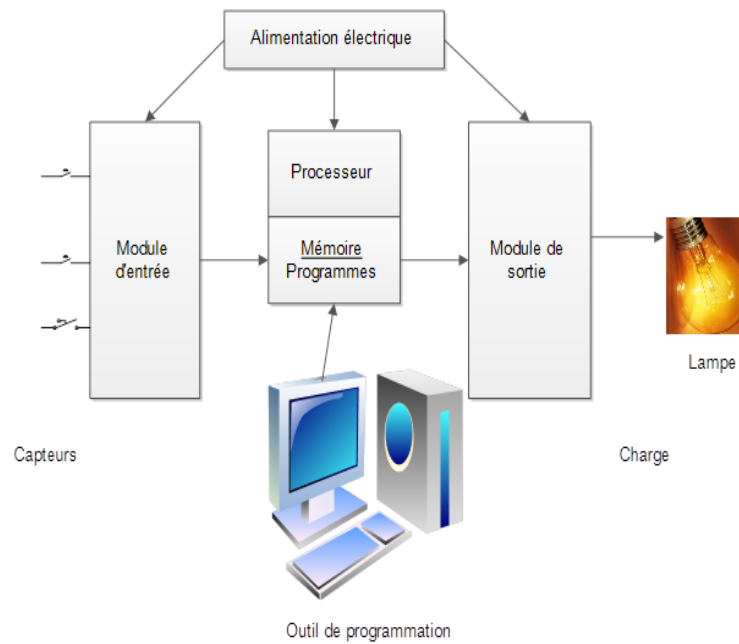


Figure 1 : Schéma fonctionnel d'un automate ou contrôleur d'automatisme

1.2.4 Les charges électriques

Les charges électriques sont l'ensemble des récepteurs électriques. Elles fonctionnent en courant continu (CC) ou en courant alternatif (CA). Leurs évaluations en bilans de puissance précis constituent un impératif dans le dimensionnement des systèmes hybrides. En fonction de la spécificité des charges électriques, celles-ci peuvent être classées par priorité et alimentées conséquemment. C'est ainsi qu'on peut avoir dans un système des charges prioritaires, des charges secondaires et des charges différables.

1.2.5 Le stockage

Son rôle est de stocker les excédents d'énergie électrique sous l'une des formes suivantes : chimiques, électrochimique, électriques, mécanique ou thermique. Cette énergie stockée est par la suite utilisée pour des besoins ultérieurs. Outre leur fonction d'accumulateurs d'énergies, les technologies de stockages d'énergies améliorent la stabilité de la production électrique ainsi que la qualité du courant dans le système. C'est pourquoi leurs usages sont fortement recommandés et sont parfois indispensables dans les systèmes intégrant des sources d'énergies renouvelables variables. [9], [17], [18]. Le tableau 3 présente une analyse comparative des différents technologies de stockages d'énergie.

Tableau 3 : Comparaison des technologies de stockage d'énergie [19]–[25]

Type de stockage		Puissance nominale MW	Densité de puissance kW/m ³	Densité énergétique Wh/l	Investissement US \$/kWh	Investissement US \$/kW	Temps de réponse	Taux d'auto décharge %/jours	Nombre de cycle	Durée de vie (années)	Rendement %	Impact environnemental
Chimique	Hydrogène	<50	0,2-20	750/250bar 2400/liquide	1.14 — 17.17 ^a	2288,94 – 7553,52 ^b	10 min	0,5-2	>1000	5-15	29-49	Faible
	Gaz naturel synthétisé	50— 1 000	0,2-2	1800 (200bar)	0.094 — 1.06 ^c	715.29- 8070,82 ^d	Sec-min	Négligeable	-	30	25-50	Dépend de l'énergie primaire ayant servi à l'électrolyse
Électrique	Super-condensateur	0,01-1	15— 4 500	1-35	100-94 000	100-800	<10 ms	0,46-40	10 000 — 1 000 000	5-20	65-90	Très faible
Electro chimique	Plomb	<70	10-400	25-90	50-1 100	175- 900	3-5ms	0,033-1,10	100— 2 000	3-20	63-90	Élevé
	Li ion	0,1-5	56,80-800	94-500	200-4 000	175-4 000	3-5ms	0,03-0,33	250— 10 000	2-20	70-90	Élevé/ Moyen
Mécanique	Air comprimé	100-300	0,4-10	0,4-20	1-140	400-2 250	3-10min	0	8 000 — 30 000	20-40	57-89	Moyen/ Faible
	Volant d'inertie	<20	40-2000	0,25-424	200— 150 000	30,28-700	>10ms	24-100	10 000-100 000	15-20	70-96	Très faible
	Hydraulique	100-5000	0,01-0,12	0,27-1,5	1-291	300-5 288	>3min	0	10 000 — 60 000	20-80	65-87	Élevé/ Moyen
Thermique	Chaleur latente	Basses températures 0-5 hautes températures 0-60	-	100-370	200-300	3-88,73	Secondes	0,5-1	-	20-40	75-90	Faible/ Incertain
	Chaleur sensible		-	25-120	2 500 — 7 900	0,04-50	Secondes	0,5	-	10-20	7-90	Très faible
	Thermochimique		-	300	-	10,90-137	Secondes	-	-	-	75-100	Faible/ Incertain

a= 1-15 €/kWh ; b= 2000–6600 €/kW ; c= 8,2-93 ct/kWh_{SNG} ; d= 625-7052 €/kW « a », « b », « c » et « d » ont été convertis le 07/01/2020

Le tableau 3 présente une comparaison technico-économique des technologies de stockages d'énergie. Il ressort de son analyse que les technologies permettant de disposer des puissances nominales les plus importantes sont : le stockage hydroélectrique (100 à 5000 MW), le stockage par gaz naturel synthétisé (100 à 300 MW) et le stockage par air comprimé (50 à 1000 MW). Quelques ouvrages de stockage hydroélectriques d'envergure sont présents sur le continent africain, notamment en Afrique du Sud avec les centrales du Drakensberg (1000 MW) et d'Ingula (1332 MW). Cependant, il n'existe à notre connaissance aucun cas africain (de grande échelle) de stockage d'énergie sous forme de gaz naturel synthétisé ou par air comprimé. Ce constat est révélateur de ce que le stockage d'énergie à de grandes échelles ne soit pas l'approche privilégiée sur le continent. Cet état de fait pourrait s'expliquer au niveau subsaharien par la faiblesse des réseaux électriques, qui peinent à atteindre les populations là où elles se trouvent[8]. Par conséquent, il est difficile de répondre de façon globale aux besoins énergétiques des populations par des infrastructures de grandes échelles.

Par ailleurs, le tableau 3 permet aussi de constater que la technologie présentant les coûts les plus intéressants est la technologie des batteries au plomb. Ce qui justifie qu'elle soit la technologie de stockage d'énergie la plus utilisée sur le continent [26], malgré les conséquences environnementales négatives qu'elle peut engendrer.

1.3 Classification des systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont un vaste domaine regroupant un nombre important de spécificités. Leurs classifications en sont par conséquent rendues complexes. Néanmoins, la littérature scientifique [27]–[29] fait cas de trois critères répertoriés de classification. Ces critères de classification sont basés sur : le ***régime de fonctionnement*** ; les ***composantes du système*** et la ***puissance installée***.

- Classification suivant le régime de fonctionnement

Le régime de fonctionnement précise l'existence ou non d'une interaction entre le système hybride et le réseau électrique. Ainsi, suivant le régime de fonctionnement, le système hybride peut être désigné par :

- ❖ système hybride connecté au réseau ou en parallèle avec le réseau ;
 - ❖ système hybride décentralisé ou isolé.
- Classification suivant les composantes du système

Lorsque la classification repose sur les éléments constitutifs du système hybride, on distingue :

- ❖ Les systèmes hybrides avec ou sans stockage d'énergie ;
- ❖ Les systèmes hybrides avec ou sans sources d'énergies conventionnelles ;
- ❖ Les systèmes hybrides avec générateur photovoltaïque et/ou éolien (en mentionnant l'énergie renouvelable utilisée), etc..

- Classification selon la puissance installée

Suivant la taille de l'installation, trois catégories sont définies[30] :

- ❖ La première catégorie « **les systèmes hybrides de faibles puissances** » concerne toutes installations ayant une puissance installée inférieure à 5 kW. Les domaines d'application pour les installations de cette catégorie sont : les systèmes domestiques, les télécommunications, le pompage ;
- ❖ La seconde catégorie « **les systèmes hybrides de puissances moyennes** » concerne les installations dont la puissance est comprise entre 10 et 250 kW. Les systèmes de cette catégorie sont destinés aux micros système isolés (milieu rural, villages...) ;
- ❖ La troisième catégorie « **Les systèmes hybrides de grandes puissances** » concerne les systèmes isolés ayant une puissance installée supérieure à 500 kW. De telles installations sont destinées aux grands systèmes isolés.

1.4 Structure des systèmes hybrides

La structure d'un système hybride se rapporte à l'organisation de ses éléments constitutifs (excepté les contrôleurs), autour d'une ossature en courant continu et/ou en courant alternatif. Sur la base de ce qui précède, il existe principalement trois structures types de systèmes hybrides, à savoir : la **configuration série**, la **configuration commutée** et la **configuration parallèle** [28].

1.4.1 Configuration série

La configuration série ou bus à courant continu correspond au synoptique présenté par la **figure 2**. C'est une configuration qui regroupe les générateurs, les batteries ainsi que les charges électriques autour d'un bus à courant continu. Dans cette structuration, les générateurs d'énergie

sont avant tout reliés aux convertisseurs appropriés avant d'être connectés au bus à courant continu.

Deux aspects essentiels doivent être considérés dans sa mise en œuvre :

- Pour assurer la continuité de service, le groupe électrogène, les batteries et l'onduleur alimentant les charges doivent être dimensionnés en tenant compte du pic de charge, car le fonctionnement en parallèle des sources n'est pas possible ;
- Chaque générateur doit être équipé d'un régulateur de charge afin de permettre la recharge optimale des batteries.

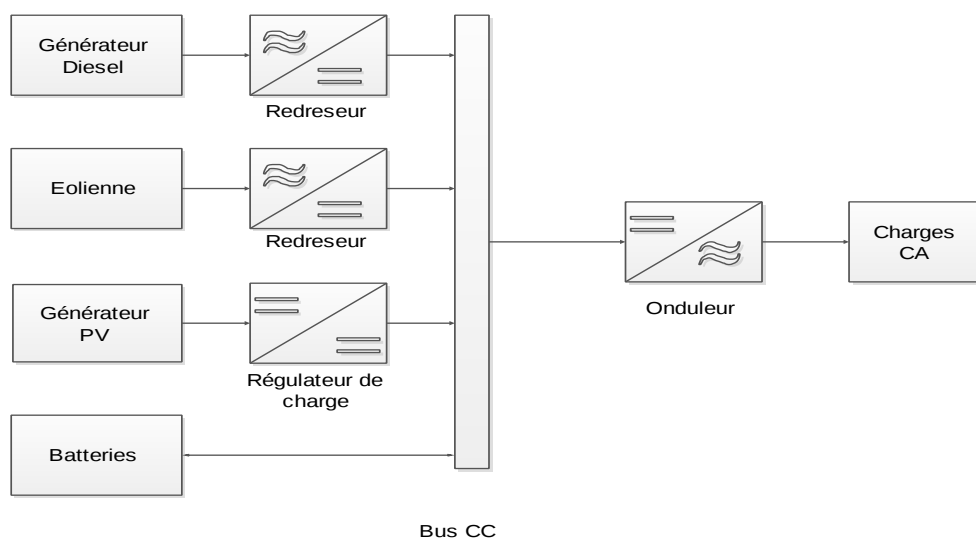


Figure 2 : Configuration série à courant continu

1.4.2 Configuration parallèle en courant alternatif

Dans la configuration parallèle en courant alternatif (figure 3), les générateurs, les batteries et les charges électriques sont tous reliés à un bus à courant alternatif. Cette structuration est d'une meilleure efficacité que la précédente, car les points de conversions sont moins nombreux.

Cependant, la synchronisation des générateurs impliqués dans cette configuration est une tâche complexe. Pour y parvenir, les paramètres fréquence et tension de chaque générateur doivent être synchronisés d'une part, et d'autre part, la répartition des charges électriques doit être la plus équilibrée possible.

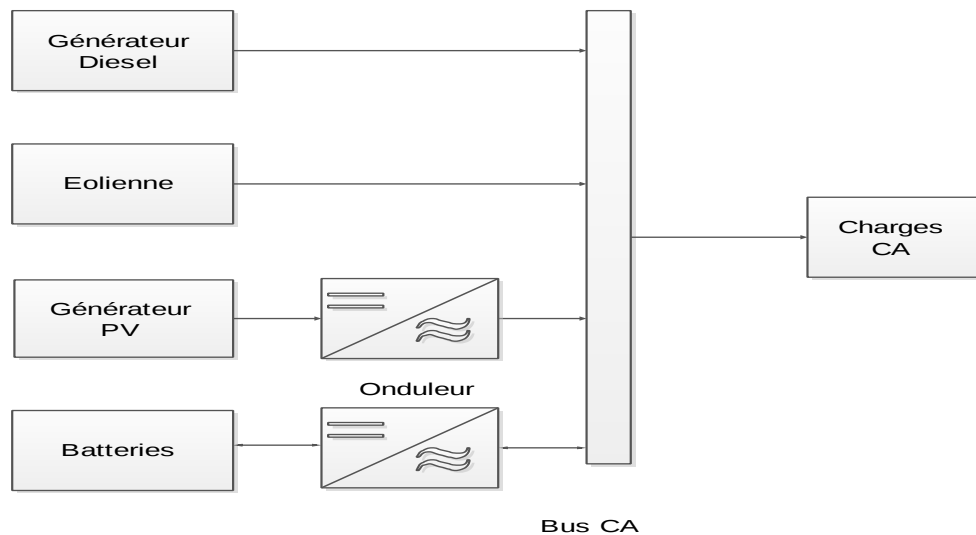


Figure 3 : Architecture parallèle bus à courant alternatif

1.4.3 Configuration mixte commutée

Le couplage mixte commuté a recours aussi bien au bus à courant continu qu'au bus à courant alternatif. Cette disposition permet de regrouper les générateurs suivant le type de courant électrique qu'ils produisent (continu ou alternatif). Les charges électriques peuvent directement être alimentées par le groupe électrogène. Pour ce faire, la commutation doit être opérée sur la position de commutation numéro 2, comme représentée à la **figure 4**. La configuration commutée permet une grande flexibilité du système hybride. Cependant, sa mise en œuvre nécessite au regard de sa complexité un contrôle automatique.

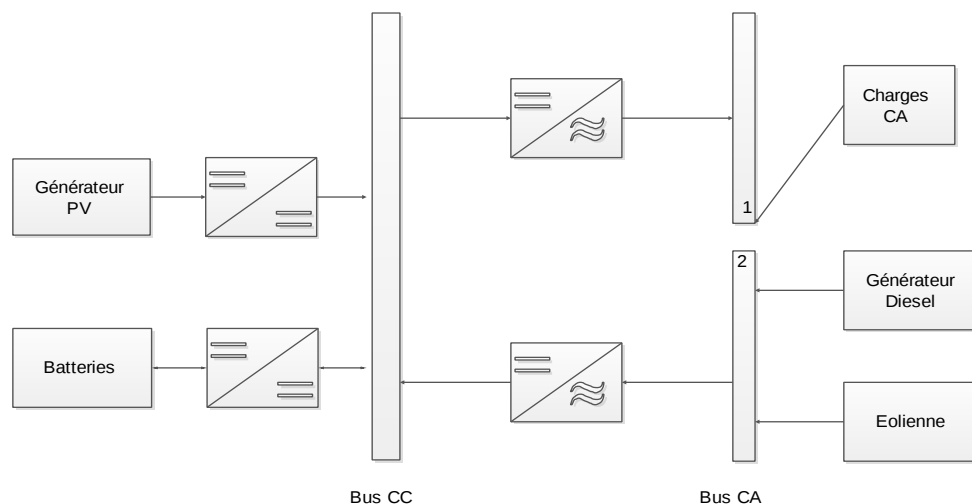


Figure 4 : Architecture mixte commutée

1.4.4 Couplage mixte parallèle

Le synoptique du couplage mixte parallèle est présenté à la **figure 5**. De par son architecture, et la capacité des générateurs à fonctionner en parallèle dans cette configuration, les charges électriques sont satisfaites par la combinaison des énergies produites par les générateurs. Les capacités nominales des générateurs à dimensionner peuvent donc considérablement être réduites. La mise en œuvre de cette configuration nécessite au moins un onduleur bidirectionnel. Cependant, pour éviter qu'une défaillance de l'onduleur bidirectionnel ne soit critique, la capacité de cet onduleur peut être répartie sur plusieurs onduleurs.

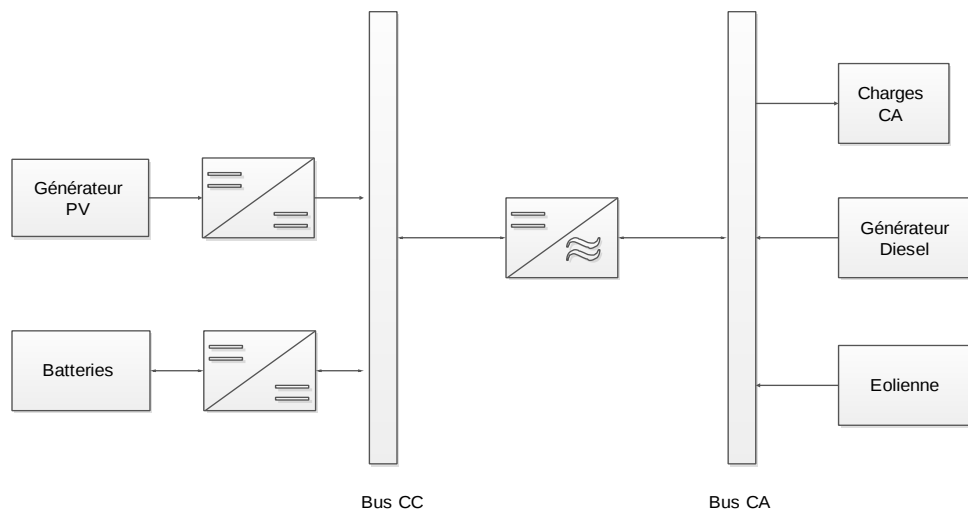


Figure 5 : Architecture mixte parallèle

Le tableau 4 présente une comparaison entre les différentes structures de systèmes hybrides précédemment mentionnée.

Tableau 4 : Comparaison des différentes structures de systèmes hybrides [29], [31]–[33]

Dénomination	Avantages	Inconvénients
Couplage série	• Réduction des harmoniques ; • Gestion aisée de la synchronisation des générateurs ; • Pas d'interruption au démarrage du groupe électrogène ; • Seulement un niveau de conversion avant les batteries ; • Convient aux systèmes hybrides avec photovoltaïque et une grande demande nocturne ; • Contrôle manuel ou automatique.	• Nombreux points de conversion ; • Arrêt du système si l'onduleur précédent les charges électriques est défaillant ; • Deux niveaux de conversion pour l'alimentation des charges électriques alternatives ; • Extension de puissance installée difficile ; • Peu efficace avec des systèmes intégrant du PV et ayant de forts besoins diurnes.
Couplage parallèle	• Facilité de gestion des pics de demande ; • Un seul niveau de conversion pour l'éolienne et le groupe électrogène en cas d'utilisation direct ; • Meilleure efficacité pour un profil de demande avec de forts besoins diurne ; • L'extension de la puissance installée est aisée.	• Difficulté dans la synchronisation des générateurs ; • Deux niveaux de conversion pour charger les batteries à partir du PV ; • Peu de constructeurs proposent ce genre de configuration ; • Système peu adapté à un profil de charge avec de forts besoins nocturnes.
Couplage mixte commuté	• Le groupe électrogène peut directement être connecté aux charges ; • Pas de synchronisme aux niveaux des générateurs.	• Une source est utilisée à la fois ; • Interruption d'alimentation lors de la commutation.
Couplage mixte parallèle	• Possibilité de connecter les équipements fonctionnant en CC et en CA directement à leur Bus ; • Meilleure efficacité dans la gestion des charges ; • Continuité d'approvisionnement ; • Réduction des coûts de maintenance du groupe électrogène ; • Le générateur et l'onduleur bidirectionnel peuvent fonctionner en parallèle.	• Besoin d'onduleur bidirectionnel ; • Synchronisation des générateurs difficile ; • Deux niveaux de conversion nécessaire pour alimenter les charges CA à partir du PV.

1.5 Architecture des contrôleurs dans les systèmes hybrides

1.5.1 Configuration centralisée

Dans la configuration centralisée présentée à la **figure 6**, chaque générateur est relié à un contrôleur secondaire qui à son tour est relié à un contrôleur principal. Le contrôleur principal est en charge de l'implémentation de la stratégie de gestion. Il reçoit les différentes informations liées à la demande électrique et peut délester certaines charges lorsque cela est nécessaire. De plus, il commande au besoin le démarrage ou l'arrêt de générateurs à travers les contrôleurs secondaires. La défaillance du contrôleur principal est un événement critique qui met hors d'état tout le système.

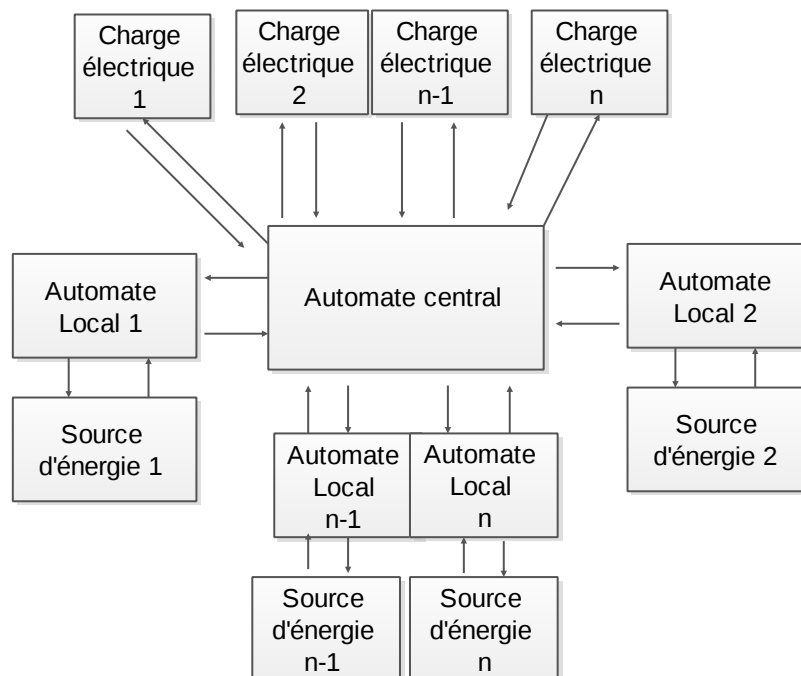


Figure 6 : Configuration centralisée [34]

1.5.2 Configuration décentralisée

Dans la configuration décentralisée présentée à la **figure 7**, la défaillance d'un contrôleur ne constitue pas un événement critique en ce sens qu'il n'existe pas un centre de décision. Les contrôleurs communiquent entre eux pour implémenter la stratégie de gestion. Ils sont chacun en mesure d'obtenir les informations sur l'ensemble des charges électriques et d'agir sur elles si nécessaire. Le système est complexe dans sa mise en œuvre du fait de la communication entre

contrôleurs. Néanmoins, en raison de ce qui précède cette configuration est plus efficace que la précédente.

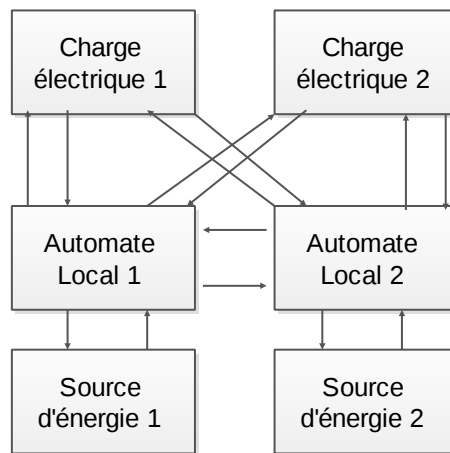


Figure 7 : Configuration décentralisée [34]

1.5.3 Configuration hybride

Dans la configuration hybride présentée à la **figure 8**, les automates des différents générateurs ainsi que ceux des charges électriques sont répartis sur plusieurs automates principaux. Ces automates principaux sont chargés de l'optimisation dans les sous-groupes. Cependant, la coordination globale entre les différents groupes est réalisée grâce à un contrôle distribué. La charge de calcul de chaque contrôleur est ainsi réduite et les défaillances aussi.

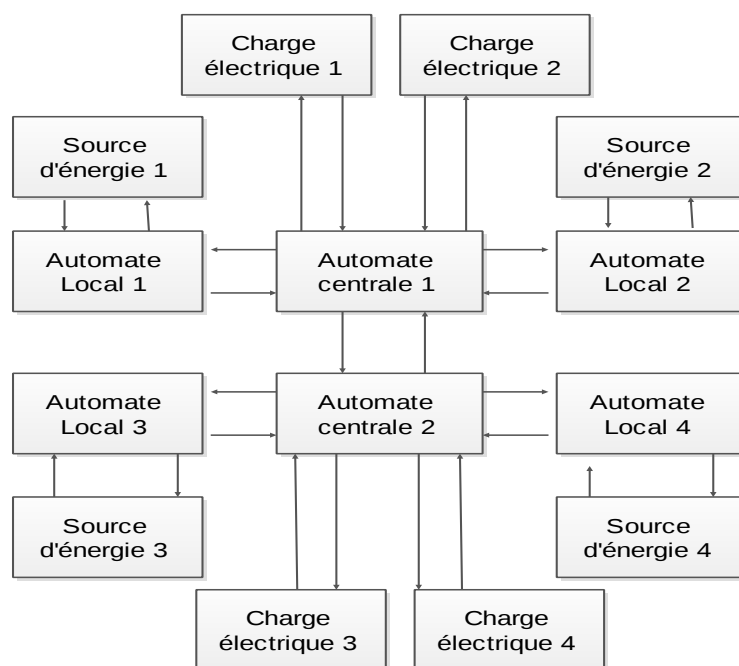


Figure 8 : Configuration hybride[34]

1.6 Stratégies de gestion d'énergie et coût de l'électricité résultant

Les stratégies de gestion d'énergies sont construites autour d'un ensemble de règles permettant d'assurer la répartition des flux d'énergies dans les systèmes multisources. Outre ces règles, elles intègrent des algorithmes d'optimisation dont le but est de faire tendre un ou plusieurs critères (économiques et/ou techniques) vers des valeurs jugées optimales.

Pour y parvenir, au moins une fonction objectif est nécessaire par stratégie de gestion d'énergie. La fonction objectif peut porter par exemple sur :

- Le coût actualisé de l'électricité ou le coût du carburant comme critère économique [35]–[37];
- L'augmentation du taux de pénétration d'énergies renouvelables comme critère technique [38].

S'agissant des systèmes hybrides décentralisés et en l'absence de réseau électrique, il existe deux grandes approches de gestion de l'énergie à savoir : les stratégies conventionnelles et les stratégies avancées.

Les Stratégies conventionnelles de gestion d'énergie reposent sur des fonctions objectifs qui sont exprimées sous formes linéaires. Elles peuvent être utilisées pour des systèmes aussi bien simples que complexes. Cependant, les performances de ces approches diminuent lorsque le système se complexifie. C'est le cas pour les grandes centrales électriques ainsi que les associations de plusieurs sources d'énergies renouvelables différentes. Dans le cadre de ces travaux, nous porterons notre attention sur les stratégies conventionnelles de gestions d'énergies que sont les stratégies « **Load Following** » et « **Cycle Charging** ». Elles sont les stratégies de gestion d'énergie les plus couramment utilisées dans les systèmes hybrides intégrant à la fois :

- Une ou plusieurs sources d'énergies conventionnelles,
- Au moins une source d'origine renouvelable
- Des batteries de stockage d'énergie.

Ces approches de gestion d'énergie ont été à de nombreuses reprises utilisées dans le cadre d'optimisation du fonctionnement des systèmes hybrides (PV/ groupes électrogènes /Batteries) [39]–[42].

D'autres auteurs s'en sont inspirées pour développer de nouvelles approches de gestion d'énergie alliant les forces des deux stratégies[43].

Les règles qui régissent les flux d'énergie de ces stratégies sont simples et se déclinent comme suit :

Le Load Following : c'est une stratégie dans laquelle, lorsqu'un groupe électrogène est sollicité, il ne fournit que la quantité d'énergie nécessaire pour satisfaire le profil de charge primaire (batteries de stockage exclues). Les sources d'énergies d'origine renouvelables sont les seules habilitées à recharger les batteries. Le détail de l'algorithme [43] de cette approche de gestion d'énergie est représenté à la figure 9. Cependant, elle peut être résumée en trois étapes :

- Cas où la puissance disponible au niveau des sources d'énergie renouvelables est supérieure au profil de charge (batteries exclues) : les sources d'énergie renouvelables satisfont le profil de charge ainsi que la recharge des batteries ;
- Cas où la puissance disponible au niveau des sources d'énergie renouvelables est égale au profil de charge (batteries exclues) : les sources d'énergie renouvelables satisfont la charge sans apport des sources d'énergie conventionnelles et des batteries ;
- Cas où la puissance disponible au niveau des sources d'énergie renouvelables est insuffisante pour alimenter le profil de charge (batteries exclues) : les batteries sont mises à contribution pour satisfaire le profil de charge. Lorsque les batteries passent en dessous de leur taux de charge minimale, les sources d'énergie conventionnelles viennent en renfort pour satisfaire le profil de charge et recharger les batteries. L'intérêt ici, est que le groupe électrogène n'est pas toujours sollicité, ce qui permet de réaliser des économies en quantité de carburant consommé. Cependant, il est dans cette configuration sollicité à de faibles taux de charge, ce qui implique de faibles rendements.

Le Cycle Charging : elle diffère du « Load Following » par le rôle qui est dévolu aux sources d'énergie conventionnelle. En effet, dans ce cas de figure, lorsqu'une source conventionnelle est requise, elle fonctionne au maximum de sa charge. De ce fait, l'énergie excédentaire due au fonctionnement en plein régime contribue à recharger les batteries. L'algorithme détaillé de la gestion d'énergie par Cycle Charging [43] est représenté à la figure 10.

En absence de stockage d'énergie, implémenter la stratégie du Load Following ou la stratégie de Cycle Charging revient à mettre en œuvre la même stratégie (cas typique de la centrale de Bilgo).

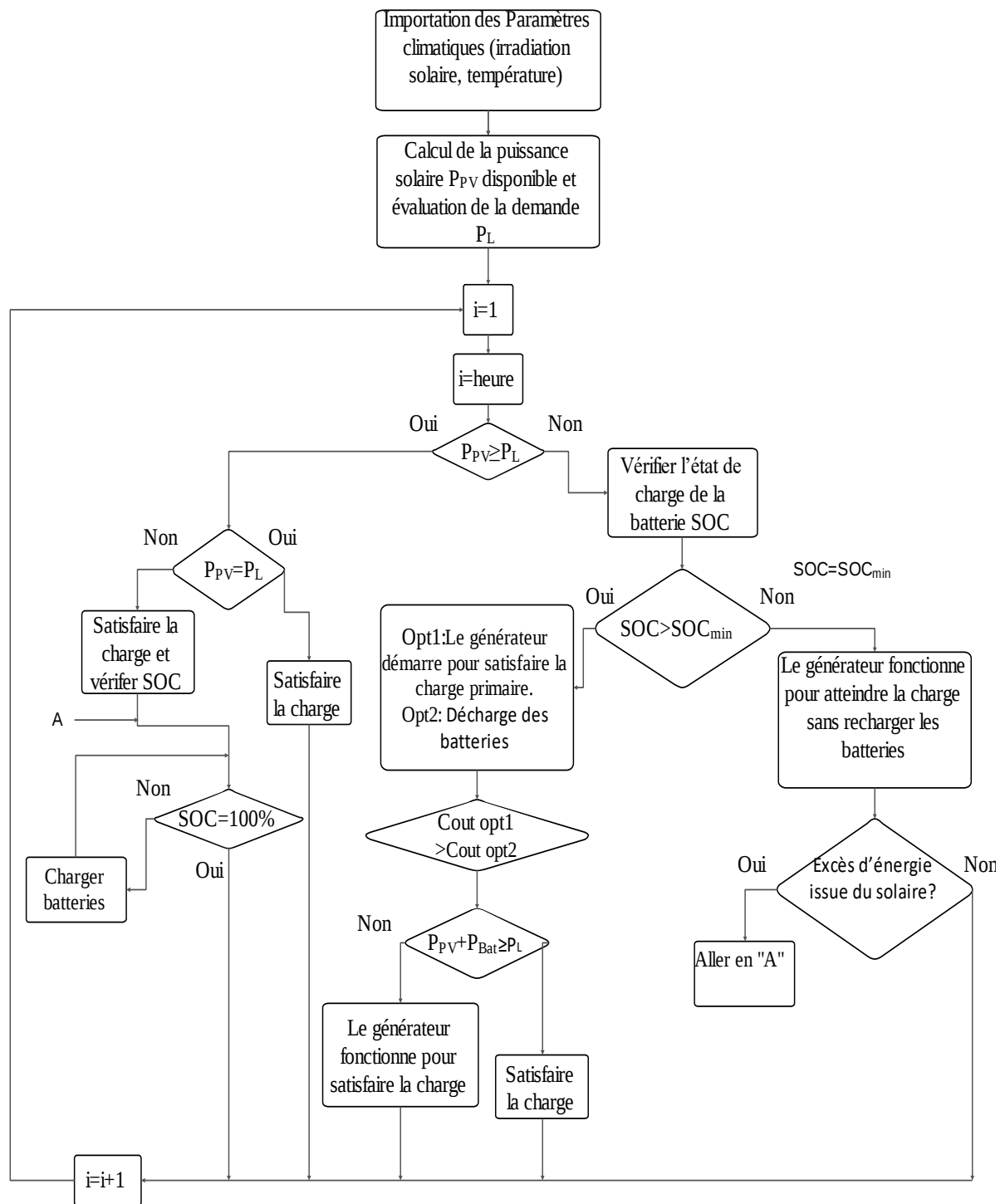


Figure 9 : Algorithme de la stratégie « Load Following »

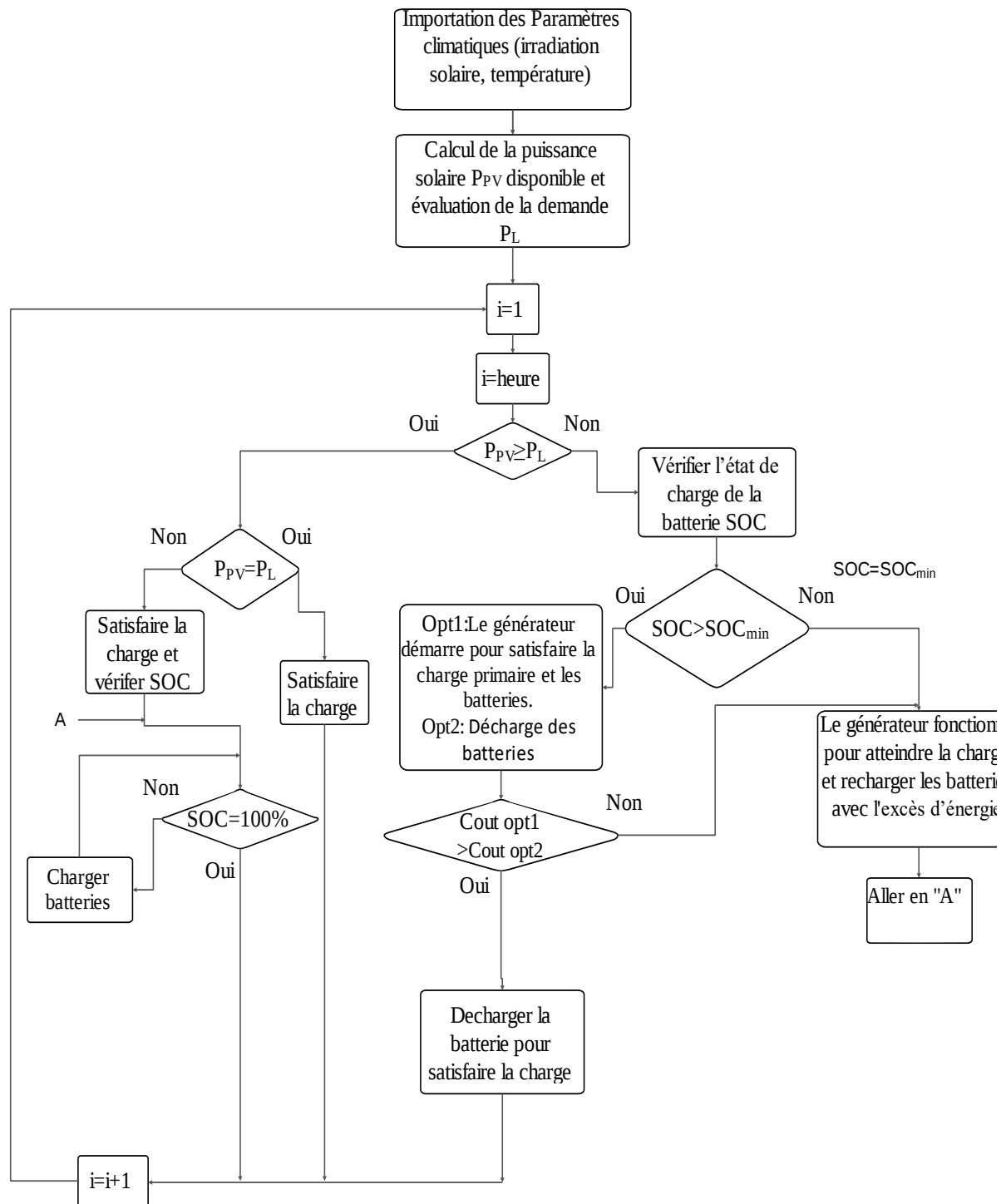


Figure 10 : Algorithme de la stratégie de Cycle Charging

Dans les travaux menés par Dejamkhooy et al [38], une stratégie de gestion d'énergie basée sur une programmation linéaire est proposée et éprouvée à travers un système hybride. Le système étudié comprenait quatre groupes électrogènes (4×500 kW), quatre panneaux photovoltaïques (4×250 kWc) et un système de stockage d'énergie (2×720 kWh). Dans cette étude, deux fonctions objectives ont été définies et résolues par le solveur GAMS. La première fonction

objectif visait la maximisation de la pénétration photovoltaïque. La seconde fonction objectif quant à elle visait à minimiser la consommation de carburant des groupes électrogènes. Après avoir investigué sur la base de trois scénarios, les auteurs sont parvenus à réduire de 5,19 % le coût de carburant des groupes électrogènes.

S'aidant aussi d'une stratégie de gestion basée sur une programmation linéaire, Ismaïl et coll. [44] réalisèrent une étude technico-économique de différents scénarios de centrales hybrides. Leur étude visait à rechercher la meilleure configuration de centrale électrique pour répondre à un profil de charge défini. Trois scénarios ont été analysés dans cet article. Le système comprenant un générateur photovoltaïque de 16,43 kWc, un groupe électrogène de 7,5 kW et un parc de batteries de 44 kWh était le plus performant avec un coût de l'énergie (COE) de 0,239 \$/kWh.

Les Stratégies avancées de gestion d'énergie découlent quant à elle de l'utilisation de techniques d'optimisation intelligentes telles que l'algorithme à évolution différentielle, la logique floue, l'algorithme génétique, les réseaux de neurones, etc. Elles concernent principalement des systèmes énergétiques hybrides complexes avec des réactions non linéaires.

L'algorithme à évolution différentielle est un algorithme évolutif développé par Rainer Storm et al. [45] pour l'optimisation des fonctions spatiales continues non linéaires.

Dans leurs travaux Tariq et al.[46], présentent une étude sur deux stratégies d'optimisation, à base de l'évolution différentielle (ED) et l'évolution différentielle améliorée. L'évolution différentielle améliorée développée dans leur article a la particularité de générer cinq vecteurs d'essai. Les deux approches d'optimisation ont eu pour fonctions objectifs à la fois la minimisation du coût de l'électricité et la maximisation du confort des utilisateurs. Sur la base des performances de chaque stratégie, les auteurs ont conclu que l'optimisation basée sur l'évolution différentielle est plus efficace en termes de délai d'attente que l'évolution différentielle améliorée. Cependant, les résultats d'optimisation des coûts ont été meilleurs pour l'évolution différentielle améliorée.

Dans les travaux de Fernando et al [47], l'algorithme à évolution différentielle a été utilisé pour résoudre un problème de gestion d'énergie dans un réseau intelligent.

La logique floue est issue de la théorie des ensembles flous, introduite par Lotfi Zadeh [27]. L'approche tend à reproduire la logique humaine en introduisant le concept de « degrés de vérité ». En d'autres termes, une condition ou un état peut être vérifié autrement que par

l'approche binaire « vrai » ou « faux » habituelle. Trois étapes sont utilisées pour implémenter les contrôleurs à logique floue qui sont la fuzzification, l'agrégation et la défuzzification.

Asghar et al [48] ont développé une stratégie de gestion de l'énergie basée sur l'optimisation de logique floue.

L'algorithme génétique est une technique d'optimisation heuristique basée sur la théorie de l'évolution naturelle de Charles Darwin. Trois règles sont nécessaires pour la mise en œuvre de l'algorithme :

- Une règle de sélection, pour la sélection de solutions individuelles ;
- Une règle de croisement, pour combiner deux solutions individuelles pour former la prochaine génération de solutions ;
- Une règle de mutation, pour appliquer des changements aléatoires aux solutions individuelles et ainsi déterminer la génération suivante de solutions.

Dans [37], XIN JIANG et al. proposent une gestion de la demande énergétique des ménages basée sur l'algorithme génétique. L'objectif de l'étude était de réduire le coût de l'électricité. Pour cela, la réponse des utilisateurs, la puissance de fonctionnement des équipements et la tarification dynamique ont été prises en compte. L'approche de gestion de la demande développée dans cet article a produit une réduction significative du coût de production de l'électricité de 29 %.

Le réseau de neurones est une technique d'optimisation inspirée des neurones du cerveau humain. Le système passe par un processus d'apprentissage et les connaissances sont stockées dans les connexions des neurones. C'est une technique le plus souvent utilisée pour les systèmes complexes et non linéaires.

Dans leurs travaux, Tiancai Wang et al. [36] ont fait recours à une optimisation basée sur les réseaux de neurones. Les fonctions objectifs avaient pour but de minimiser le coût de l'électricité et de maximiser la pénétration des sources d'énergie renouvelable. Les simulations réalisées dans l'article montrent que l'approche réseau de neurones permet de planifier de manière optimale la production d'électricité et le stockage d'énergie. Toujours sur la même thématique Rajkumar et al. [49] ont proposé une méthodologie pour le dimensionnement d'une centrale électrique hybride autonome en Malaisie. La méthode proposée tenait compte de la probabilité d'interruption d'alimentation et a été inspirée par l'algorithme d'optimisation neuro-floue. Une étude de cas présentée dans leur article a suggéré une configuration optimale avec un générateur

photovoltaïque de 82 kWc, une puissance éolienne de 28 kW et une capacité de stockage de 478 kWh. L'équipe de recherche est ainsi parvenue à un coût de l'électricité de 1,07 \$/kWh.

En définitive, qu'il s'agisse de stratégie conventionnelle ou avancée de gestion d'énergie, la minimisation du coût actualisé de l'énergie COE est l'objet le plus fréquent des fonctions objectives. Ce sera également le centre d'intérêt de cette étude sur les systèmes hybrides.

1.7 L'approche Flexy-energy

Le concept Flexy-energy a été développé à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) afin de répondre à divers défis en matière d'accès à l'électricité. Principalement destinée aux zones rurales et périurbaines, cette approche consiste en une hybridation de sources d'énergie combinée à un mini réseau de distribution électrique. Plus précisément, en se référant à Azoumah et al. [50], le concept « Flexy-energy » peut être défini 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. C'est en somme une combinaison du mix énergétique et de l'efficacité énergétique pour une production d'énergie durable.

La spécificité de l'approche réside dans les points ci-après :

- Les centres de production d'énergie sont rapprochés au mieux des consommateurs, ceci afin d'éviter les coûts importants que pourrait engendrer la construction de lignes électriques;
- Les charges électriques sont regroupées en charges critiques, secondaires et différables ;
- Le « Flexy-control » ou armoire de gestion de l'énergie est le cerveau des centrales types Flexy-energy. Il est constitué d'un ensemble d'éléments comprenant un automate programmable, des capteurs et des actionneurs ;
- Le stockage d'énergie est évité ou limité à une stratégie de lissage des pics de demande. Deux raisons justifient ce choix : le coût de l'investissement d'importation des technologies de stockage d'énergie et l'absence de politiques claires en matière de gestion des batteries en fin de vie dans la plupart des pays africains.

Les systèmes hybrides de manière générale et le concept Flexy-energy en particulier ont fait l'objet de nombreux travaux à 2iE. En effet, trois thèses de doctorat et plusieurs articles ont porté sur ces thématiques. Le concept Flexy-energy a été introduit par Azoumah et al [51]. Dans

cette publication, l'équipe de recherche, traitant du cas du Burkina Faso, soutenait que les systèmes hybrides (PV/ groupe électrogène sans stockage) pouvaient contribuer efficacement à l'électrification des zones rurales. Cette position était motivée par quatre principaux points :

- Le potentiel solaire important du pays ;
- La complémentarité du groupe électrogène avec le solaire photovoltaïque ;
- Le coût élevé des batteries ;
- Les risques environnementaux liés à la gestion des batteries à leurs termes de vie.

Par la suite, le développement du concept s'est poursuivi avec Yamegueu et al, qui ont réalisé une série de travaux [12, 13, 14] sur un prototype constitué d'un groupe électrogène de 9,2 kW et un champ photovoltaïque de 2,85 kWc. Ces travaux ont permis de mettre en évidence que :

- Le dimensionnement approprié des systèmes (PV/ groupes électrogènes) permet de faire fonctionner les groupes électrogènes dans leurs plages optimales de fonctionnement (70-80 % de leur condition nominale) ;
- Dans un système (PV/ groupes électrogènes), les groupes électrogènes doivent être dimensionnés pour répondre pleinement au pic de la demande électrique ;
- Les systèmes hybrides (PV/ groupes électrogènes sans stockage) présentent des performances économiques plus intéressantes que les options photovoltaïques seules et groupe(s) électrogène(s) seul(s) ;
- L'injection de la production photovoltaïque provoque l'augmentation d'harmoniques dans le réseau mis en œuvre.

Ces travaux ont également montré que l'augmentation des harmoniques peut être contenue dans les plages admissibles de la norme EN 50 160. Pour ce faire, la première mesure consiste à faire un choix approprié de la technologie d'onduleur à utiliser. La seconde mesure est la répartition équilibrée de la puissance photovoltaïque sur les phases du système.

Pour conclure, Tsuanyo et al [15,16] se sont penchés sur les approches de conception des systèmes hybrides tenant compte à la fois des aspects techniques et économiques. Aux termes de ces travaux, un modèle physique pour le dimensionnement des systèmes (PV/ groupes électrogènes) a été élaboré. Sur la base de cette riche expérience, **le projet « Flexy Energy »** financé par **l'Union européenne dans le cadre de la Facilité Énergie II** a permis la construction de deux centrales dans les villages de Bilgo et Siby, respectivement au Burkina Faso et au Mali. La centrale de Siby est composée d'un champ photovoltaïque de 45 kWc et d'une puissance thermique estimé à 150 kVA. La centrale de Bilgo, objet de la présente thèse de doctorat, est

quant à elle constituée d’une puissance photovoltaïque de 30 kWc et d’une puissance thermique de 70 kVA (deux générateurs de 20 kVA et un générateur de 30 kVA).

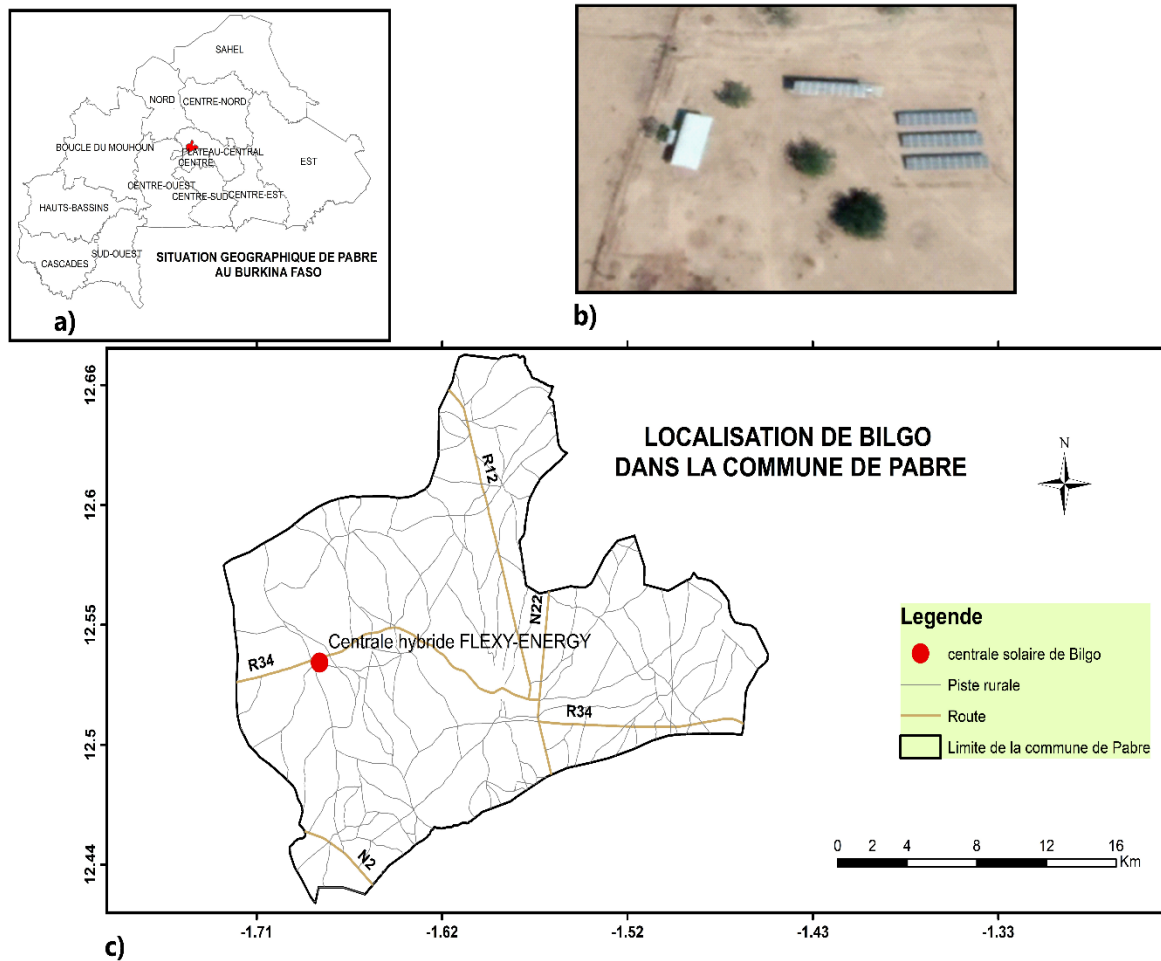


Figure 11 : Localisation géographique de la centrale de Bilgo ; a) Carte du Burkina Faso avec la localisation de Bilgo ; b) Vue de dessus de la centrale ; c) Carte de la commune de Pabré et emplacement de la centrale Flexy-energy

1.8 Conclusion

Ce premier chapitre aura permis d’aborder les généralités liées aux systèmes hybrides de manière globale. Outre ces aspects généraux, la question des stratégies de gestion d’énergie a été développée. Le constat est que l’efficacité d’un système est la résultante non seulement des capacités des générateurs installés, mais aussi de leur dynamique de fonctionnement pilotée selon la stratégie de gestion d’énergie. L’on ne saurait donc parler d’optimisation d’un système hybride sans s’intéresser à la stratégie de gestion d’énergie qui la régit. Ce premier chapitre aura aussi permis de revenir sur la genèse du concept Flexy-energy, développé par l’institut 2iE. La présente thèse de doctorat s’inscrit dans la continuité du développement de ce concept. Dans

les prochains chapitres, la centrale Flexy-energy de Bilgo fera dans un premier temps l'objet d'expérimentation afin d'aboutir à une meilleure connaissance des défis techniques que pose le concept. Dans une seconde phase, une modélisation et des simulations de la centrale seront conduites à travers une stratégie de gestion originale afin de déterminer entre autres le coût de kWh d'électricité produite et procéder à des propositions d'améliorations.

Chapitre 2 : Expérimentations de la centrale Flexy-energy de Bilgo

Chapitre 2 : Expérimentation de la centrale Flexy-energy de Bilgo

2.1. Introduction

Développer une stratégie de gestion d'énergie implique indubitablement de cerner tous les défis techniques à relever pour son application. Le concept Flexy-energy n'y fait pas exception. Certes, à l'institut 2iE, de nombreux travaux ont déjà été réalisés sur cette approche de gestion d'énergie [52]–[56]. Cependant l'approche Flexy-energy n'avait pas encore fait l'objet d'utilisation en condition réelle de fonctionnement et certaines thématiques restaient à ce jour peu étudiées. On peut principalement citer les thématiques suivantes :

- Les performances individuelles et collectives des groupes électrogènes dans un système multisource ;
- La répartition des charges électriques dans un système multisource ;
- La qualité du courant généré en situation de forte pénétration solaire.

Ce second chapitre a pour objectif de réaliser des expérimentations afin de permettre une meilleure connaissance du concept Flexy-energy à travers des investigations axées sur les thématiques sus-citées. En rappel, le concept Flexy-energy est une approche qui détermine grâce à son algorithme, une configuration optimale de source (PV/Groupe électrogène) afin de répondre à un profil de charge donné. Pour étudier les différentes facettes de l'approche, plusieurs scénarios de configuration de systèmes hybrides reproduisant des états de fonctionnement du concept sont ici étudiés.

Dans le cas de la centrale de Bilgo, trois états de fonctionnement ont été identifiés et utilisés pour réaliser des séries d'expérimentations. Ces états de fonctionnements sont :

- Le fonctionnement « groupe électrogène seul », qui a permis d'effectuer la caractérisation des trois groupes électrogènes de la centrale ;
- Le fonctionnement « multi-générateur », qui a permis d'étudier la mise en parallèle des groupes électrogènes ;
- Le fonctionnement en « hybridation » (groupe électrogène et photovoltaïques), qui a permis de mener une réflexion sur les systèmes hybrides à fortes pénétrations d'énergies renouvelables.

L'énergie réactive est une énergie qui sert à la magnétisation des circuits électriques, elle est produite pour les besoins des lignes de transports ainsi que pour les récepteurs électriques. Plus un récepteur électrique disposera d'un facteur de puissance éloigné de 1 (pure résistance), plus

il sera source de production d'énergie réactive. Dans les précédentes études réalisées sur le concept Flexy-energy, cet aspect de la gestion de l'énergie réactive n'a pas fait l'objet de travaux consacrés. Pourtant la littérature scientifique souligne que la production d'énergie réactive a un effet sur le coût et la qualité de l'électricité produite [57]–[59].

En raison de ce qui précède, les expérimentations réalisées dans le cadre de ces travaux l'ont toutes été en utilisant des profils de charge établis sur la base de trois facteurs de puissance (0,8 ; 0,9 et 1) et simulés par un banc de charge RLC (résistif, inductif et capacitif).

2.2 Présentation de la centrale de Bilgo

La centrale de Bilgo est une centrale hybride constituée de trois groupes électrogènes présentés à la figure 12 : deux générateurs de 16 kW (GE2 ; GE3) et un générateur de 24 kW (GE1). La puissance thermique apparente totale est de 70 kVA. S'agissant d'énergies renouvelables, la centrale est constituée d'un champ photovoltaïque de 30 kWc présenté à la figure 13. Ce champ photovoltaïque se subdivise en cinq sous champ photovoltaïque : deux sous champ de 7,5 kWc et 3 sous champ de 5 kWc. Du point de vue de l'architecture, la centrale de Bilgo a une configuration parallèle avec un bus à courant alternatif. Par ailleurs, les contrôleurs d'automatismes de la centrale sont raccordés selon une configuration centralisée. Le contrôleur principal de ce dispositif présenté à la figure 14 est compris dans une unité dénommée armoire de gestion de l'énergie ou flexy-contrôle. Outre le contrôleur principal, cette armoire contient essentiellement des disjoncteurs pilotables. Ceux-ci sont utilisés pour contrôler l'injection de la production des différents sous champs photovoltaïques d'une part et d'autre part pour le contrôle des charges électriques du système. Le banc de charge qui a été utilisé dans le cadre de ces travaux est présenté à la figure 15 et est d'une puissance totale de 82,5 kVA et est constitué de 6 voies identiques, composées chacune de :

- 4 résistances (1x1, 1 kW ; 2x2, 2 kW ; 1x5, 5 kW) ;
- 4 Selfs ou inductances (1x0, 825 kvar ; 2x1, 65 kW ; 1x4, 125 kvar) ;
- 4 Condensateurs (1x0, 825 kvar ; 2x1, 65 kW ; 1x4, 125 kvar).

Quelques vues des éléments constitutifs de la centrale sont données par les figures 12, 13 et 14.



Figure 12 : Les trois groupes électrogènes (70 kVA)



Figure 13 : Champ Photovoltaïque de 30 kWc



Figure 14 : Armoire de gestion de l'énergie



Figure 15 : Banc de charge RLC

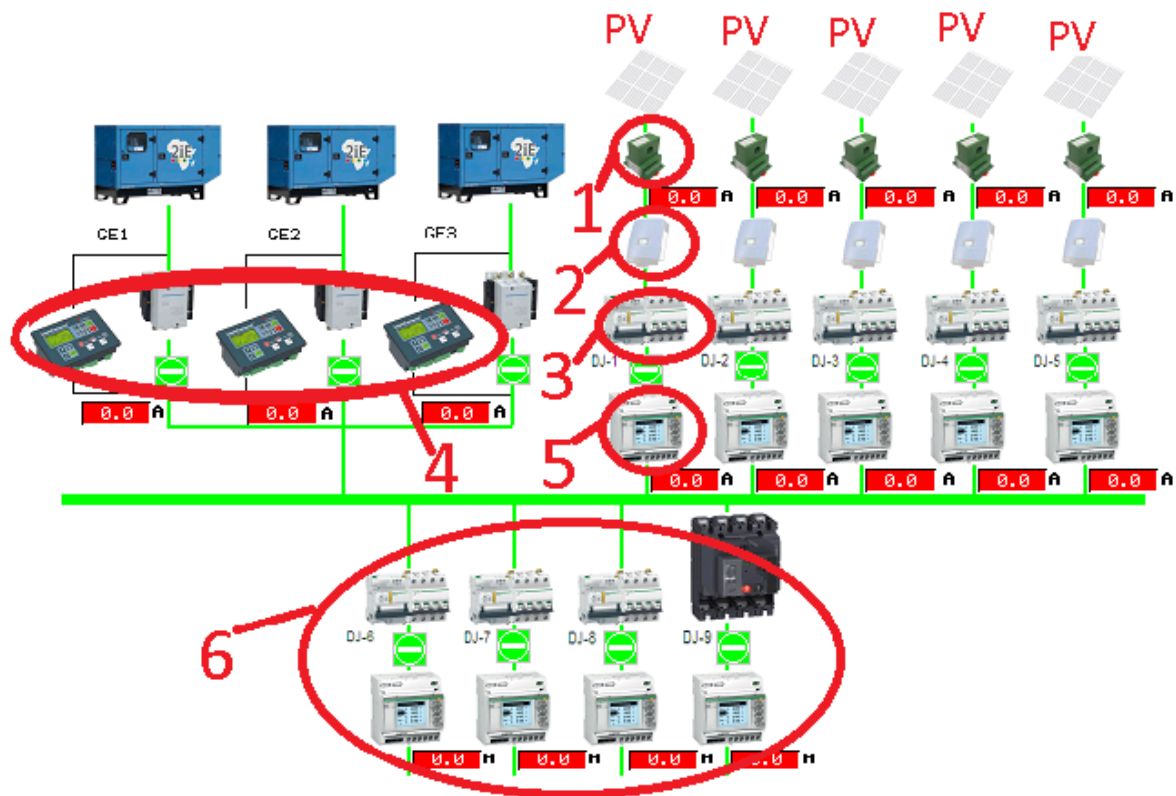


Figure 16 : Synoptique de la centrale de Bilgo

Les éléments qui composent la centrale de Bilgo sont présentés à la figure 16 avec une légende ci-dessous détaillée :

- 1 :** Transducteur, permettant la mesure des paramètres de tension et intensité des sous-champs photovoltaïque. Les transducteurs sont contenus dans un coffret de protection en courant continu, comprenant un sectionneur porte fusible et un parafoudre ;
- 2 :** Onduleur photovoltaïque de marque SMA et de type connecté réseau. La centrale de Bilgo en compte cinq au total, dont deux de 7 kW et trois de 5 kW ;
- 3 :** Disjoncteur pilotable ;
- 4 :** Contrôleurs d'automatisme dédiés aux groupes électrogènes ;
- 5 :** Centrale de mesure, elle permet d'acquérir les paramètres tension et intensité en sortie onduleur.

6 : Quatre Départs électriques destinés à l'alimentation des charges électriques. Ce qui a pour but de hiérarchiser les charges électriques en fonction de leur criticité et d'en tenir compte dans la stratégie de gestion d'énergie.

2.3 Montage expérimental

2.3.1 Groupe électrogène seul

Dans le mode de fonctionnement « groupe électrogène seul », la caractérisation des générateurs a consisté à déterminer leurs courbes de consommations horaires, spécifiques, et leurs rendements. D'autre part, des investigations ont porté également sur l'influence du facteur de puissance sur la consommation en carburant. Pour ce faire, des profils de charges ont été établis. Ces profils de charge ont permis de faire fonctionner les générateurs proches des valeurs suivantes de taux de charge : 13,75 % ; 27,5 % ; 41,25 % ; 55 % ; 68,75 % et 100 %.

Le taux de charge est estimé en tenant compte des puissances active et réactive des charges électriques, comme présenté à l'équation 1.

À l'entame des expérimentations, des essais à vide⁴ ont été réalisés afin de déterminer les débits massiques de carburant à vide des différents générateurs (d_{mv} = débit massique à vide).

Pour chacun des trois groupes électrogènes, les essais à vide ont consisté en dix fonctionnements à vide de 3 min espacés entre eux d'au moins 15 minutes. La figure 17 présente un groupe électrogène en situation de test.

2.3.2 Multi-générateurs

Les fonctionnements « multi-générateurs » désignent dans notre contexte, l'usage d'au moins deux groupes électrogènes pour satisfaire une charge électrique. Cette phase expérimentale vise à étudier deux aspects essentiels de la mise en parallèle des groupes électrogènes :

- La répartition des charges électriques sur les générateurs ;
- La qualité de courant généré.

Pour les besoins de cette phase, plusieurs profils de charges intégrant des facteurs de puissance (compris entre 0,8 et 1) et combinaisons de générateurs ont été établis. Cependant, des défaillances sur le contrôleur du groupe électrogène n° 2 ont rendu vaines toutes les tentatives de mise

⁴ Fonctionnement sans qu'aucune charge électrique ne soit reliée au générateur

en parallèle de ce générateur avec les autres. De ce fait, l'ensemble des tests réalisés dans cette section l'ont été avec les générateurs n° 1 et n° 3.

2.3.3 Hybridation (groupes électrogènes /générateur photovoltaïque)

Les tests d'hybridation consistent à étudier pour plusieurs architectures de systèmes hybrides (PV/Groupes électrogènes), la répartition des charges électriques entre les différentes sources du système ainsi que la qualité du courant généré. Tout comme dans les tests précédents, les profils de charges sont établis suivant les facteurs de puissance (0,8 ; 0,9 et 1).

2.4 Instrumentation

L'instrumentation réalisée dans le cadre de ces travaux a consisté pour les mesures de masse à faire recours à une balance Acculab VIC-10KG. Celle-ci a une capacité de mesure égale à 10 100 g avec une précision de ± 2 g.

Des analyseurs réseau CA8335 équipés de pinces PAC93 sont utilisés pour les mesures des paramètres électriques que sont : la tension, l'intensité, le taux d'harmoniques, la puissance active, la puissance réactive, le facteur de puissance ainsi que l'énergie consommée.

Les précisions concernant les valeurs mesurées sont de : $\pm(0.8\%+1V)$ pour la tension, $\pm(1\%+1A)$ pour l'intensité, $\pm(2,5\%+5\text{ pt})$ pour le taux d'harmoniques, $\pm 1\%$ pour la puissance active et la puissance réactive, $\pm 1^\circ$ pour le facteur de puissance et $\pm 1\%$ pour l'énergie

Les durées de fonctionnement et d'arrêt des groupes électrogènes sont recueillies grâce aux contrôleurs Inteli compact des générateurs. Les données d'ensoleillement, de températures ambiantes et de température de module sont mesurées respectivement grâce à un capteur solaire et des thermomètres PT 100 eux-mêmes reliés à un acquiiseur de donnée Almémo 2290. Les fiches techniques de quelques équipements sont présentées en annexe A.

2.5 Protocoles de tests

2.5.1 Groupe électrogène seul

Dans le cadre de cette expérimentation, les tests sont réalisés avec un groupe électrogène à la fois. Par conséquent, tous les autres générateurs de la centrale sont déconnectés le temps des tests. Le protocole de test comprend les séquences suivantes :

- Déconnexion des conduites d'aspirations et de refoulement de carburant sur le générateur concerné par le test en cours ;
- Remplissage d'un réservoir secondaire avec du carburant ;
- Introduction des conduites d'alimentation et de refoulement en carburant du moteur dans le réservoir secondaire ;
- Mise en place du réservoir secondaire sur une balance ;
- Lecture de la (m_i = masse initiale de carburant) pour la suite des travaux ;
- Démarrage du groupe électrogène concerné par le test et fonctionnement à vide pendant une durée de $t_{v1}=180$ secondes ;
- Programmation de l'automate afin d'implémenter le profil de test sur le banc de charges RLC ;
- Connexion du groupe électrogène au banc de charges RLC au terme du fonctionnement à vide ;
- Lancement des enregistrements de données sur les analyseurs réseau ;
- Déroulement du profil de charge pendant une durée notée (t_{charge}) ;
- Déconnexion du groupe électrogène lorsque le profil de charge a été entièrement déroulé ;
- Interruption du fonctionnement du groupe électrogène après un temps à vide t_{v2} compris entre 20 et 30 secondes ;
- Lecture de la masse (avec m_f = masse finale de carburant) pour la suite des travaux.

La même approche est reproduite pour chaque niveau de charge pour lequel on souhaite déterminer la consommation horaire, spécifique ainsi que le rendement.

2.5.2 Multi-générateurs

Dans cette seconde phase d'expérimentation, seuls les groupes électrogènes n° 1 et 3 sont utilisés. Le protocole de test mis en place comprend les séquences suivantes :

- Démarrage du premier groupe électrogène concerné par le test, avec fonctionnement à vide pendant une durée de t_{v1} de 180 secondes pour atteindre un régime permanent ;
- Programmation de l'automate afin d'implémenter un profil de charge sur le banc RLC ;
- Lancement des enregistrements de données sur les analyseurs réseau ;
- Simulation du profil de charge ;
- Connexion du premier groupe électrogène au banc de charges RLC ;

- Démarrage du second groupe électrogène ;
- Connexion du second groupe électrogène avant l'atteinte de la puissance maximale du premier générateur.

La même approche est reproduite pour chaque profil de charge considéré.

2.5.3 Hybridation (groupes électrogènes /générateurs photovoltaïques)

Les tests d'hybridation réalisés dans le cadre de ces travaux ont porté sur la mise en commun d'un groupe électrogène couplé avec un ou plusieurs sous-champs photovoltaïques. Ainsi, il est fait comme suit :

- Démarrage du groupe électrogène concerné par le test et fonctionnement à vide pendant une durée d'au moins 180 secondes ;
- Programmation de l'automate afin d'adopter un profil de charge sur le banc RLC. Le profil de charge est basé sur une augmentation des puissances actives et/ou réactives ;
- Connexion du groupe électrogène au banc de charges RLC ;
- Connexion des onduleurs concernés par le test ;
- Lancement des enregistrements de données sur les analyseurs réseau ;
- Lancement de la simulation du profil de charge ;
- Déconnexion du PV à la fin du test ;
- Déconnexion de la charge du GE ;
- Fonctionnement à vide du GE pendant environ 5 min ;
- Arrêt du GE.



Figure 17 : Groupe électrogène en situation de test

2.6 Variables et paramètres de calcul

Le taux de charges des groupes électrogènes est calculé grâce à l'équation 1 :

$$Taux_{charge_DG} = \frac{S_{demande}}{S_{GD}} \quad \text{Équation 1}$$

avec :

$Taux_{charge_DG}$ = Taux de charge du groupe électrogène

$S_{demande}$ = Puissance apparente de la charge électrique

S_{GD} = Puissance apparente du groupe électrogène

Pour chaque niveau de charge, le débit massique de carburant est calculé suivant l'équation 2 :

$$d_m(Charge) = \frac{((m_i - m_f) - (t_{v1} + t_{v2}) \times d_{mv})}{t_{charge}} \quad \text{Équation 2}$$

avec :

$d_m(Charge)$ = débit massique pour un taux de charge donné

m_i = masse initiale de carburant telle que décrite par le protocole de test

m_f = masse finale de carburant telle que décrite par le protocole de test

t_{v1} = temps de fonctionnement à vide du groupe électrogène au début du test

t_{v2} = temps de fonctionnement à vide du groupe électrogène en fin de test

La consommation spécifique des groupes électrogènes est évaluée à partir de la relation explicitée par l'équation 3 :

$$C_s = \frac{((m_i - m_f) - (t_{v1} + t_{v2}) \times d_{mv})}{E} \quad \text{Équation 3}$$

C_s = Consommation spécifique en kg par unité d'énergie électrique générée

E = énergie électrique

Le rendement des groupes électrogènes est défini par l'équation 4 :

$$\eta_{GD} = \frac{E_{\text{électrique}}}{PCI \times C_s} \quad \text{Équation 4}$$

avec

$E_{\text{électrique}}$: Énergie électrique équivalente

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

C_s : Consommation spécifique

2.7 Résultats expérimentaux

2.7.1 Résultats « Groupe électrogène seul »

Les paramètres mesurés dans le cadre des tests « groupes électrogènes seuls » sont :

- les débits massiques d'alimentation des groupes électrogènes ;
- les consommations spécifiques ;
- les rendements des générateurs.

Ces résultats sont la résultante de l'application des équations 2,3 et 4.

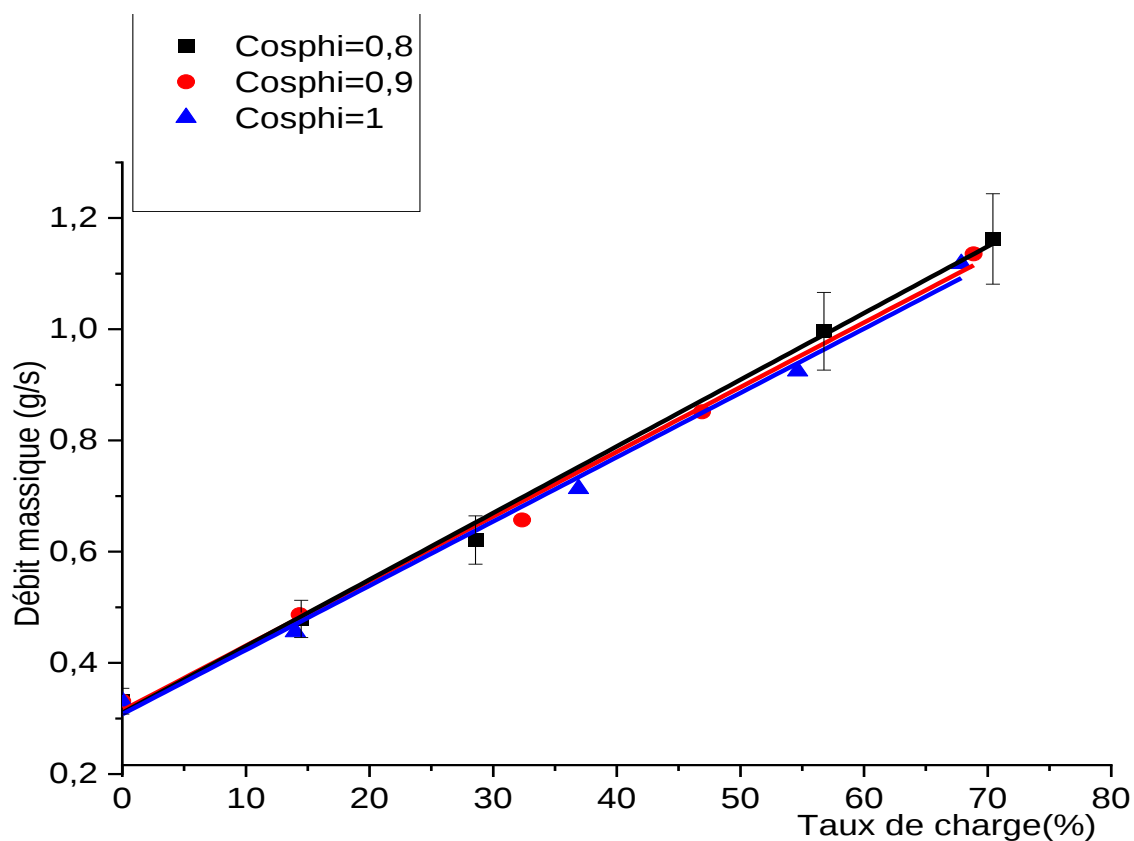


Figure 18 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 1 en carburant.

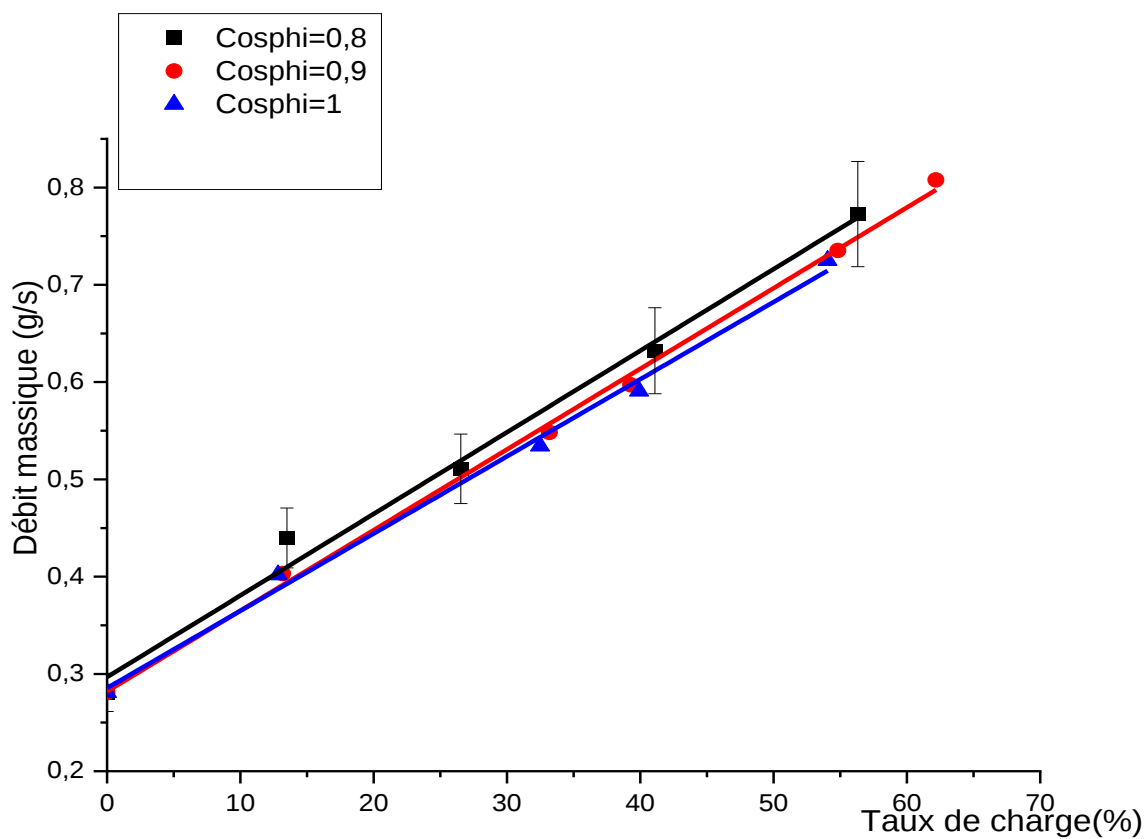


Figure 19 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 2 en carburant

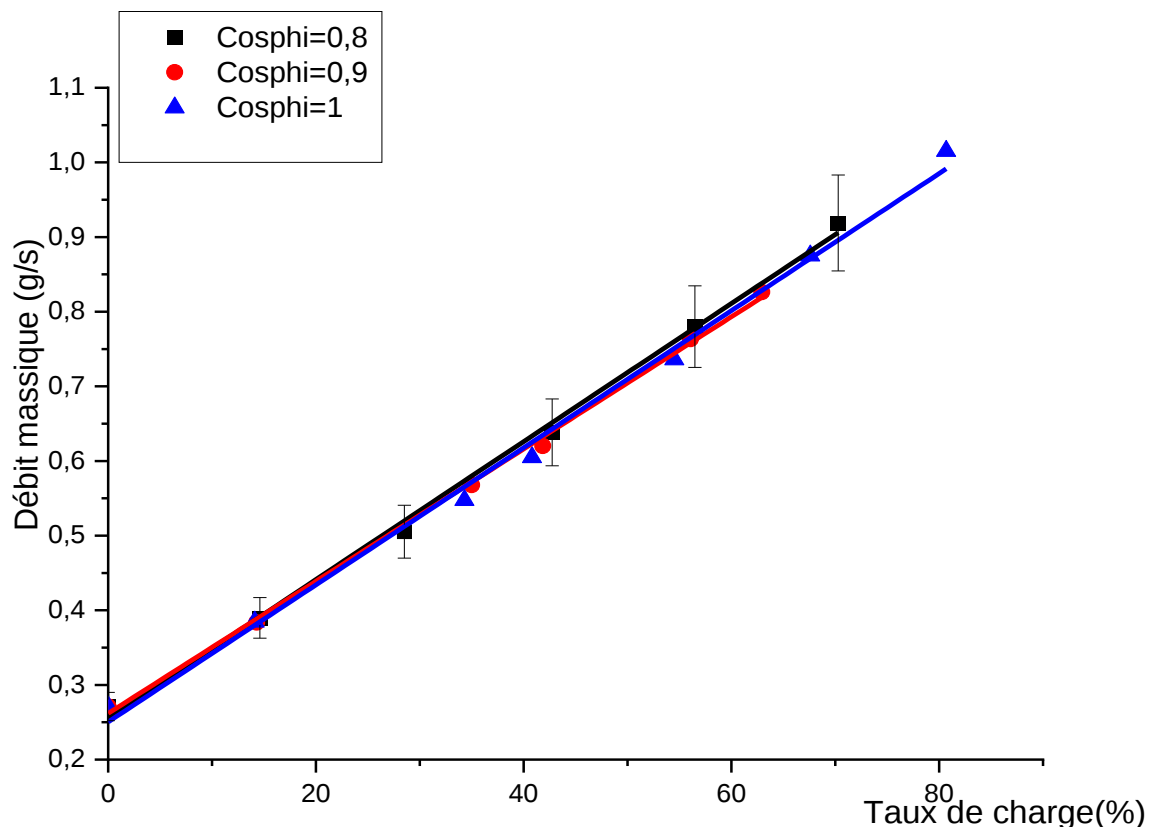


Figure 20 : Débit massique d'alimentation du groupe électrogène n° 3 en carburant

Les figures 18, 19 et 20 présentent respectivement les consommations de combustible des générateurs 1, 2 et 3 en fonction de leur taux de charge. On peut observer sur ces différentes figures que les points matérialisés ne vont pas au-delà de 80 % de taux de charge. En effet, lors de la caractérisation des générateurs, nous avons constaté que pour certaines valeurs de charges, les générateurs s'éteignaient. Cela pourrait s'expliquer par un sous dimensionnement des moteurs entraînant les alternateurs des générateurs.

Sur les figures 18 et 19, les courbes des tendances associées aux débits massiques illustrent une consommation qui augmente lorsque le facteur de puissance baisse. Cependant sur la figure 20, les consommations les plus fortes sont enregistrées pour un facteur de puissance de 0,8. Suivent ensuite, et de façon décroissante, les consommations aux facteurs de puissance égale à 1 et 0,9.

Il est à noter que les droites de tendances obtenues dans les précédentes figures ont toutes un coefficient de corrélation de 0,99 avec des niveaux d'incertitudes relatives d'environ 7 %. Bien que l'effet soit visible sur les figures, il ne nous a pas été possible d'apprécier l'impact du facteur de puissance sur la consommation des générateurs électriques dans la plage de facteur de puissance comprise entre 0,8 et 1.

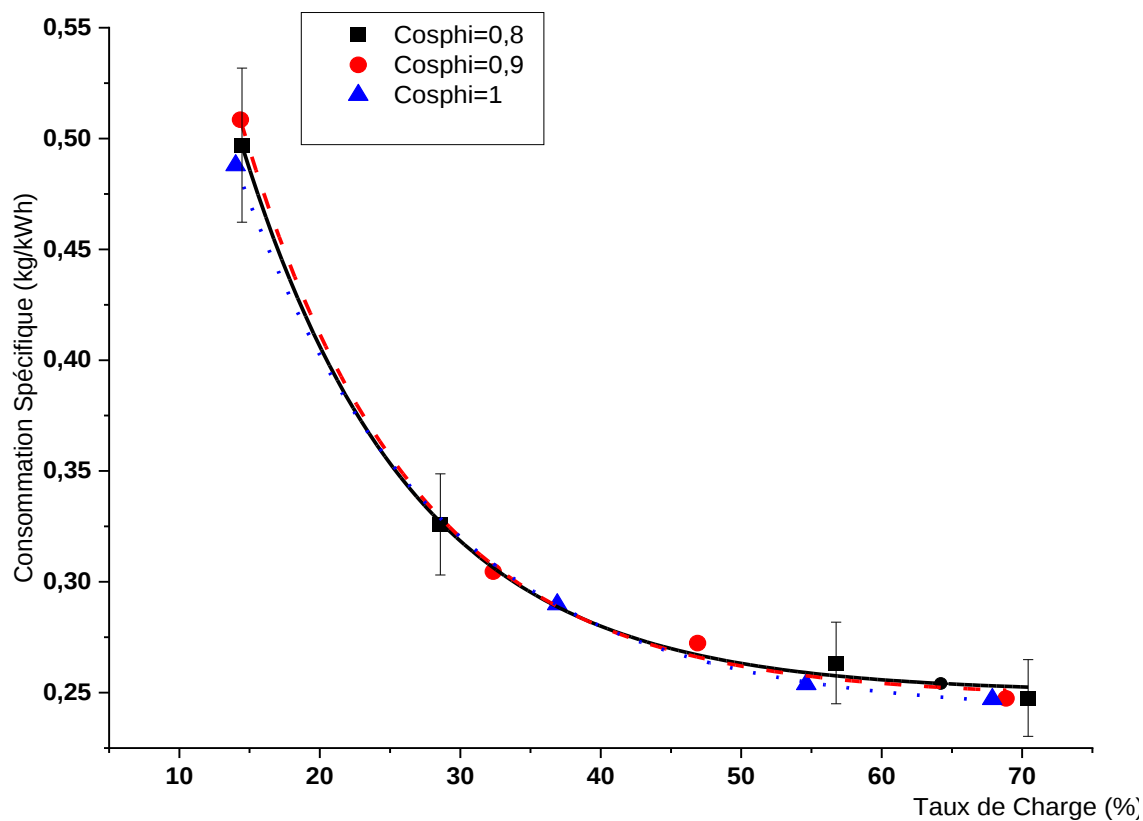


Figure 21 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 1

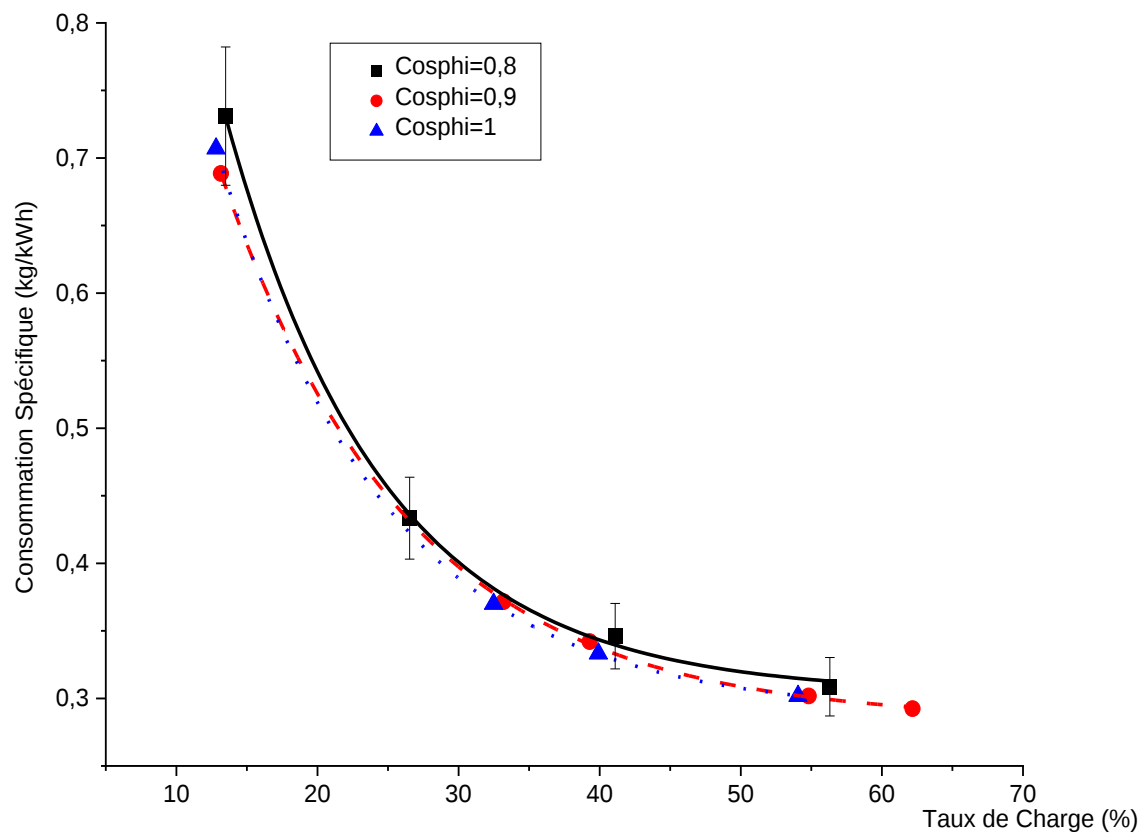


Figure 22 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 2

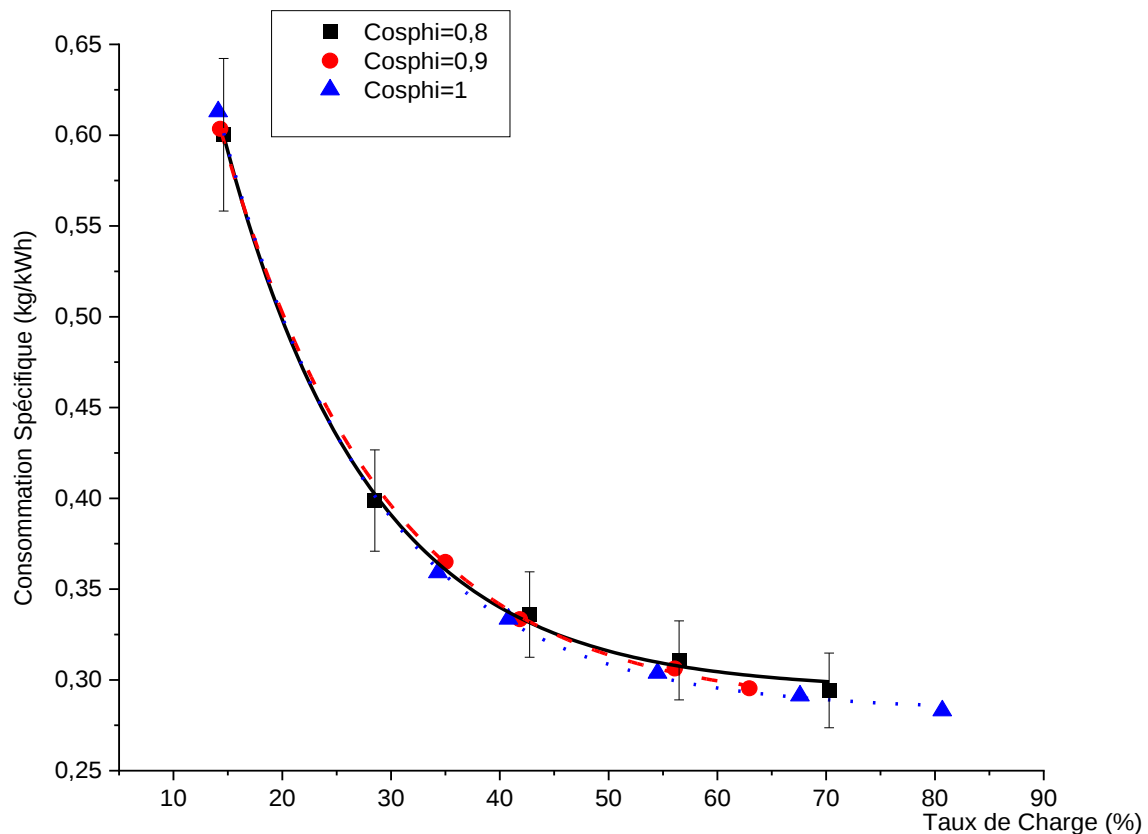


Figure 23 : Consommation spécifique du groupe électrogène n° 3

Les figures 21 à 23 présentent les consommations spécifiques des générateurs 1 à 3. Elles ont été déterminées grâce à l'équation 3. Lorsque nous analysons les courbes associées à ces consommations spécifiques, nous aboutissons aux mêmes conclusions que celles obtenues avec les débits de carburant. En effet, les coefficients de corrélation obtenus sont de 0,99 pour chacune des courbes de tendances avec une incertitude relative d'environ 7 %. Les résultats obtenus ici ne permettent pas là encore d'apprécier l'impact du facteur de puissance des charges électriques sur la consommation spécifique des générateurs électriques.

L'analyse des courbes de débits de carburant et des courbes de consommations spécifiques nous a conduits à confondre les points obtenus pour les facteurs de puissances compris entre 0,8 et 1. Nous avons ainsi déterminé des courbes de tendance uniques (débit massique et consommation spécifique) pour chacun des générateurs de la centrale de Bilgo. Ces courbes sont données dans les figures 24 à 29.

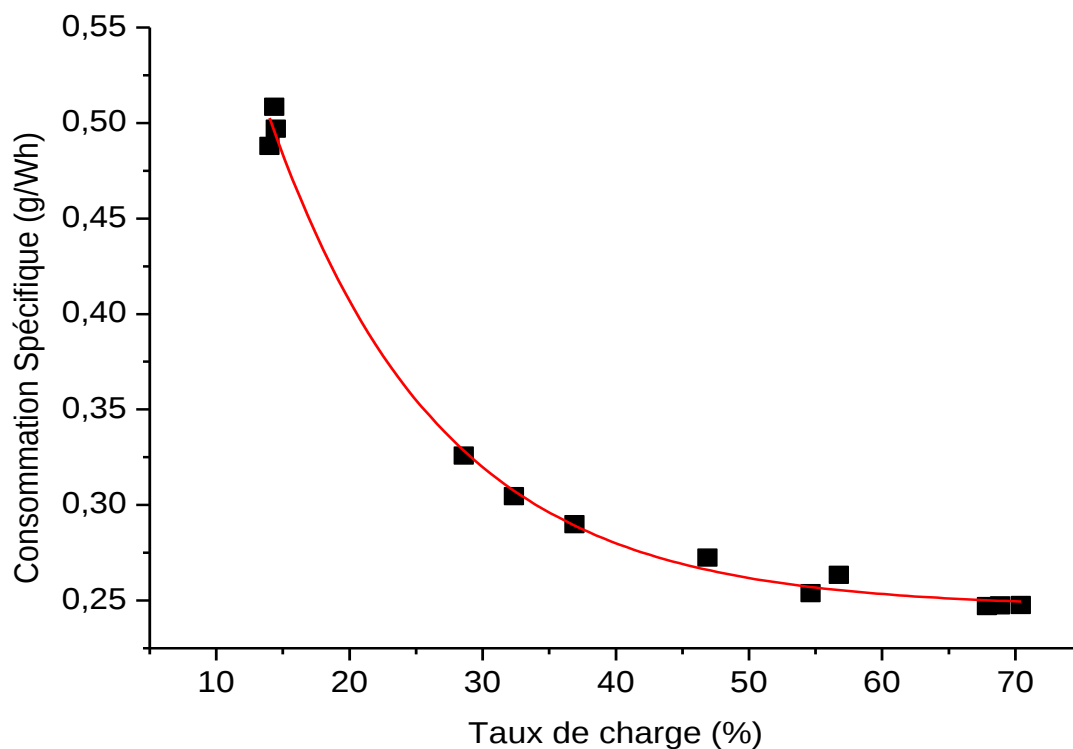


Figure 24 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 1

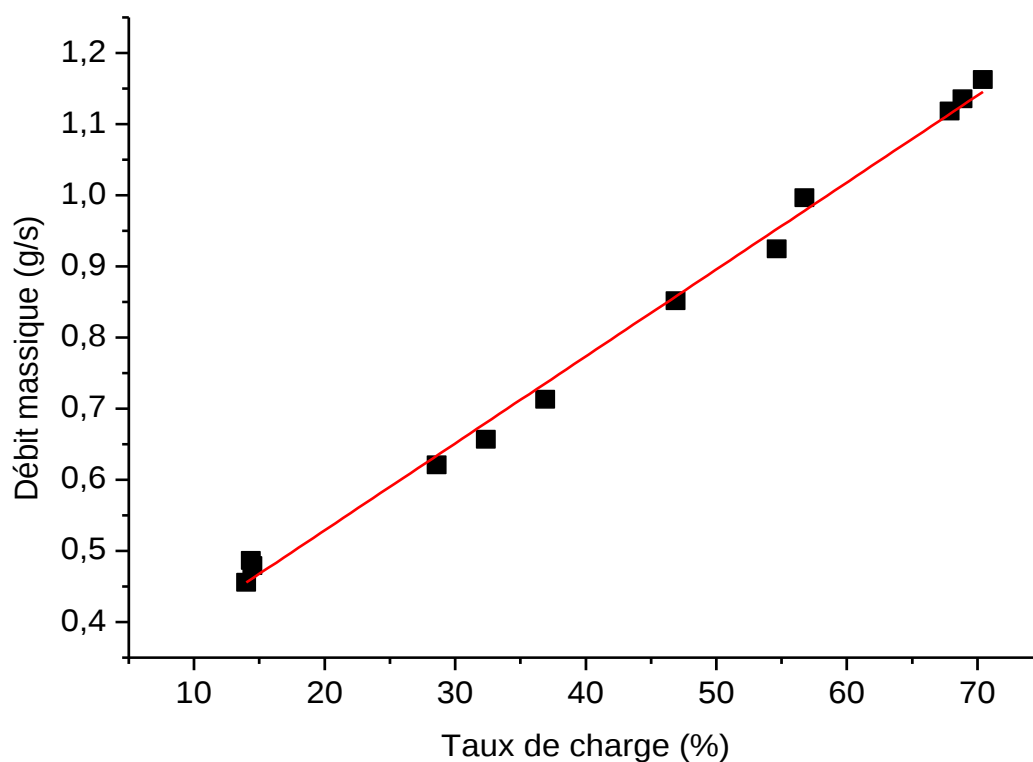


Figure 25 : Débits massiques mutualisés GE n° 1

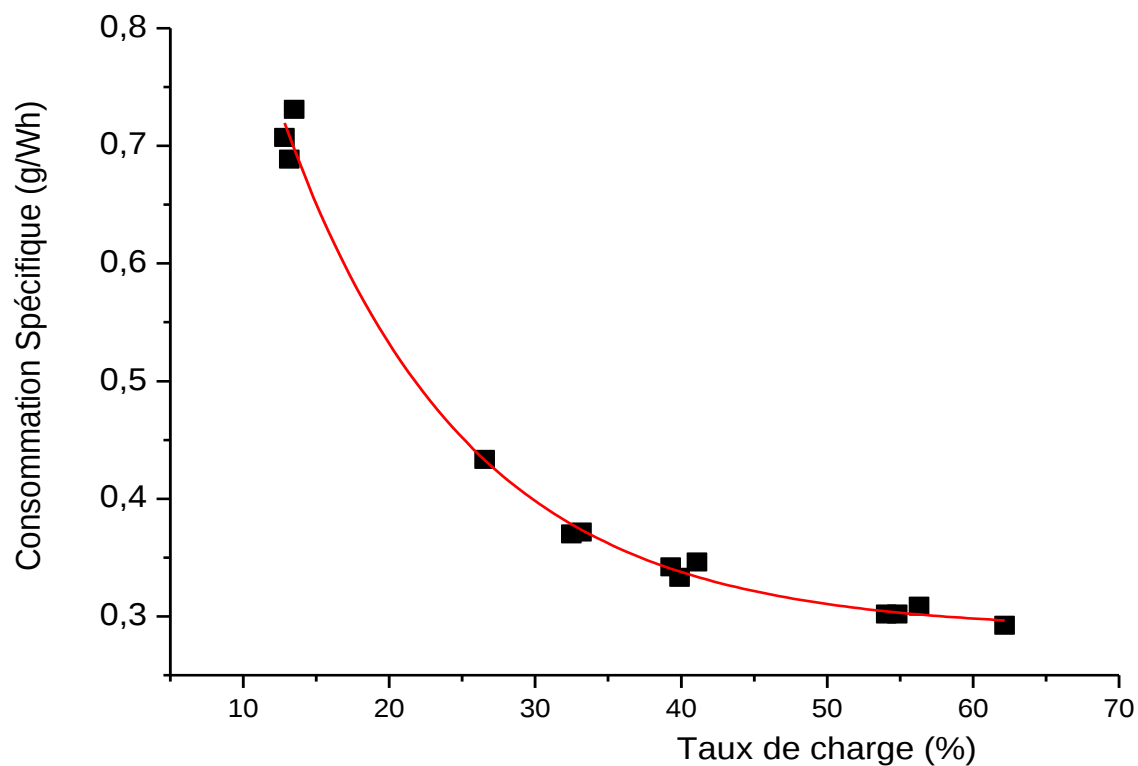


Figure 26 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 2

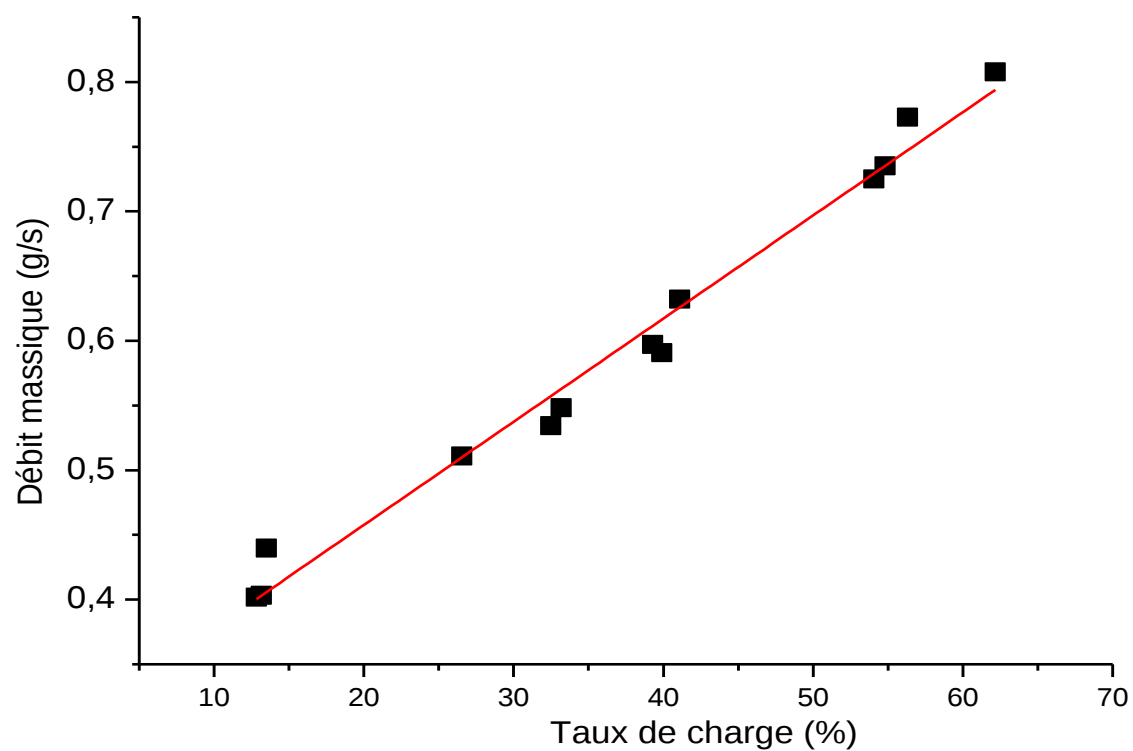


Figure 27 : Débits massiques mutualisés GE n° 2

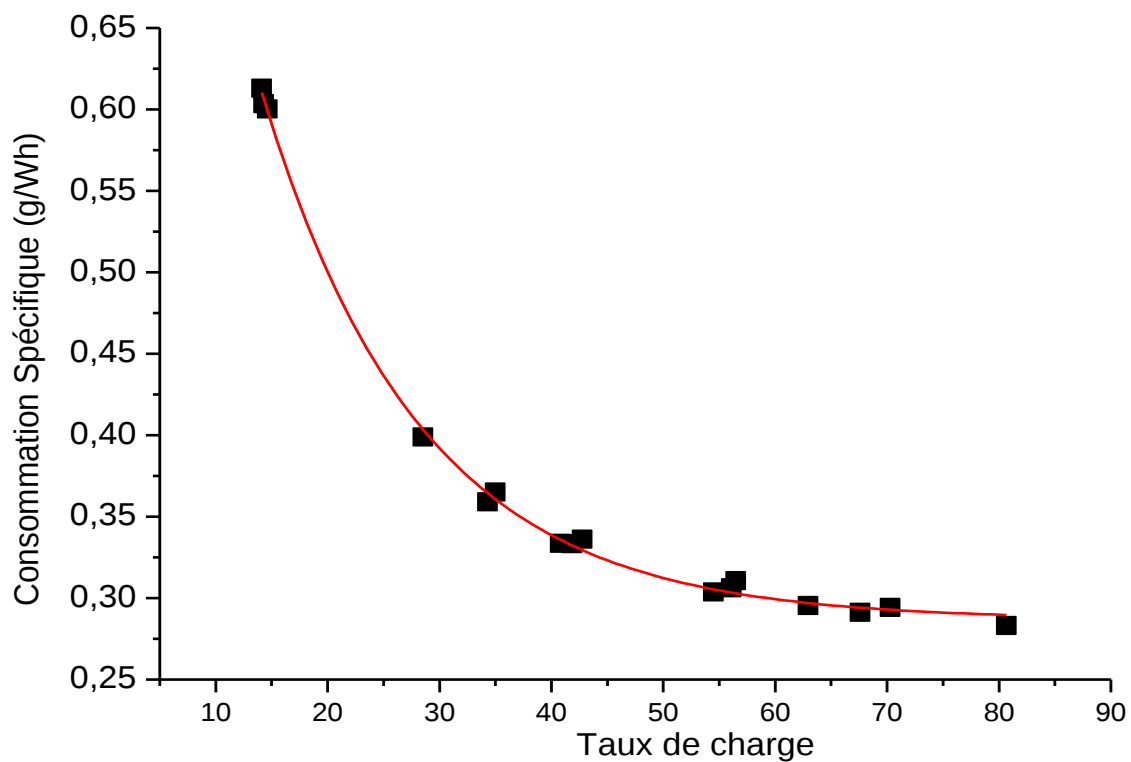


Figure 28 : Consommations spécifiques mutualisées GE n° 3

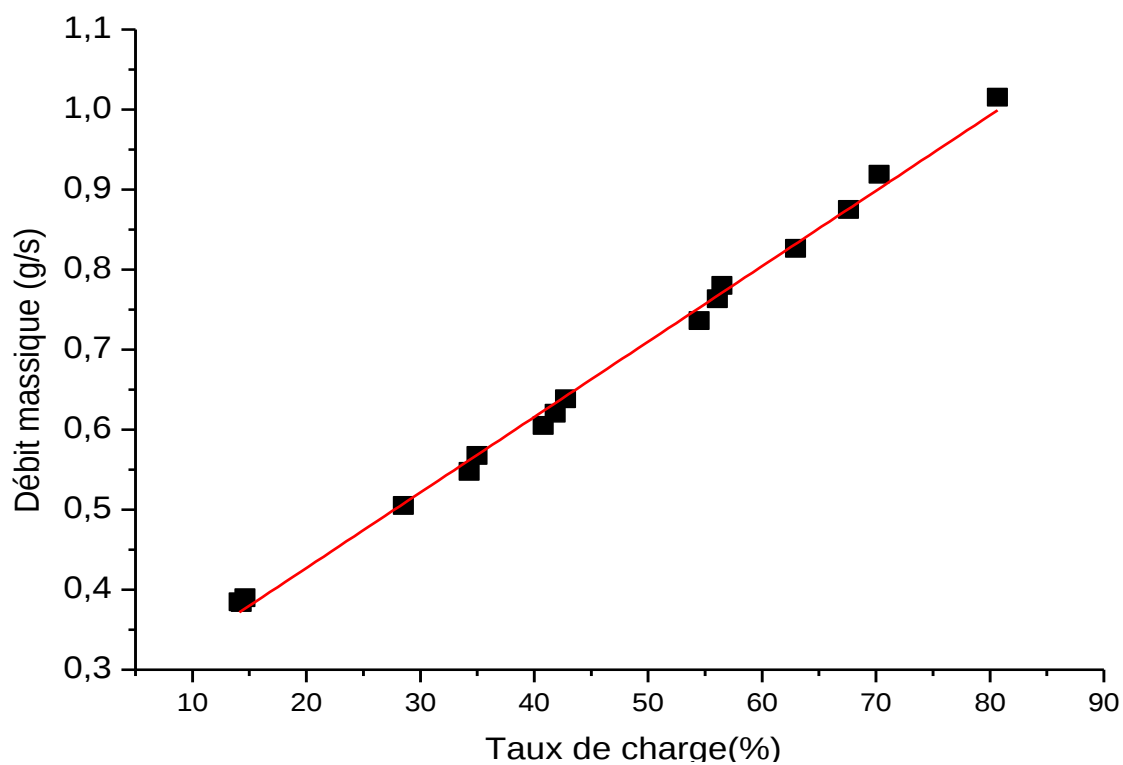


Figure 29 : Débits massiques mutualisés GE n° 3

Dans ce qui suit, nous avons comparé les performances des trois générateurs à travers leurs rendements (figure 30). Ce rendement est défini par l'équation 4.

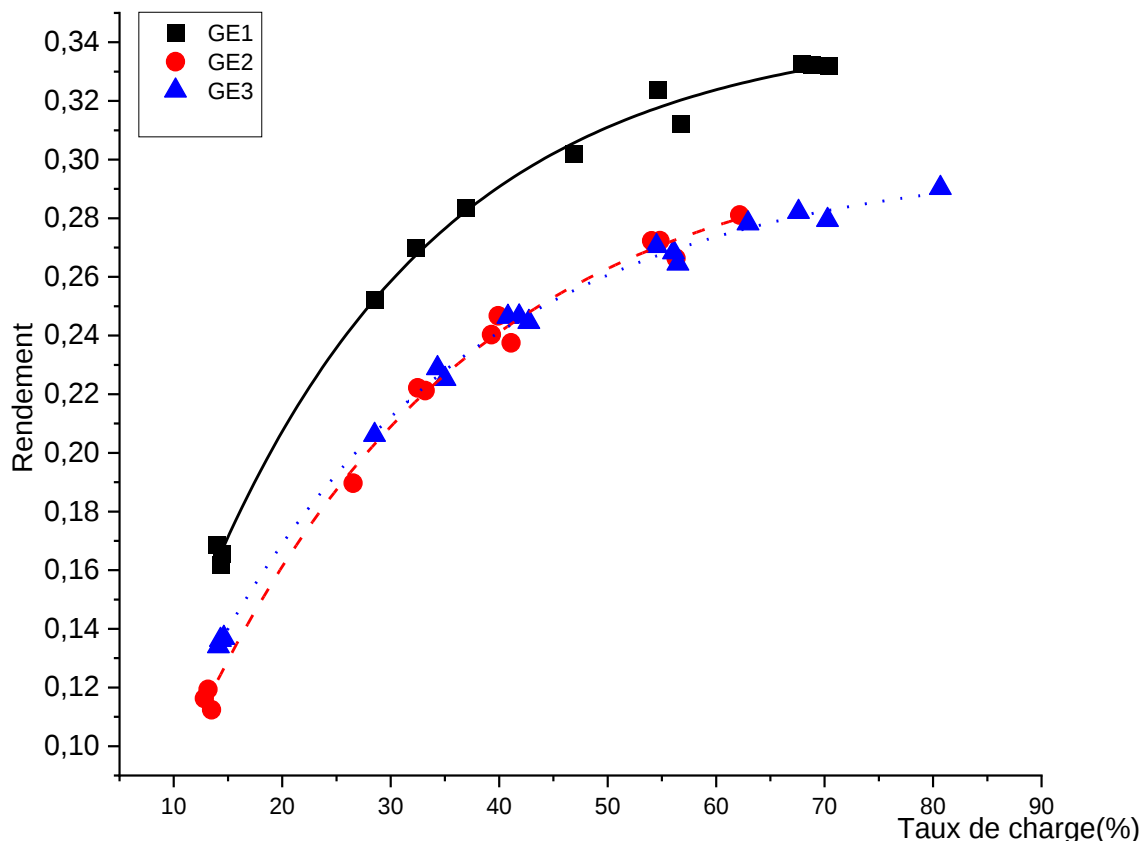


Figure 30 : Comparaison des rendements des groupes électrogènes

La figure 30 présente les rendements des groupes électrogènes. Elle établit que le générateur n° 1 est le plus performant. De plus, il ressort de l'analyse que les générateurs n° 2 et n° 3 ont des rendements très proches. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'ils ont une même puissance nominale. Cependant, nous notons que lors des tests, le générateur n° 3 permettait de satisfaire des charges électriques jusqu'à 80 % de sa puissance nominale. Le générateur n° 2 quant à lui, ne pouvait satisfaire des charges supérieures à 65 % de sa puissance nominale.

2.7.2 Résultats expérimentaux des tests « multi-générateur »

Les résultats de cette section sont constitués des figures 31 à 35. Les figures 31 et 32 présentent la répartition des charges actives (a), la répartition des charges réactives (b) ainsi que le profil de charge pour les facteurs de puissance 0.8 et 1. Les résultats obtenus pour les profils de charge de facteur de puissance 0.9 sont similaires à ceux obtenus pour les profils avec des facteurs de puissances de 0,8. Fort de ce qui précède les résultats pour les facteurs de puissances égales à 0,9 sont présentés en annexe « B » de ce document.

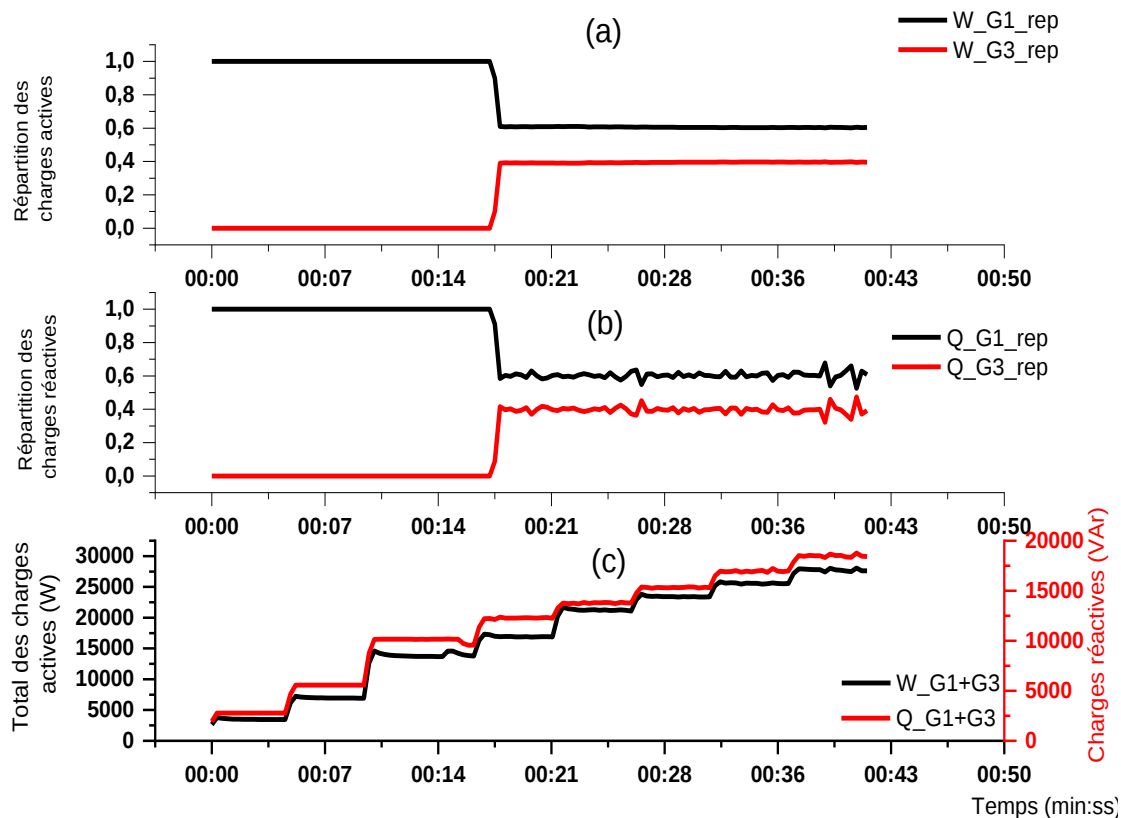


Figure 31 : (a) Répartition des charges actives ; (b) Répartition des charges réactives ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0,8.

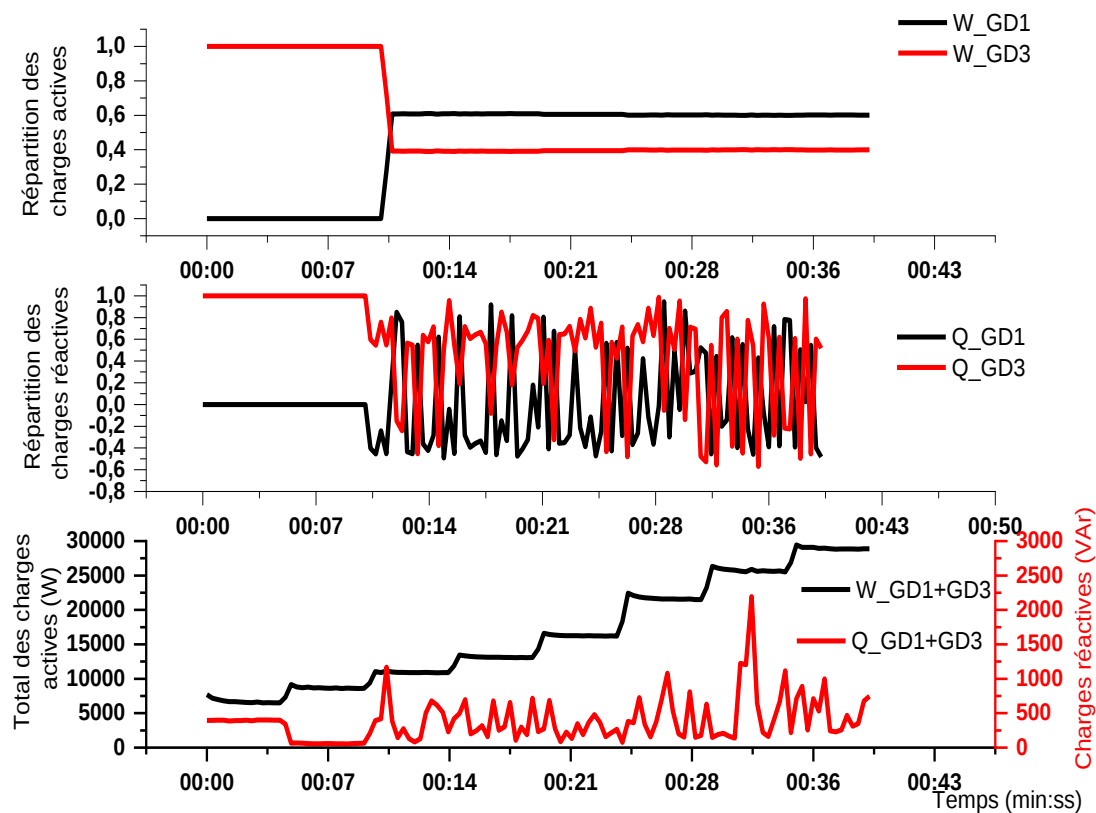


Figure 32 : (a) Répartition des charges actives ; (b) Répartition des charges réactives ; (c) Profil de charge facteur de puissance 1.

L'analyse des figures ci-dessus montre que le partage des charges actives se déroule de façon proportionnée et stable durant toute la durée des tests en facteur de puissance (0,8 et 1). En effet, plus le générateur aura une puissance nominale élevée plus il participera à la satisfaction du profil de charge. Les charges réactives quant à elles sont réparties de façon proportionnée et relativement stable pour les facteurs de puissance 0.8. Cependant, lorsque le facteur de puissance est égal à 1 (figure 32), on observe des valeurs alternées négatives et positives au niveau de la participation des générateurs n° 1 et n° 3. Cette situation traduit le fait que les générateurs sont tantôt consommateur d'énergie réactive et tantôt producteur d'énergie réactive. Paradoxalement au fait que les charges utilisées soient purement résistives l'on enregistre par moment des valeurs élevées d'énergie réactive produite. Ces deux éléments combinés traduisent des phénomènes de pertes d'excitation causées par la difficulté à répondre précisément à de faibles besoins d'énergie réactive.

Une analyse de la qualité de l'électricité produite dans les cas du fonctionnement en parallèle de groupes électrogènes a aussi été réalisée dans cette section. Il ressort que les variations de tension des profils de charge 0,8 ; 0,9 et 1 restent dans les plages recommandées par la norme **EN 50 160** ($\pm 10\%$). De plus, le taux de distorsion harmonique des profils de charge 0,8 ; 0,9 et 1 reste inférieur à 8 % comme le recommande la norme **BT EN 50 160**. Les figures 33, 34 et 35 présentent en détail les éléments d'appréciations de la qualité de l'électricité dans les cas ci-dessus cités.

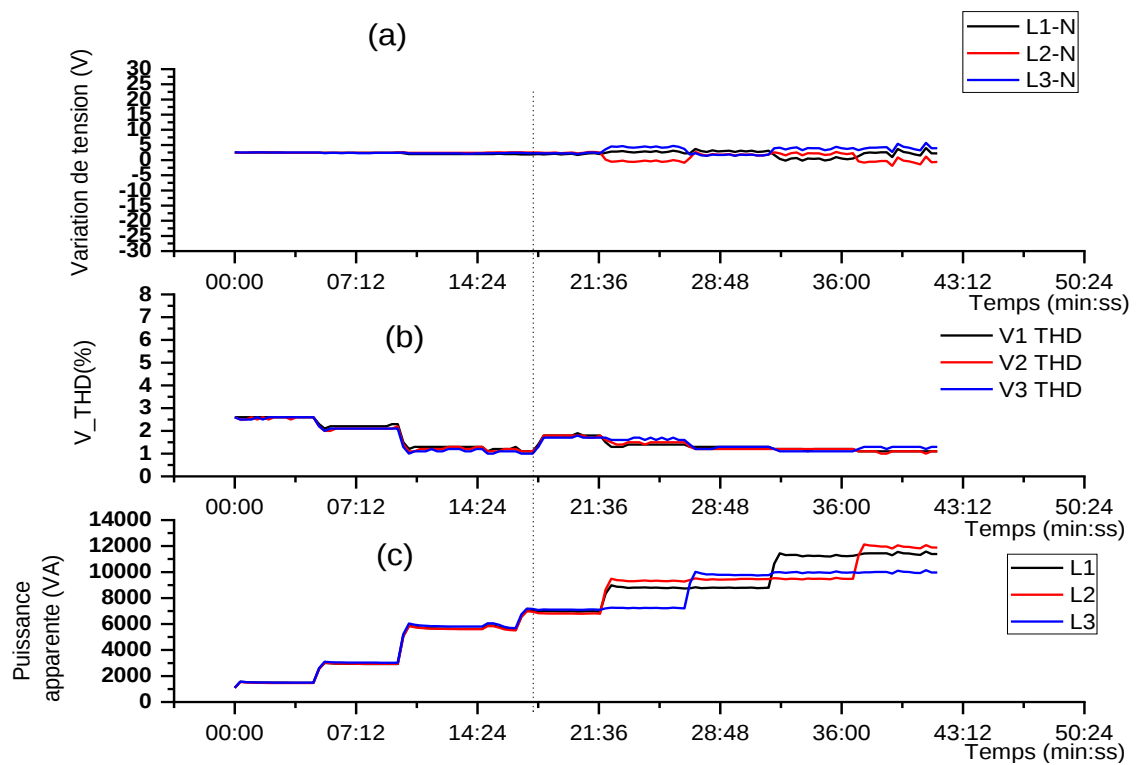


Figure 33 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0,8

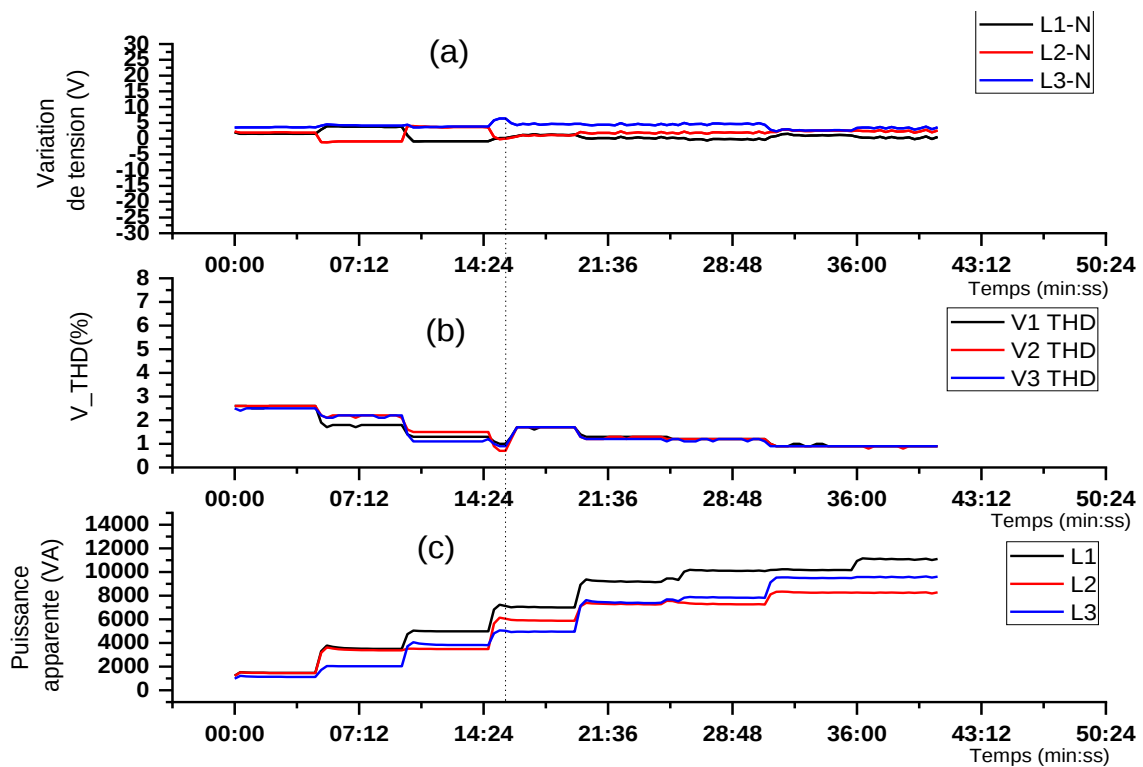


Figure 34 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 0,9.

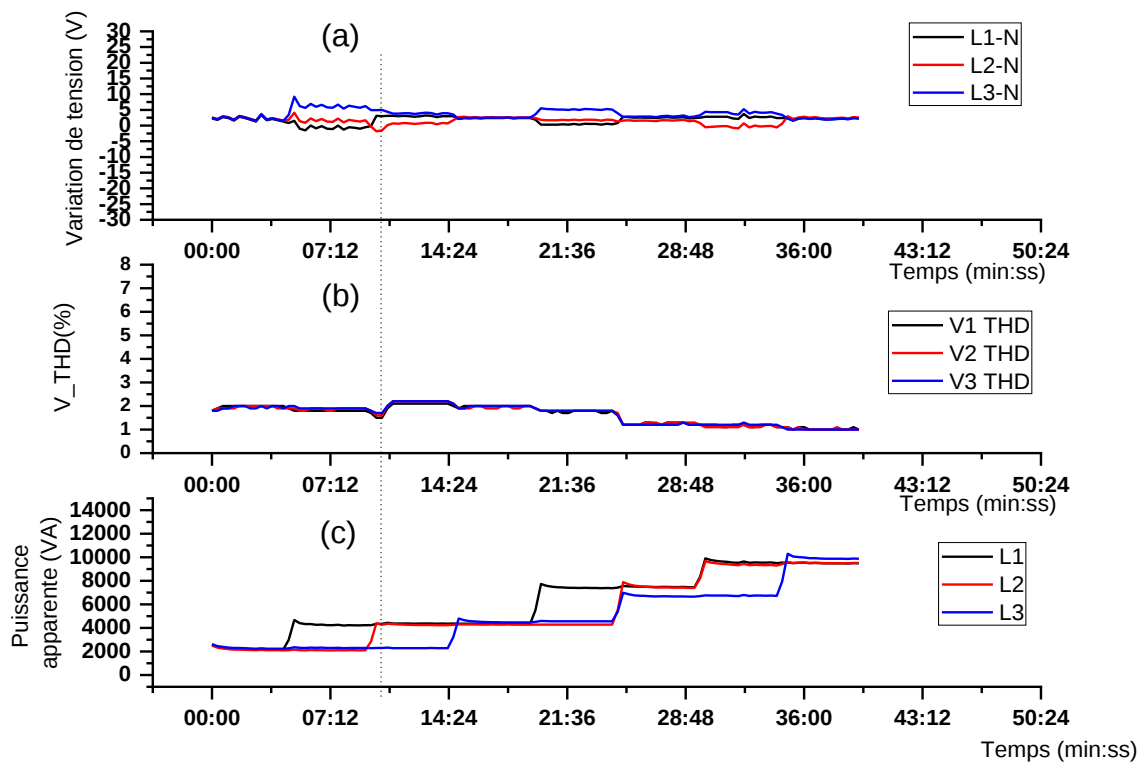


Figure 35 : (a) Variation de tension ; (b) Taux d'harmoniques ; (c) Profil de charge facteur de puissance 1.

2.7.3 Résultats expérimentaux des tests en hybridation (groupes électrogènes /générateur photovoltaïques)

Les tests ont été menés sur les systèmes hybrides suivants :

- Groupe électrogène n° 1 + Onduleur1 ;
- Groupe électrogène n° 1 + Onduleur 1 + Onduleur 3 ;
- Groupe électrogène n° 3 + Onduleur1 ;
- Groupe électrogène n° 3 + Onduleur 1 + Onduleur 3.

Au regard de la similarité des résultats obtenus avec les groupes électrogènes n° 1 et n° 3, nous présentons ici les résultats des tests effectués avec le groupe électrogène n° 1 pour un profil de charge avec un facteur de puissance de 0,8.

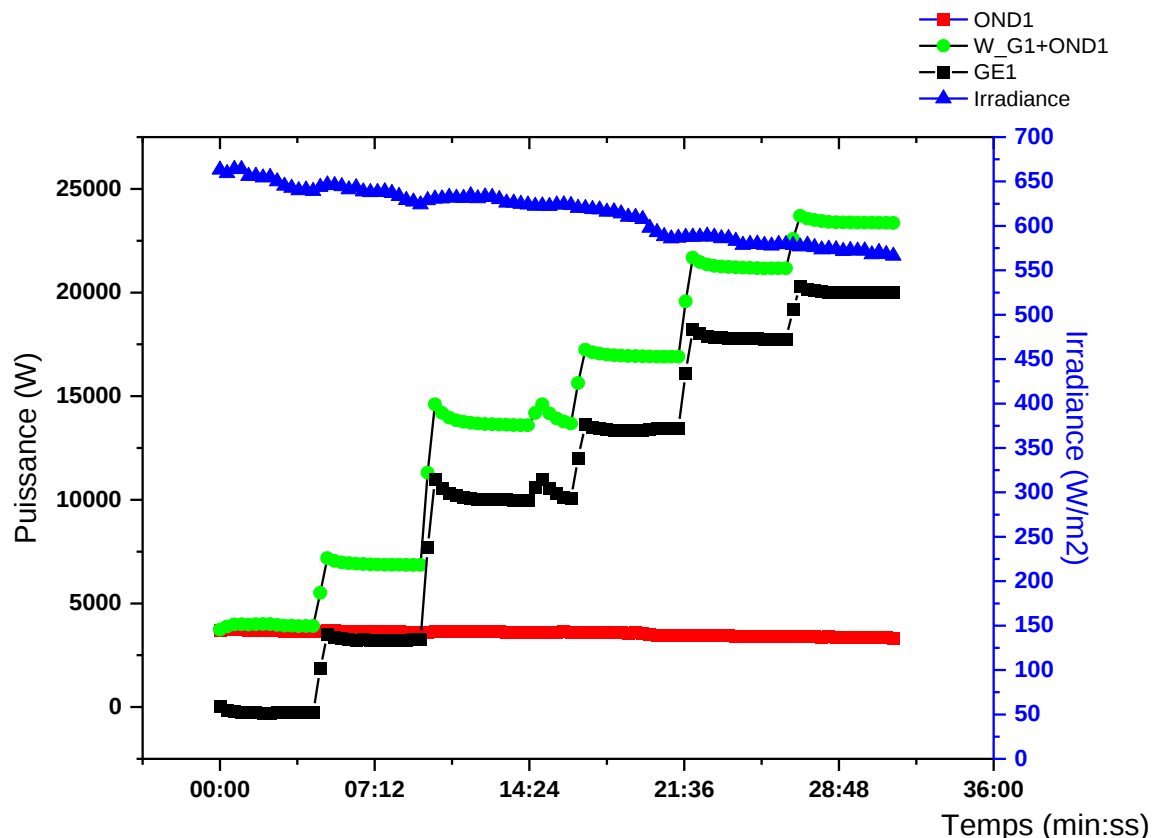


Figure 36 : Satisfaction d'un profil de charge en fonctionnement hybride

La figure 36 présente la satisfaction d'un profil de charge évolutif dans le temps grâce à un groupe électrogène et un champ photovoltaïque. La ressource solaire disponible durant l'expérimentation est présentée en ordonnée droite de la figure. Elle est restée décroissante et comprise entre 670 et 550 W/m². Sur l'ordonnée gauche de la figure sont matérialisés le profil de charge, la puissance du groupe électrogène ainsi que la puissance du générateur solaire.

En observant la figure 36, on s'aperçoit que tout au long du test la production énergétique injectée par le générateur PV reste quasi constante bien que la demande électrique croisse progressivement. Cependant, la production du groupe électrogène évolue en ayant la même tendance que la demande électrique. Ces résultats s'expliquent par la fonction MPPT du PV, qui fait qu'à chaque moment, les onduleurs injectent la puissance maximale disponible. Cette disposition permet au générateur PV de prendre le pas sur le groupe électrogène, qui finalement n'apporte que la puissance complémentaire nécessaire à la satisfaction de la charge.

Sur les paramètres de qualité de l'électricité, les variations de tension sont restées durant la totalité du test dans des plages nettement inférieures à 10 % comme recommandé par la norme EN 50 160. Le taux d'harmoniques est passé d'une valeur initiale de 4,5 % à un niveau inférieur

à 1 % en 36 min. Cette tendance pourrait s'expliquer par le fait qu'en début de test le taux de pénétration solaire avoisinait 100 %. Ce taux a progressivement chuté au cours de l'expérimentation avec l'augmentation de la charge électrique et l'apport du groupe électrogène. La figure 37 présente en détail les éléments d'appréciations de la qualité de l'électricité pour cette section. Sur le plan de l'apport d'énergie réactive, on peut ajouter que nous avons pu observer que le générateur solaire ne produit ni ne consomme d'énergie réactive.

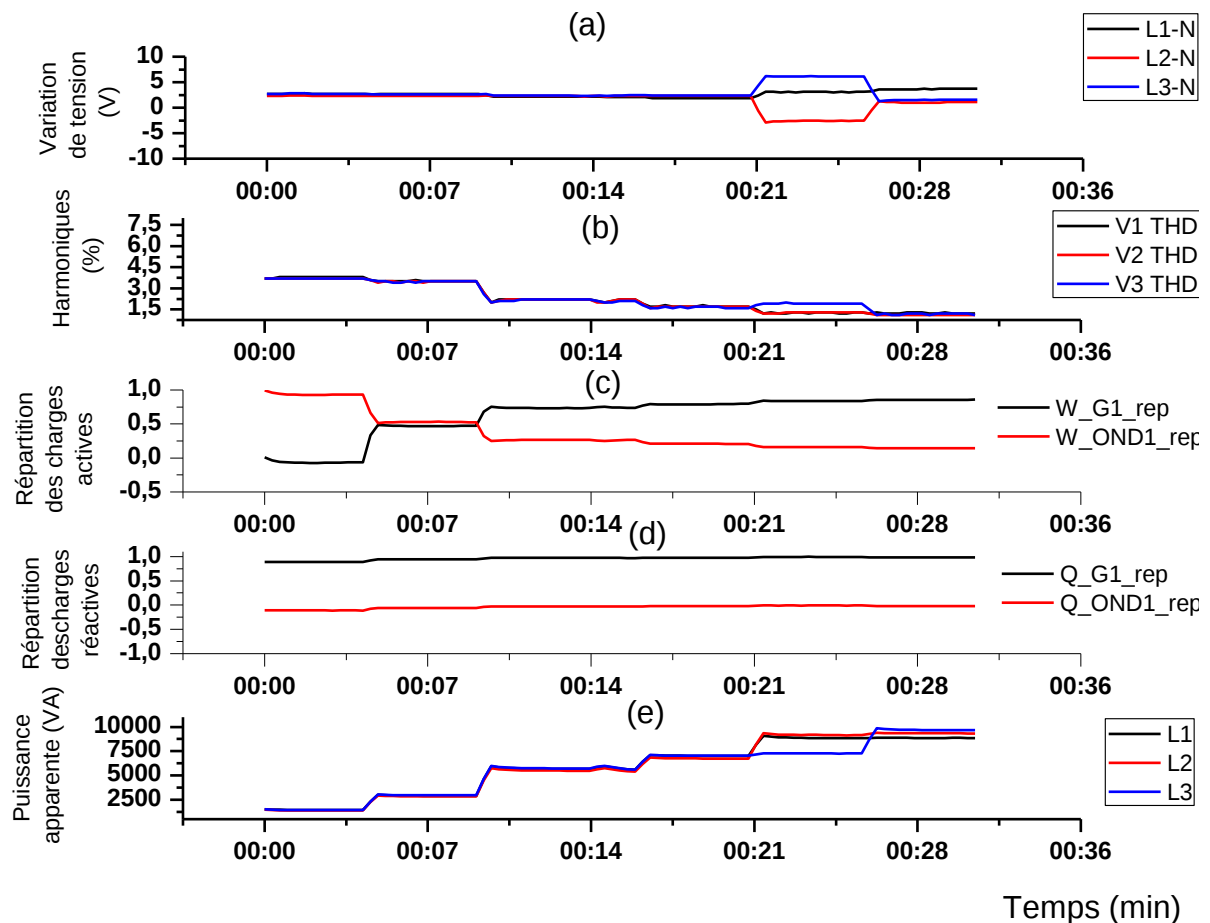


Figure 37 : (a) Variation de tension ; (b) Taux de distorsion harmonique ; (c) Répartition des charges actives ; (d) Répartition des charges réactives ; (e) Puissance apparente

2.5. Conclusion

Des expérimentations visant à améliorer les connaissances sur les systèmes hybrides de façon générale et sur les centrales Flexy-energy en particulier ont été réalisées. Trois grandes phases expérimentales sont à distinguer :

- **Les expérimentations groupe électrogène seul**, durant lesquelles les groupes électrogènes de la centrale ont été expérimentés individuellement. Cette approche aura permis d'une part de noter les limites des générateurs par rapport à leurs puissances nominales indiquées. D'autre part, les expérimentations menées ont permis d'aboutir à la conclusion que le facteur de puissance n'influe pas sensiblement sur la consommation des différents générateurs électriques, pour peu que ceux-ci fonctionnent dans une plage de facteur de puissance comprise entre [0,8-1].
- **Les expérimentations multi-générateurs** ont permis d'observer la proportionnalité dans la répartition des charges électriques (active et réactive). De plus, elles ont aussi permis de se rendre compte qu'un facteur de puissance au plus proche de 1 pouvait causer des situations de pertes d'excitations. Cette donnée est à prendre en compte lorsqu'il est envisagé une compensation d'énergie réactive.

Les expérimentations en hybridation (PV/Groupes électrogènes) ont permis d'observer des fonctionnements à de forts taux de pénétration d'énergie solaire. Aucun paramètre de qualité de l'électricité n'a cependant excédé les plages recommandées par les normes.

Dans l'ensemble des tests réalisés, les variations de tension sont restées dans les plages admises par la norme **EN 50 160** ($\pm 10\%$). De plus, les taux de distorsion harmonique ont toujours été inférieurs à 8 % comme le recommande la norme **BT EN 50 160**.

Chapitre 3 : Modélisation et optimisation des centrales Flexy-energy

Chapitre 3 : Modélisation et optimisation des centrales Flexy-energy

3.1. Introduction

La modélisation occupe une place importante dans l'étude des systèmes énergétiques. En effet, elle permet d'approfondir les connaissances sur le système étudié, en investiguant les réponses de celui-ci dans des conditions opératoires non réalisables expérimentalement. Le chapitre précédent aura permis de réaliser les expérimentations sur la centrale Flexy-energy de Bilgo et d'en apprendre davantage sur sa dynamique de fonctionnement. Cela dit, des interrogations subsistent et peuvent se résumer par les questions :

- Quel est le coût de production du kilowattheure pour les centrales Flexy-energy en général, et plus particulièrement pour la centrale de Bilgo ?
- Quel est l'impact environnemental de l'approche Flexy-energy ?
- Quelles sont les performances du concept Flexy-energy vis-à-vis des approches classiques de gestion d'énergie ?

Ce chapitre a pour but d'apporter des éléments de réponses à ces questions grâce au développement d'un outil de simulation des centrales Flexy-energy. Cet outil a été réalisé grâce à des logiciels de références en matière de simulation des systèmes hybrides, nommément : Homer pro et Matlab.

3.2. Modélisation des composantes d'un système (PV/Groupes électrogènes)

3.2.1. Générateur photovoltaïque

La puissance en sortie des générateurs photovoltaïques est définie par l'équation 5. Elle tient compte de l'irradiation reçue ainsi que de l'impact de la température de jonction des cellules. Lorsque la température ambiante est différente de la température des conditions standard de 25 °C, un facteur correctif permet de prendre en compte le déclassement en température :

$$P_{PV} = P_c \times D_f \left(\frac{G_T}{G_{STC}} \right) [1 + \alpha (T_{cell} - 25)] \quad \text{Équation 5}$$

où :

P_{PV} est la puissance instantanée du champ photovoltaïque (kW).

P_c est la puissance crête du générateur photovoltaïque (kW_c).

D_f est un facteur de déclassement.

G_T est l'irradiation solaire globale (kW.m^{-2}).

G_{STC} est l'irradiation solaire globale dans les conditions standard (1 kW.m^{-2} ; 1,5 AM ; 25 °C).

α est le coefficient de déclassement en température des modules photovoltaïques.

T_{cell} est la température de jonction des cellules photovoltaïques.

Pour l'estimation de la puissance en sortie des onduleurs, nous faisons recours au rendement des onduleurs. Ainsi, la puissance en sortie d'onduleur est obtenue grâce à l'équation 6.

$$P_{sort_ond} = P_{PV} \times \eta_{ond} \quad \text{Équation 6}$$

où :

P_{sort_ond} est la puissance en sortie des onduleurs.

P_{PV} est la puissance instantanée des champs photovoltaïques.

η_{ond} est le rendement de l'onduleur.

3.2.2. Groupe électrogène

La modélisation du groupe électrogène porte essentiellement sur deux aspects de son fonctionnement que sont : sa consommation en carburant et ses émissions de polluants. L'équation 7 donne la consommation horaire en carburant d'un groupe électrogène .

$$F = F_0 P_{DG} + F_1 P_{gen} \quad \text{Équation 7}$$

F est la consommation horaire de carburant (L. h^{-1}).

F_0 est la consommation à vide du groupe électrogène ($\text{L.h}^{-1}.\text{kW}^{-1}$).

P_{DG} représente la puissance nominale du groupe électrogène (kW).

F_1 est la pente de la courbe de consommation horaire ($\text{L.h}^{-1}.\text{kW}^{-1}$)

P_{gen} est la puissance instantanée du groupe électrogène (kW).

3.3 Modélisation économique

Le principal indicateur économique utilisé dans ces travaux est le coût actualisé de l'énergie. Il désigne la valeur monétaire d'un kilowattheure produit sur la durée de vie d'une centrale électrique. Les étapes entrant dans la détermination de ce paramètre sont explicitées par les équations (8-10).

$$C_{an} = C_{Net} \times CRF(i, n) \quad \text{Équation 8}$$

où :

C_{an} : est le coût annualisé total. (\$/an)

C_{Net} : est la valeur actuelle nette.

i : est le taux d'actualisation.

n : est la durée de vie du projet.

CRF : est le facteur de recouvrement du capital, déterminé à l'aide de l'équation 9

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Équation 9}$$

Le coût actualisé de l'énergie est déterminé par l'équation 10

$$LCOE = \frac{C_{an}}{E} \quad \text{Équation 10}$$

où :

$LCOE$ est le coût actualisé de l'énergie en (\$/kWh)

C_{an} est le coût annualisé total (\$)

E , est la quantité totale d'énergie produite par an en (kWh)

3.4. Modélisation et optimisation des centrales « Flexy-energy »

La mise en œuvre de l'approche Flexy-energy nécessite de faire recours à une programmation linéaire couplée avec des tables de recherche dynamiques. Trois matrices de deux types différents sont alors nécessaires. Les deux premières matrices sont des matrices dites de combinaisons, elles permettent de stocker tous les scénarios d'assemblage possible pour les générateurs de même technologie (Groupes électrogènes, photovoltaïque ou éolien). La troisième matrice

est celle dite de croisements, elle vise à faire un croisement des combinaisons possibles entre les sources d'énergies renouvelables et conventionnelles de la centrale à l'étude. Plusieurs scénarios de configurations sont ainsi matérialisés par deux matrices de combinaisons et une matrice de croisements. Si le concept Flexy-energy est appliqué à une centrale hybride (photovoltaïque/groupe électrogène), nous posons :

- « k », le nombre de scénarios pouvant être réalisés avec les groupes électrogènes ;
- « q », le nombre de scénarios pouvant être réalisé avec les différents champs photovoltaïques ;
- « n », le nombre de groupes électrogènes, avec $n > 1$;
- DG_i et P_i , avec $i \in [0; n]$, respectivement les dénominations des groupes électrogènes et leurs puissances nominales ;
- « m » le nombre de champs photovoltaïques avec $m > 1$.

PV_i et PC_i , avec $i \in [0; m]$, respectivement les dénominations des champs photovoltaïques et leurs puissances instantanées.

Tableau 5 : Matrice de combinaison groupes électrogènes

Générateurs Diesel	Scenario SD_1	...	Scenario SD_k
DG_1	1	...	1
$\vdots$	$\vdots$	...	$\vdots$
DG_n	0	...	1
Puissance totale disponible	P_1	...	$P_1 + \dots P_n$

Tableau 6 : Matrice de combinaison Champs photovoltaïques

Champs PV	Scenario SP_1	...	Scenario SP_q
PV_1	1	...	0
$\vdots$	$\vdots$	...	$\vdots$
PV_m	1	...	0
Puissance totale disponible	$PC_1 + \dots PC_m$	...	0

Tableau 7 : Matrice de croisements

	Scenario SD_1	...	Scenario SD_k
Scenario SP_1	$Taux_{charge_DG}(SD_1;SP_1)$	...	$Taux_{charge_DG}(SD_k;SP_1)$
$\vdots$	$\vdots$	...	$\vdots$
$\vdots$	$\vdots$	...	$\vdots$
Scenario SP_q	$Taux_{charge_DG}(SD_1;SP_q)$	...	$Taux_{charge_DG}(SD_k;SP_q)$

Le tableau 5 présente l'expression générale de la matrice de combinaison dédiée aux groupes électrogènes. Au niveau des scénarios qui y sont représentés, on peut prendre en exemple le Scénario noté SD_1 . Ce scénario est celui dans lequel seul le générateur DG_1 est actif conformément à son statut (1 pour actif et 0 non actif).

La matrice de combinaison dédiée à la source d'énergie photovoltaïque est donnée par le tableau 6. Parmi les scénarios répertoriés dans le tableau 6, on peut citer le *Scenario SP_1* . Ce scénario correspond au cas de figure où tous les champs photovoltaïques sont en utilisation.

Le tableau 7 représente l'expression générale de la matrice de croisement, elle-même issue de l'union des scénarios identifiés par les matrices de combinaison. Dans chacune des cellules de la matrice de croisement, le taux de charge qu'auraient les groupes électrogènes si les scénarios auxquels se rapportent les cellules étaient mis en application, est calculé et donné par :

$$Taux_{charge_DG} = \left(\frac{P_{demande} - P_{PV}}{P_{DG}} \right) \times 100 \quad \text{Équation 11}$$

$P_{demande}$ est la puissance électrique demandée (Charge électrique primaire)

P_{PV} est la puissance électrique instantanée disponible de la source photovoltaïque

P_{DG} est le cumulatif de la puissance active nominale des générateurs électriques

Pour donner un exemple sur la détermination des valeurs comprises dans la matrice de croisement, prenons le cas de sa cellule 1. Celle-ci fait référence aux scénarios « SD_1 » de la matrice de combinaison des groupes électrogènes et « SP_1 » de la matrice de combinaison du photovoltaïque. Ce qui traduit le fait que dans le cas auquel se rapporte la cellule 1 :

$P_{DG} = P_1$, soit la puissance nominale du générateur DG_1

$P_{PV} = PC_1 + \dots PC_m$, soit la somme des puissances instantanées de tous les champs PV.

La matrice de croisement sert au choix des configurations de générateurs destinées à répondre à la demande électrique. Pour ce faire, le critère de décision repose sur les niveaux de taux de charge associé à chaque situation à laquelle se rapporte les cellules de la matrice de croisement.

3.4.1 Optimisation du fonctionnement de l'approche Flexy-energy

Les études précédemment réalisées sur la stratégie de gestion Flexy-energy se donnaient pour objectif de faire fonctionner les groupes électrogènes à des taux de charge les plus proches possible de 80 %. Cette rigueur trouvait sa source dans le fait, qu'il soit prouvé qu'un groupe électrogène connaît ses plus basses consommations spécifiques à des taux de charges voisins de 80 %. Cependant, cette baisse de consommation spécifique n'empêche pas que la quantité de carburant consommée soit grande. A contrario, d'un faible taux de charge, résulteraient une consommation spécifique forte et une quantité de carburant consommée faible. Sans occulter le fait que le taux de charge des groupes électrogènes est lié à la pénétration d'énergie renouvelable, nous comprenons qu'une forte pénétration d'énergie renouvelable réduirait les apports des sources conventionnelles dans le concept Flexy-energy et aura pour effet de :

- Augmenter la consommation spécifique des générateurs ;
- Réduire le volume de carburant consommé ;
- Réduire les émissions de gaz ;
- Augmenter la réserve opérationnelle de la centrale. La réserve opérationnelle étant la puissance mobilisable immédiatement et sans véritable délai d'attente, pour faire face à une sollicitation brusque du système.

Dans le but d'explorer cette voie d'optimisation qui consiste à maximiser l'apport des sources d'énergie renouvelable, un paramètre dénommé plage opérative de fonctionnement a été utilisé dans ces travaux. La plage opérative de fonctionnement désigne un intervalle de taux de charge dans lequel les groupes électrogènes sont autorisés à fonctionner librement.

Pour déterminer la configuration de générateurs destinée à répondre à la demande électrique, la matrice de croisement sera parcourue de la façon suivante :

- De la première colonne vers la dernière colonne ;

- De la première ligne vers la dernière ligne ;
- Une colonne est parcourue entièrement avant de passer à la suivante.

Le parcours de la matrice de croisement se fait ainsi, des solutions les moins tributaires des sources conventionnelles vers celles qui le sont.

Le critère d'arrêt est la rencontre d'une cellule contenant un taux de charge des groupes électrogènes respectant la plage opérative prédéfinie. Les générateurs se rapportant à la cellule respectant la plage opérative sont alors retenus pour satisfaire la charge.

3.4.2 Outil de simulation des centrales Flexy-energy

L'outil de simulation des centrales Flexy-energy a été développé à l'aide des logiciels Matlab et Homer pro. Le premier logiciel est un environnement de programmation et le second est un logiciel de simulation des systèmes énergétiques hybrides. Ce dernier a été développé par le Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL), situé à Golden, Colorado aux États-Unis. Le logiciel contient des modèles mathématiques pour la modélisation économique et technique des systèmes énergétiques.

Le choix du logiciel *Homer pro* a été motivé par de nombreux travaux présentant ses performances comparativement à de nombreux logiciels [10], [60], [61].

Pour la mise au point de l'outil de simulation, l'approche qui a été la nôtre a consisté à traduire sous forme de code informatique (grâce au logiciel Matlab) les étapes de modélisation de l'approche Flexy-energy, précédemment présenté. Une fois l'approche traduite sous forme de code, elle a été intégrée au logiciel *Homer pro* à travers l'option « Matlab link » prévue à cet effet.

Quatre codes informatiques ont été édités dans la mise au point de l'outil de simulation, ces codes sont les suivants :

- **Flexy_test** : C'est un code qui permet de mieux séquencer le programme global, il est directement utilisé dans l'espace de travail de Matlab. Il a pour rôle d'initialiser les matrices de combinaisons et de croisement. L'algorithme du code flexy-test est présenté à la figure 38.
- **MatlabStartSimulation** : il est le premier code à s'exécuter lors du lancement des simulations dans Homer pro. Son rôle consiste à vérifier la formulation du problème et à initialiser certaines variables de simulations.

- **MatlabDispatchStrategy** qui est le code pour transcrire la stratégie de gestion d'énergie elle-même ainsi que l'approche d'optimisation explicitée à la section 3.5.1. À chaque pas de temps, la matrice de combinaison de la ressource solaire est mise à jour par rapport à la ressource solaire disponible. De plus, la matrice de croisement est également mise à jour avec de nouvelles valeurs conformément à la section 3.5.
- **MatlabEndSimulation**, il s'exécute en fin de simulation ou en cas d'erreur dans l'exécution du programme global. Son rôle consiste à refermer les programmes exécutés ainsi que de générer des messages d'erreur et/ou d'avertissement.

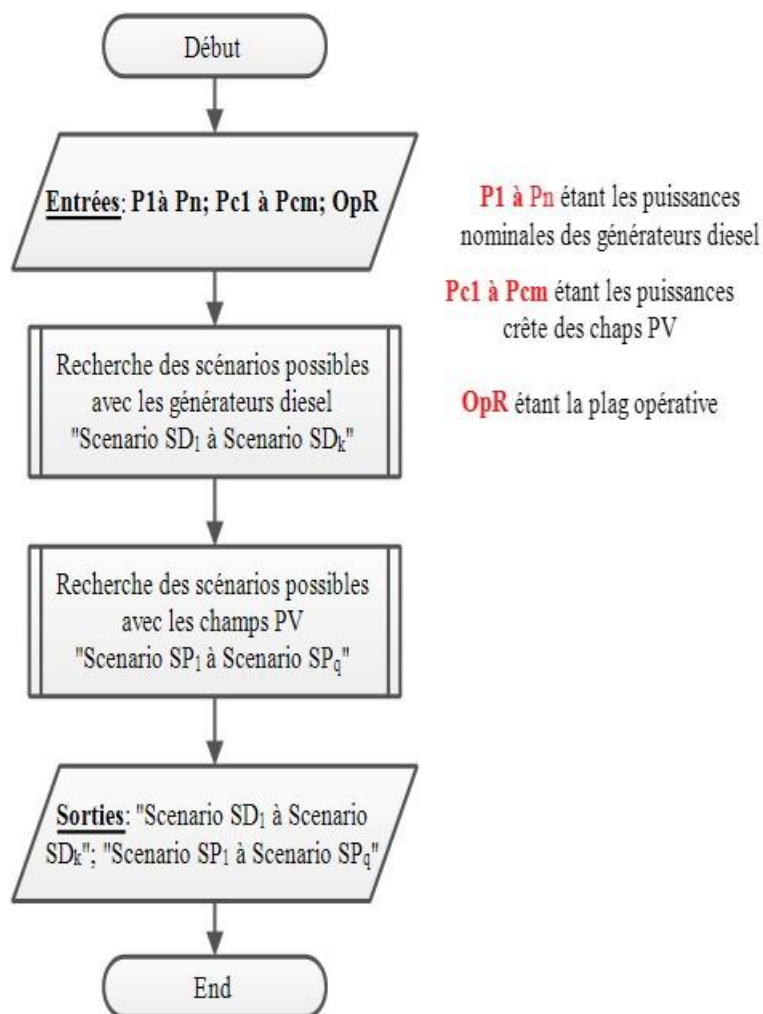


Figure 38 Algorithme Flexy_test

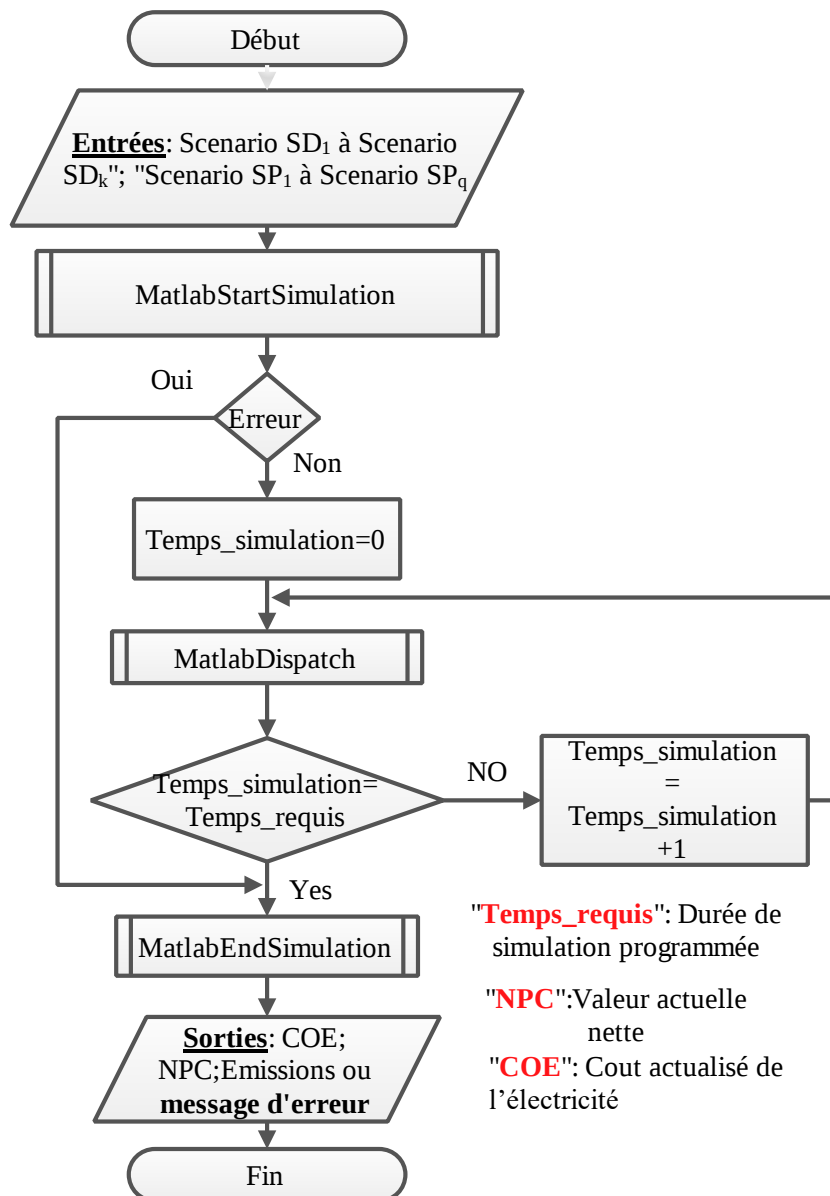


Figure 39 Algorithme de simulation des centrales Flexy-energy

3.5. Implémentation des différentes stratégies de gestion d'énergie

3.5.1. Cas d'étude

Ce cas vise principalement à mener une analyse comparative des trois approches de gestions d'énergie, à savoir : le Load Following, le Cycle Charging et l'approche Flexy-energy. La centrale hybride de Bilgo est le cas d'étude pour l'implémentation de ces trois stratégies de gestion de l'énergie. Le schéma synoptique de la centrale est présenté à la figure 40, les caractéristiques techniques de la centrale sont détaillées au chapitre 2.

Les données climatiques telles que l'irradiation et l'indice de clarté ont été obtenues grâce à la base de données de la NASA. Elles sont présentées à la figure 41. L'indice de clarté est une

donnée adimensionnelle obtenue en calculant le rapport du rayonnement à la surface de la Terre sur le rayonnement au sommet de l'atmosphère.

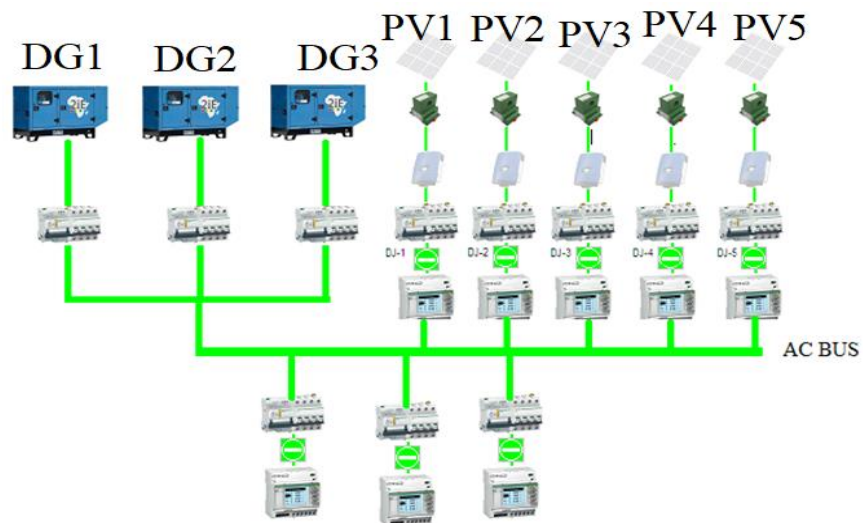


Figure 40 : Synoptique de la centrale de Bilgo

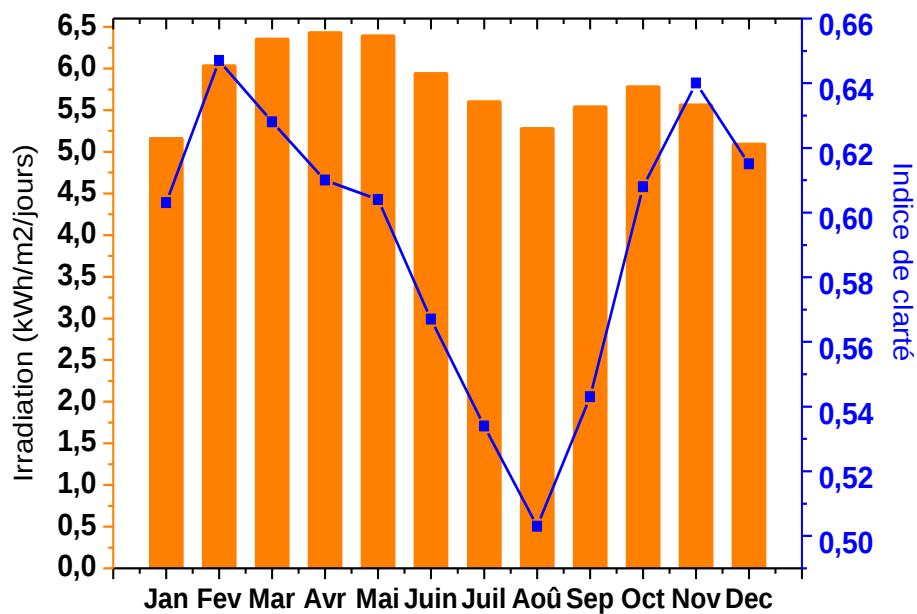


Figure 41 : Irradiations moyennes journalières

Faute de données réelles sur les habitudes de consommation au moment où nous effectuons ces travaux, le profil de charge est tiré d'une enquête socio-économique réalisée dans le village de Bilgo. Aucun effet saisonnier n'a été pris en compte dans cette étude. Cependant, une variabilité quotidienne de 10 % dans les valeurs du profil de charge (figure 42) a été considérée.

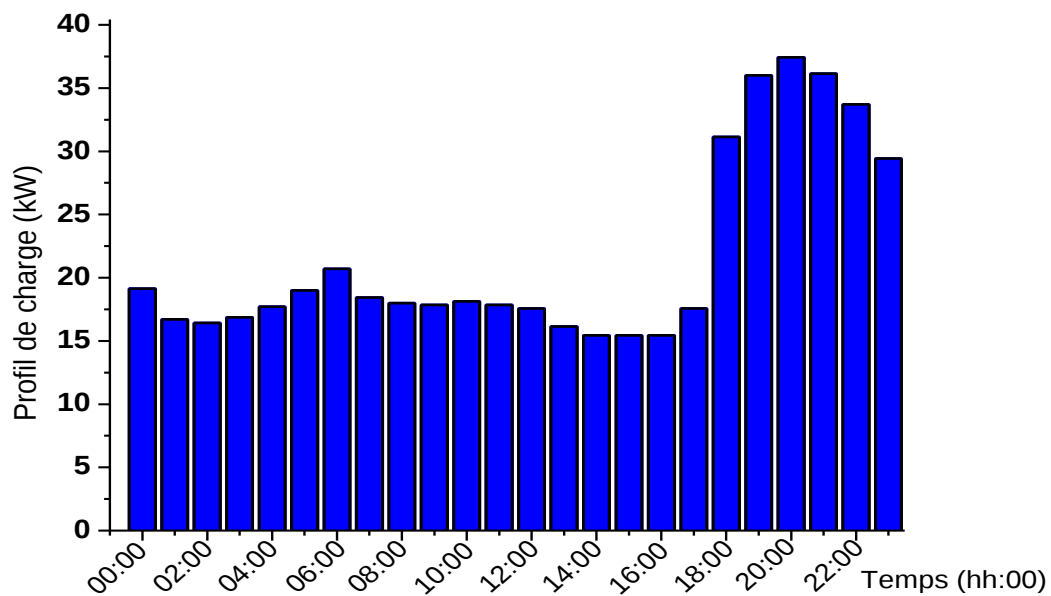


Figure 42 : Profil de charge de la centrale de Bilgo

Les coûts d'investissements ci-dessous présentés au tableau 8 ont été déterminés sur la base des coûts de réalisation de la centrale de Bilgo. Le tableau 9 présente quant à lui le coût du carburant ainsi que certains paramètres économiques pris en compte dans le cadre de cette étude.

Tableau 8 : Paramètres de simulation

	Investisse- ment	Coût d'opé- ration et maintenance	Coût de rem- placement	Durée de vie
Groupe électro-gène	1895 \$/kW	0,030 \$/heure de fonction- nement	1705 \$/kW	15 000 heures
Contrô- leur	59 293,0 \$	10 \$/an	53 363,70 \$/kW	25 années
Champs PV	1062,60 \$/kW	10 \$/an	956.30/kW	25 années
Conver- tisseur	1770,8 \$/kW	0 \$	1593,72 \$/kW	15 années

Tableau 9 : Autres paramètres de simulation

Coût du carburant	0,96 \$/l
Taux de remise	8 %
Taux d'inflation	2 %
Taux annuel admissible de délestage	0 %
Durée du projet	25 années

3.5.2. Implémentation des stratégies « Load Following » et « Cycle Charging. »

Les stratégies de gestion Load Following et Cycle Charging sont les deux stratégies les plus couramment utilisées pour l'optimisation du fonctionnement des systèmes hybrides. Les batteries de stockage d'énergie sont des éléments importants sur lesquels reposent les stratégies Load Following et Cycle Charging. Pour cette raison, lorsqu'il s'agit d'appliquer ces stratégies à la centrale de Bilgo, une approche itérative a été adoptée pour déterminer la capacité optimale de batterie à adjoindre à la centrale. Outre la capacité des batteries, une approche itérative a aussi été appliquée pour le choix du convertisseur approprié dédié aux batteries.

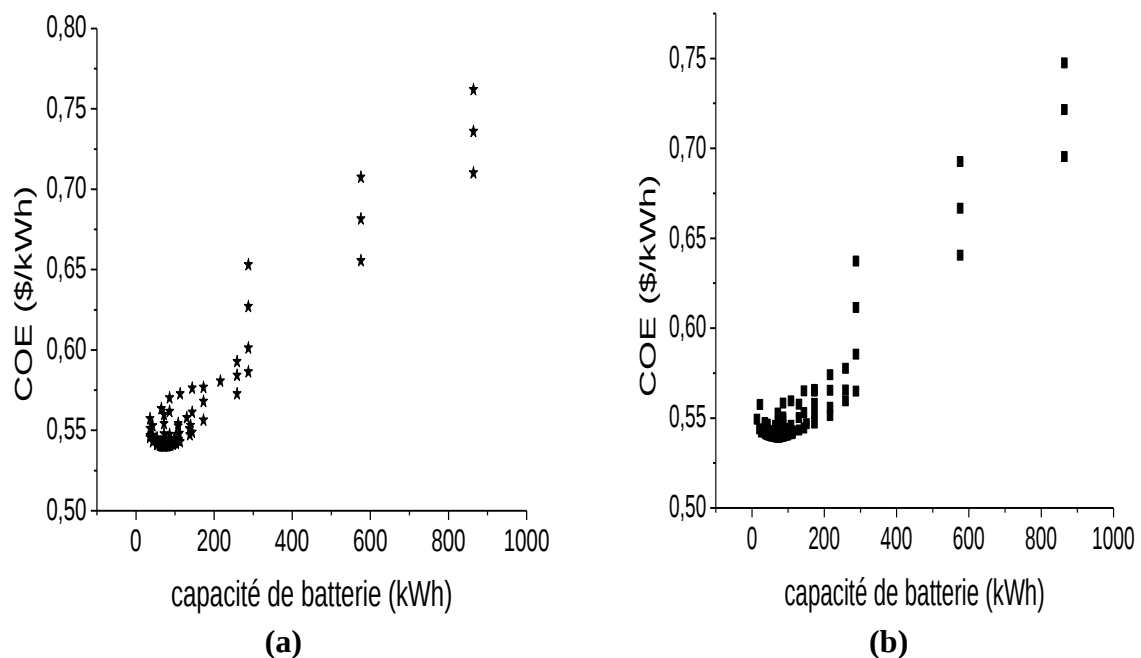


Figure 43 (a) Coûts actualisés de l'électricité pour la stratégie de Load Following, (b) Coût actualisé de l'électricité pour la stratégie de Cycle Charging

La figure 43 présente le coût actualisé de l'électricité en fonction de la capacité de stockage dans les stratégies de Load Following (figure 43 a) et Cycle Charging (figure 43 b). Pour chaque capacité de stockage étudiée, une analyse de sensibilité a été réalisée sur la taille du

convertisseur dédié aux batteries. Pour cette raison, on peut remarquer que pour une même capacité de stockage, différentes valeurs de LCOE sont observées.

L'analyse des résultats obtenus montre que la configuration optimale pour le **Load Following** a été obtenue avec une capacité de stockage de 67 kWh, un convertisseur de 4,81 kW et un coût actualisé de l'électricité de 0,540 \$/kWh. Tandis que la configuration optimale pour la **stratégie Cycle Charging** a été obtenue pour une capacité de stockage de 69 kWh, un convertisseur de 6,28 kW et un coût actualisé de l'électricité de 0,539 \$/kWh.

3.5.3. Implémentation de l'Approche « Flexy-energy »

Suivant la configuration de la centrale Flexy-energy de Bilgo, les matrices de combinaison et de croisement correspondraient aux matrices présentées aux figures 44, 45 et 46.

Générateurs Diesel	Scenario SD ₁	Scenario SD ₂	Scenario SD ₃	Scenario SD ₄	Scenario SD ₅	Scenario SD ₆	Scenario SD ₇
DG ₁ (16kW)	1	0	0	1	1	0	1
DG ₂ (16 kW)	0	1	0	1	0	1	1
DG ₃ (24kW)	0	0	1	0	1	1	1
Puissance totale disponible	16	16	24	32	40	40	56

Figure 44 : Matrice de combinaison des groupes électrogènes

Champs PV	Scenario SP ₁	Scenario SP ₂	Scenario SP ₃	→	→	→	Scenario SP ₃₁	Scenario SP ₃₂
PV ₁	1	1	1	→	→	→	0	0
PV ₂	1	1	1	→	→	→	0	0
PV ₃	1	1	0	→	→	→	0	0
PV ₄	1	0	1	→	→	→	1	0
PV ₅	1	1	1	→	→	→	0	0
Puissance totale disponible	23.2	19.2	19.2	→	→	→	4	0

Figure 45 : Matrice de combinaison des Champs PV

	Scenario SD ₁	Scenario SD ₂	Scenario SD ₃	Scenario SD ₄	Scenario SD ₅	Scenario SD ₆	Scenario SD ₇
Scenario SP ₁	Load ratio (SD ₁ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₂ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₃ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₄ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₅ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₆ ;SP ₁)	Load ratio (SD ₇ ;SP ₁)
Scenario SP ₂	Load ratio (SD ₁ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₂ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₃ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₄ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₅ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₆ ;SP ₂)	Load ratio (SD ₇ ;SP ₂)
Scenario SP ₃	Load ratio (SD ₁ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₂ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₃ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₄ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₅ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₆ ;SP ₃)	Load ratio (SD ₇ ;SP ₃)
↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Scenario SP ₃₁	Load ratio (SD ₁ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₂ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₃ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₄ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₅ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₆ ;SP ₃₁)	Load ratio (SD ₇ ;SP ₃₁)
Scenario SP ₃₂	Load ratio (SD ₁ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₂ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₃ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₄ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₅ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₆ ;SP ₃₂)	Load ratio (SD ₇ ;SP ₃₂)

Figure 46 : Matrice de croisement

Comme présenté à la **section 3.5.1**, un paramètre dénommé « plage opérative de fonctionnement » ou OpR a été utilisé dans ces travaux comme critère d'optimisation des centrales Flexy-energy. Ainsi, sept scénarios de simulation ont été réalisés pour la stratégie de gestion Flexy-energy. Les scénarios simulés étaient basés sur différentes valeurs de la OpR : [25–100] ; [30–100] ; [40–100] ; [50–100] ; [60–100] ; [70–100] ; [80–100]. Un OpR [80–100] signifie que la plage de fonctionnement du générateur est imposée aux valeurs de 80 % à 100 % de sa puissance nominale.

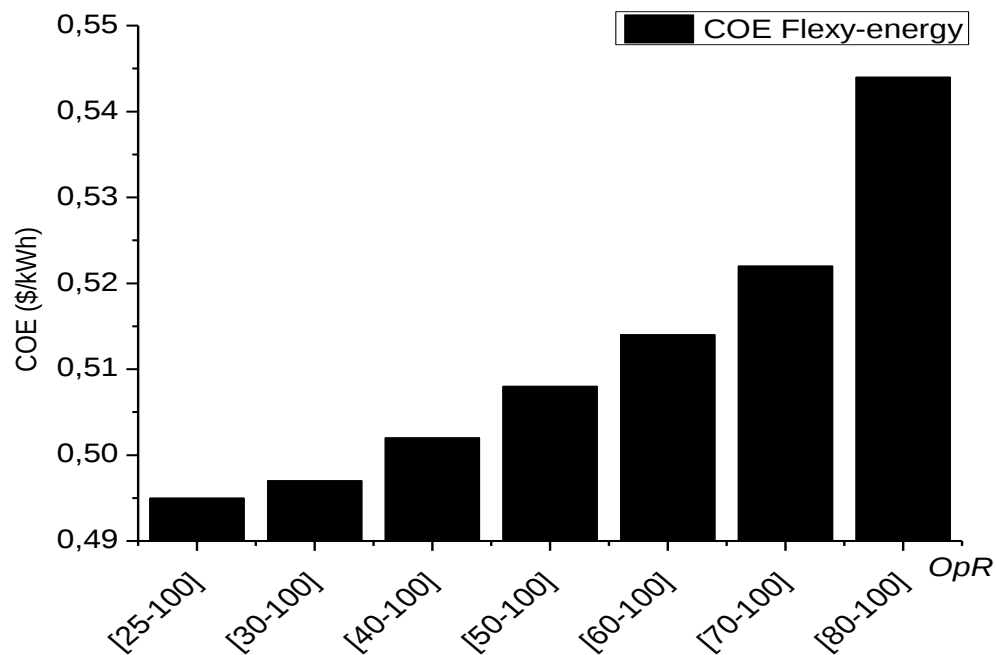


Figure 47 : Coûts actualisés de l'électricité dans l'approche Flexy-energy

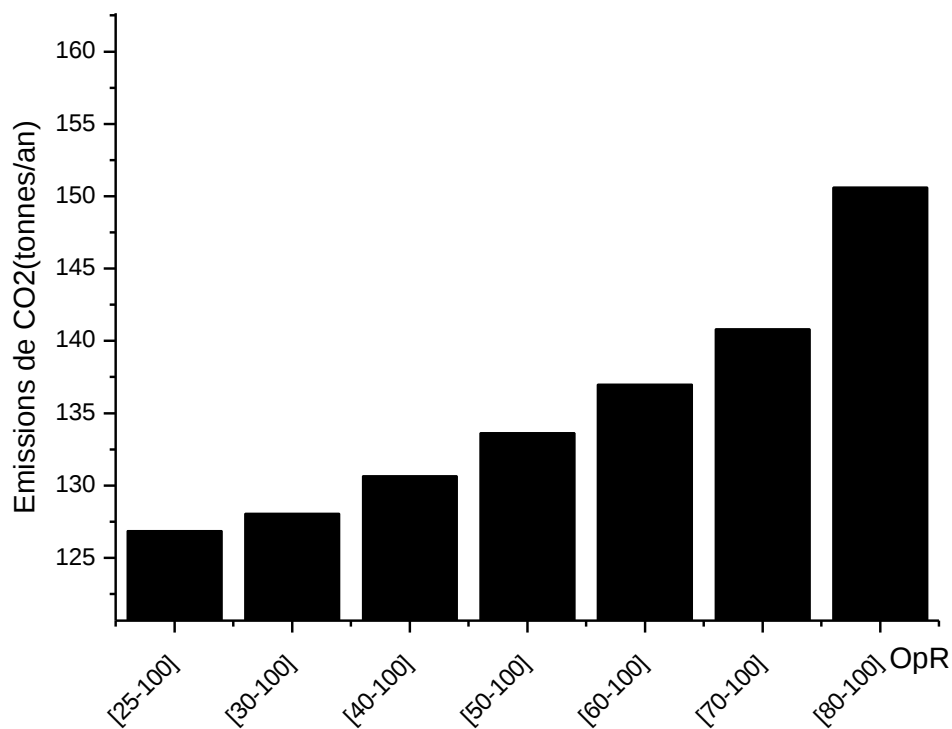


Figure 48 : Émissions de CO₂ sous la stratégie Flexy-energy

La figure 47 présente le coût actualisé de l'électricité pour les sept scénarios utilisés dans la stratégie Flexy-energy. L'analyse de la figure permet de constater que le coût de l'électricité augmente lorsque la plage opérative de fonctionnement est réduite. Le coût actualisé de

l'électricité le plus bas est observé pour la plage opérative [25–100]. Tandis que le coût actualisé de l'électricité le plus élevée est obtenu avec la plage opérative [80–100].

Le recours à la plage opérative [25–100] permet d'obtenir un LCOE jusqu'à 9 % inférieur à celui de la plage opérative [80–100]. Cela peut s'expliquer par le fait que, plus la plage opérative est large, plus la consommation de carburant est faible. En effet, pour une large plage opérative, la contribution solaire est plus élevée, d'où une baisse de la participation des groupes électrogènes à la production d'énergie.

Sur le plan des polluants, les émissions de dioxyde de carbone dans la stratégie Flexy-energy sont présentées à la figure 48. On constate que l'allure des émissions de CO₂ est fortement corrélée au coût de l'électricité présenté à la figure 47. Les rejets les plus bas ont été enregistrés pour le scénario [25-100] et ceux les plus importants ont été enregistrés pour le scénario [80-100]. L'on constate une différence d'émissions de 23,7 tonnes entre les deux scénarios. La principale différence entre les scénarios étant le niveau d'utilisation des groupes électrogènes, nous comprenons que minimiser l'apport des sources fossile a pour effet positif de réduire par la même occasion les émissions de CO₂.

Lorsque nous comparons les résultats obtenus à partir des stratégies **de Load Following, Cycle Charging** et **Flexy-energy**, il apparaît que la stratégie Flexy-energy présente les meilleures performances en termes de LCOE ainsi que sur les émissions de CO₂. Cependant, lorsque la plage opérative est [80-100], les stratégies Load Following et Cycle Charging sont plus efficaces que l'approche Flexy-energy. En effet, pour ce dernier cas, le LCOE de l'approche Flexy-energy obtenu est de 0,544 \$/kWh, ce qui est supérieur au LCOE des deux autres stratégies qui sont respectivement de 0,540 pour le Load Following et 0.539 pour le Cycle Charging..

Les résultats obtenus avec l'approche Flexy-energy laissent penser que le fonctionnement d'un système hybride PV/ groupes électrogènes (sans stockage) n'est pas nécessairement optimal lorsque les groupes électrogènes ne fonctionnent que dans une plage proche de leur taux de charge optimal (80 %).

Pour conforter cette assertion, une analyse détaillée des résultats de simulation de la stratégie Flexy-energy a été menée sur deux jours de référence. Les deux jours de référence ont été déterminés sur le critère de la qualité de l'irradiation solaire. Ainsi, le premier jour de référence a une irradiation anormale en dent-de-scie, qui peut être attribuée à une couverture nuageuse intermittente. Le second jour de référence, quant à lui a un aspect normal caractérisé par une courbe en cloche et des niveaux d'irradiance compris entre 0 et 1000 W/m².

Pour chaque jour, les réponses de la centrale sous la stratégie Flexy-energy et les plages opératives [25–100] [80–100] sont analysées.

Les résultats du premier jour de référence (1er janvier) sont présentés aux figures 49 et 50. Le profil de charge du jour est présenté à la Figure 49 **a**. Au cours de cette journée, l'irradiation reçue (figure 49 **b**) était comprise entre 0 et 250 W/m², cette faible irradiation indique une journée avec couverture nuageuse.

Une comparaison entre les **Figures 49c** et **49 d** montre que les taux de répartition des charges dans les scénarios [25–100] et [80–100] sont similaires, excepté à 8 heures du matin. En effet, un taux de pénétration solaire plus élevé est observé dans le scénario [25–100] à 8 heures.

La **figure 49e** montre que les groupes électrogènes ont le même taux de charge dans les deux scénarios sauf à 8 heures du matin, où l'on enregistre par ailleurs le pic d'ensoleillement de la journée. De ce qui précède, on comprend que lorsque la ressource solaire est disponible le scénario [25, 100] permettra une intégration solaire plus importante que le scénario [80-100].

Le planning de fonctionnement des générateurs photovoltaïques et groupes électrogènes au cours du 1er jour de référence est présenté pour les cas [25–100] et [80–100] à la **figure 50**. Cette figure montre que, dans tous les cas, les mêmes groupes électrogènes sont requis dans les mêmes horaires qu'importe le scénario. On peut également remarquer que tous les générateurs photovoltaïques sont utilisés aux mêmes heures dans les deux scénarios sauf à 8 heures du matin.

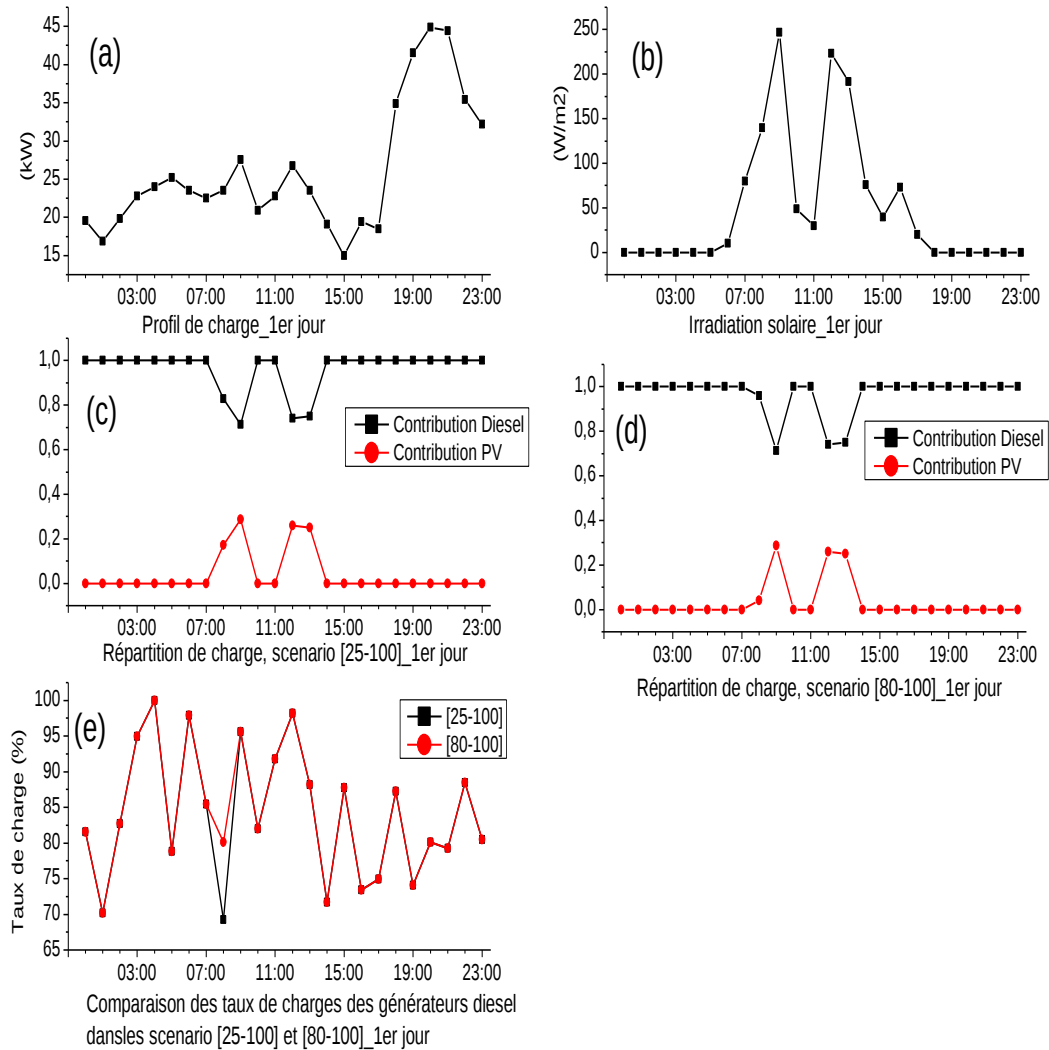


Figure 49 : Résultats du 1er jour de référence (a) Profil de charge (b) Irradiation solaire (c) Répartition de charge dans le scénario [25-100] (d) Répartition de charge dans le scénario [80-100] (e) Comparaison des taux de charge dans les scénarios [25-100] et [80-100]

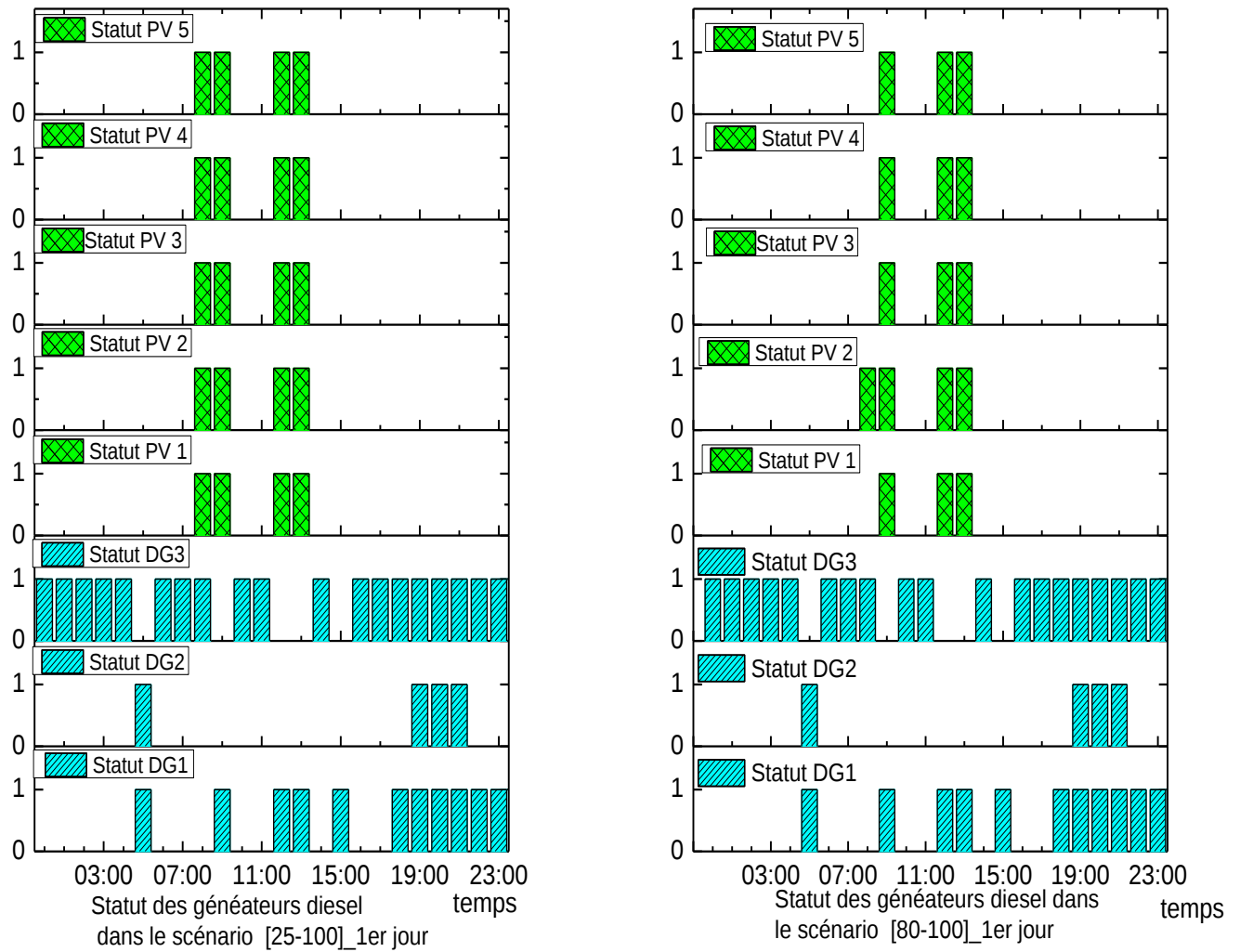


Figure 50 : Statuts des générateurs électriques (a) scénario [25–100] (b) scénario [80–100]

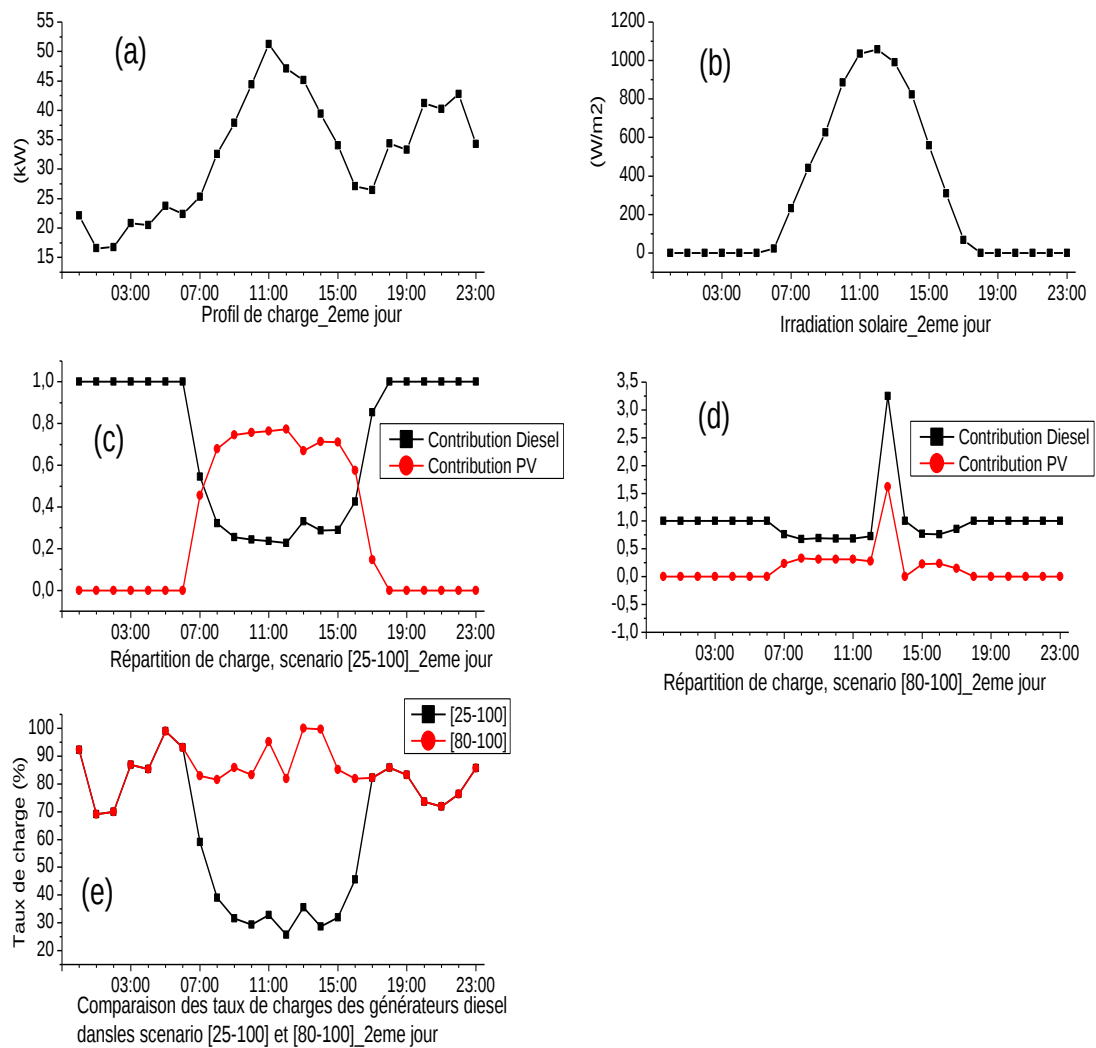


Figure 51 : Résultats du 2e jour de référence (a) Profil de charge (b) Irradiation solaire (c) Répartition de charge dans le scénario [25-100] (d) Répartition de charge dans le scénario [80-100] (e) Comparaison des taux de charge dans les scénarios [25-100] et [80-100]

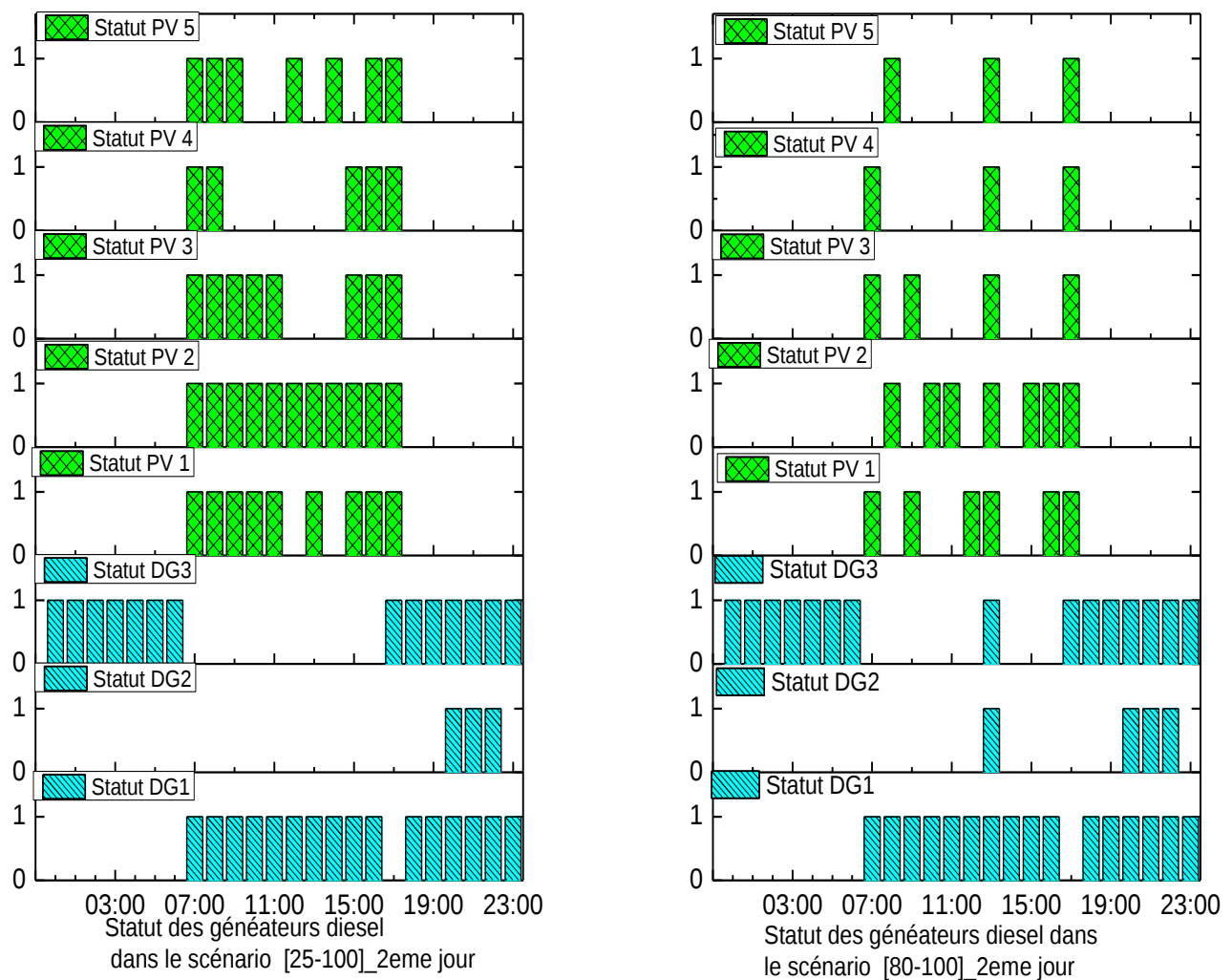


Figure 52 : Statuts des générateurs électriques (a) scénario [25–100] (b) scénario [80–100]

Les résultats de la deuxième journée (3 janvier) de référence sont présentés aux figures 51 et 52. Au cours de cette journée, l'irradiance observée indique une journée sans nuages. Le profil de charge associé est présenté à la Fig. 51 a.

Une comparaison entre les tendances des figures 51c et 51d montre que la contribution des groupes électrogènes est beaucoup plus importante dans le scénario [80–100] que dans le scénario [25–100]. De plus, la figure 51d présente un excès d'énergie à 13 heures. Cet excès d'énergie est matérialisé par un coefficient de répartition des charges supérieur à 1.

De tels coefficients de répartition des charges peuvent s'expliquer par le fait que le critère des plages opératives n'est pas respecté, bien que la ressource solaire soit disponible.

Dans ce cas de figure, tous les générateurs de la centrale fonctionnent à leur capacité maximale. Cette disposition permet aisément de répertorier les situations où les conditions de fonctionnement basées sur la plage opérative ne sont pas respectées tout en assurant la continuité de service.

Pour revenir sur les simulations réalisées, les excès d'énergie dans l'ensemble des scénarios étaient tous largement inférieurs à 1 % ; par conséquent, on peut en déduire que le critère de la plage opérative est respecté la plupart du temps.

La figure 51e présente une comparaison des niveaux de charge des groupes électrogènes. De son analyse l'on constate que les groupes électrogènes dans le scénario [25–100] ont des taux de charge inférieur ou égale à ceux dans les scénarios [80-100]. De ce constat, l'on peut affirmer que les groupes électrogènes ont des fonctionnements plus proches de leurs niveaux de charge optimale (80 %) dans le scénario [80-100]. De plus, les figures 52 a et 52 b montrent que les groupes électrogènes ont des horaires de fonctionnement semblable dans tous les scénarios excepté à 13 heures.

L'analyse des figures 49 à 52, révèle que le scénario avec plage de fonctionnement des générateurs [25–100] permet une plus grande pénétration solaire que celui de [80–100]. Par ailleurs, le meilleur scénario en termes de coût de l'électricité et d'émission de CO₂ est le scénario de fonctionnement sur [25–100]. Ces résultats montrent que le fonctionnement optimal d'un système hybride PV/ groupes électrogènes stockage n'est pas forcément atteint lorsque les groupes électrogènes ne fonctionnent que dans des plages proches de leur taux de charge optimal (autour de 80 %). Les résultats obtenus dans ce cas d'étude peuvent être étayés par l'étude d'Evgenii Semshchikov et al. [62]. Dans cette étude, les auteurs ont démontré que le fonctionnement des groupes électrogènes à de faibles taux de charge peut augmenter la pénétration des énergies renouvelables et éviter une utilisation coûteuse de technologies de stockage d'énergie. De plus, une étude menée par James Hamilton et al. [63] a également conduit aux mêmes résultats. En effet, les auteurs ont exploré une méthodologie d'intégration éolienne et solaire sans stockage d'énergie. Cette approche a démontré les avantages de permettre le fonctionnement des groupes électrogènes à de faibles niveaux de charge. Les auteurs ont obtenu par cette approche une intégration des énergies renouvelables supérieure à 50 % et une réduction des investissements d'environ 32 % avec des économies sur le carburant pouvant atteindre 35 %.

3.6. Conclusion

Ce chapitre a permis de développer un outil de simulation pour les centrales utilisant l'approche Flexy-energy comme stratégie de gestion d'énergie. Cet outil a été développé grâce aux logiciels éprouvés que sont Homer pro et Matlab. Grâce à l'outil de simulation, une nouvelle approche d'optimisation a aussi été introduite et les performances de la stratégie Flexy-energy ont été comparées avec les deux stratégies de gestion d'énergie les plus courantes, à savoir le ***Load Following*** et la ***Cycle Charging***. Les résultats obtenus montrent que la stratégie Flexy-energy permet d'atteindre les plus faibles coûts actualisés de l'électricité, soit 0,495 \$/kWh. Par ailleurs, ce chapitre aura permis de mettre en lumière que dans un système hybride (PV/ groupes électrogènes), le fonctionnement des groupes électrogènes uniquement à des taux de charge de 80 % ne garantit pas nécessairement le fonctionnement optimal de la centrale hybride.

Chapitre 4 : Analyses et discussions

Chapitre 4 : Analyse et discussions

4.1. Introduction

Les trois chapitres précédents ont permis de faire : une revue de littérature, une expérimentation de la centrale, ainsi que la modélisation et l'étude comparative de plusieurs stratégies de gestion d'énergie.

Par ailleurs, un outil de simulation de la centrale a été mis au point dans la dernière étape du chapitre 3. Cet outil peut être appliqué à tout système hybride PV/ groupes électrogènes. Cependant, il convient de valider expérimentalement l'outil développé. Pour ce faire, les résultats théoriques obtenus par simulation du modèle du chapitre 3 seront confrontés aux résultats expérimentaux obtenus au chapitre 2. Dans un premier temps, une vue d'ensemble des travaux est exposée. Par la suite, une confrontation des résultats théorique et pratique est effectuée. Pour finir, les conclusions et perspectives qui découlent de ce chapitre sont présentées.

4.2. Méthodes et résultats expérimentaux

L'objectif principal de ces travaux de thèse était l'expérimentation, le suivi et l'optimisation de la centrale de Bilgo. Cependant, au moment où ces travaux étaient initiés, la demande électrique escomptée pour le lancement de la centrale n'était pas atteinte. En effet, celle-ci ne valait alors que quelques kW comme présentés par les profils de charges types de la centrale (**Figures 53 et 54**).

Cet état de fait découle de raisons diverses, la plus importante étant le faible engouement des populations à souscrire à un branchement électrique, contrairement à ce que laissait entrevoir l'étude socio-économique réalisée en amont de l'installation de la centrale. Vu la faiblesse de la demande électrique et par souci d'efficacité, le gestionnaire de la centrale a par conséquent opté pour une production électrique intermittente assurée pour les tranches horaires : 8 heures à 14 heures et 18 heures à 22 heures.

Sur les figures 53 et 54 sont présentées en ordonnée gauche les puissances apparentes soumises à la centrale et en ordonnée droite le facteur de puissance associé au profil de charge.

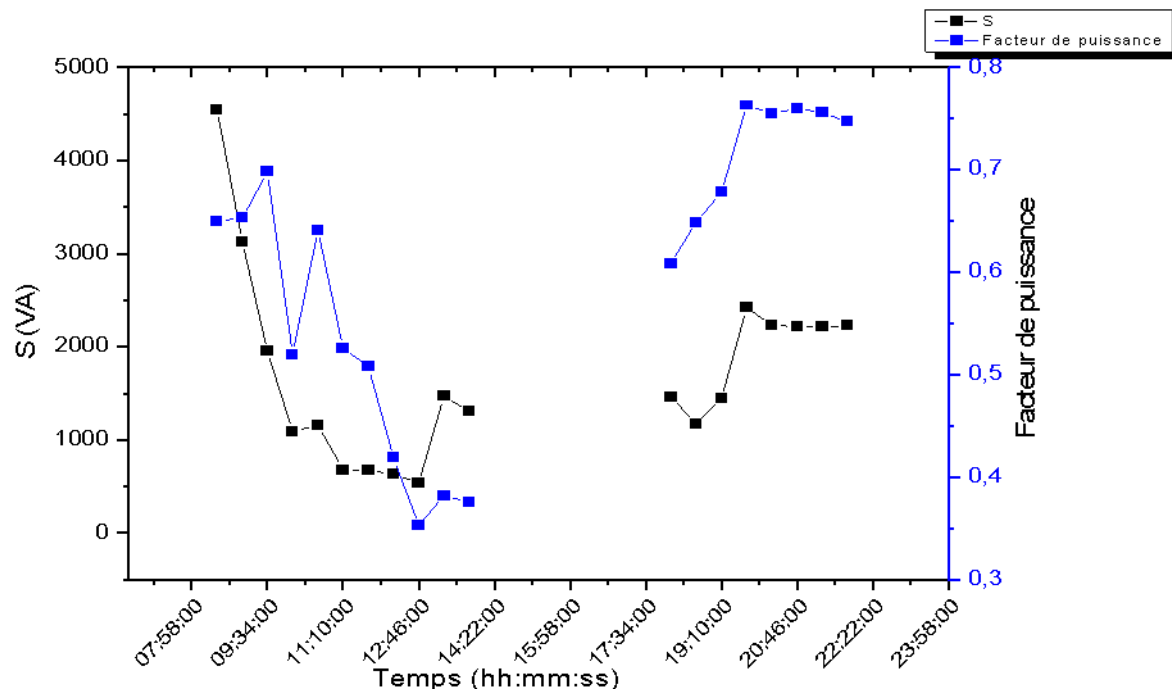


Figure 53 Profil de puissance apparente et facteur de puissance de la centrale de Bilgo le 29/01/2019

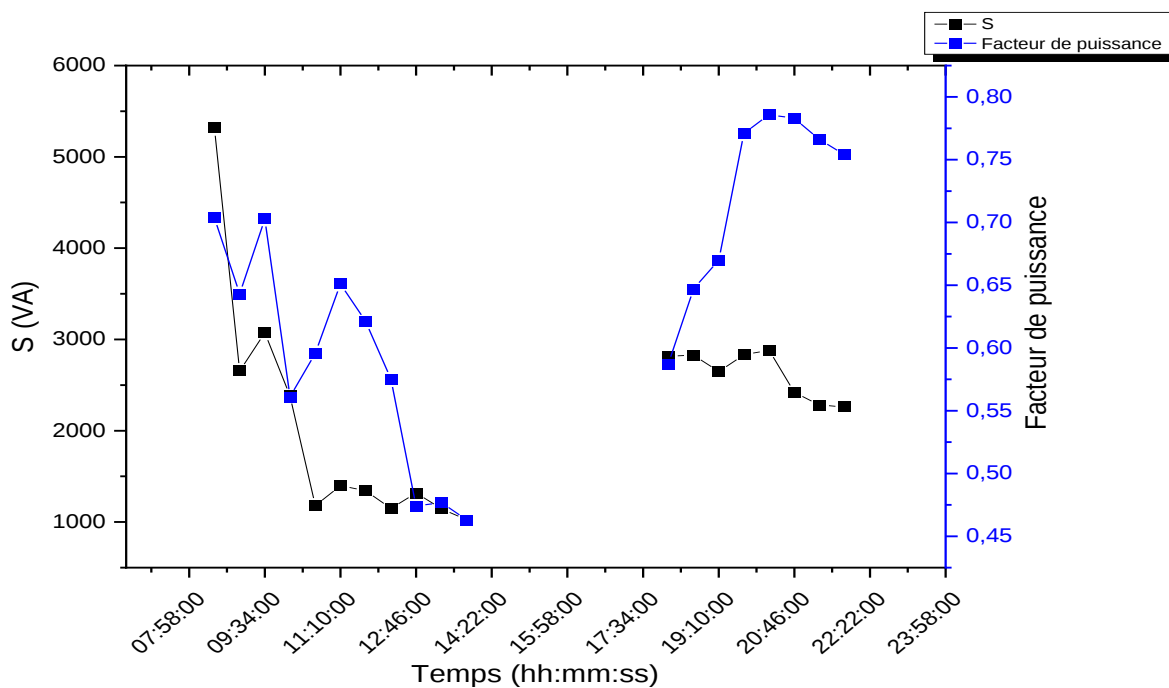


Figure 54 Profil de puissance apparente et facteur de puissance de la centrale de Bilgo le 30/01/2019

On remarque sur les figures présentées qu'aucune production électrique n'est réalisée entre 14 h et 18 h ainsi qu'entre 22 h et 8 h, conformément aux horaires de fonctionnement défini par

l'opérateur de la centrale. D'autre part, les profils de charge restent relativement semblables, avec des niveaux de demande électrique inférieurs à 6 kVA et des facteurs de puissance variant entre 0,4 et 0,85.

Les faibles facteurs de puissance de la charge peuvent s'expliquer par :

- Le faible facteur de puissance des charges électriques en bout de ligne ;
- Une réactance importante du réseau de distribution par rapport aux charges électriques desservies.

On constate d'autre part que les valeurs des profils de consommation observés sont non seulement faibles en valeurs absolues (moins de 6 kVA), mais sont également en déphasage avec les capacités de production de la centrale. En rappel, celle-ci compte trois groupes électrogènes d'une puissance thermique totale de 70 kVA et une puissance photovoltaïque de 30 kWc. On constate que c'est en effet en milieu de journée quand l'énergie solaire est forte que la demande est faible. Cette faible demande électrique (imprévisible au démarrage du projet) a par ailleurs constitué un handicap important pour la validation expérimentale du modèle théorique développé dans cette thèse.

Pour pallier à cet inconvénient, une phase expérimentale permettant d'évaluer convenablement le fonctionnement du système a été mise en place. Ceci a permis l'expérimentation de la centrale dans des conditions particulières de fonctionnement, impossible à réaliser avec le profil de charge réel du village de Bilgo. La demande électrique nécessaire à chaque expérimentation a été implémentée à l'aide d'un banc de charge RLC (résistif, inductif et capacitif) dédiée à cet effet. Pour la circonstance, plusieurs profils de charge ont été retenus et implémentés avec trois facteurs de puissance différents (0,8 ; 0,9 et 1).

C'est ainsi que les groupes électrogènes ont fait l'objet d'une évaluation de performance en fonctionnement individuel « générateur seul » et en couplage « multi générateur ». À la suite de la caractérisation des générateurs, une série d'expérimentations de stratégies de fonctionnement de différentes configurations de systèmes hybrides (PV/ groupes électrogènes) a été réalisée (voir chapitre 3).

4.3. Confrontation des résultats théoriques et expérimentaux

L'outil de simulation développé ne calcule pas l'énergie réactive. De ce fait, la comparaison des résultats expérimentaux et simulés est faite sur des profils de charge purement résistifs

implémentés le 28 mai 2019. Lors de chaque test, un profil de charge type est retenu et les paramètres suivants sont évalués :

- La puissance active du générateur ;
- L'irradiance du site ;
- La puissance des générateurs PV ;
- La température des modules PV.

Tous les tests sont faits sur un temps relativement court de 30 min. La configuration hybride qui a servi pour les différents tests est constituée du groupe électrogène n° 3 et des champs PV1 et PV3.

Le groupe électrogène n° 3 est d'une puissance de 30 kVA et les champs photovoltaïques PV1 et PV3 sont de puissances respectives 7,5 kWc et 5 kWc. Les onduleurs correspondants sont de puissances nominales 7 kW et 5 kW.

La figure 55 présente les résultats d'une expérimentation faite à partir du système hybride de Bilgo. L'axe des abscisses matérialise le temps écoulé durant le test. En ordonnée gauche sont matérialisés les puissances des générateurs PV et groupes électrogènes. Tandis qu'en ordonnée droite est matérialisée l'irradiance enregistrée sur site pendant l'expérimentation.

On constate qu'au démarrage du test, le groupe électrogène se comporte comme une charge électrique. En effet, l'instrumentation a permis de s'apercevoir d'un retour de puissance matérialisé par une puissance négative enregistré aux bornes du générateur. Par ailleurs, durant le Test n° 1 on s'aperçoit que la production solaire photovoltaïque est maximale dès les premiers instants, elle subit ensuite progressivement l'effet de la baisse de l'irradiance. Le groupe électrogène quant à lui, après son retour de puissance lorsque le premier palier de charge électrique a été connecté, va dès le troisième palier de charge prendre le pas sur les générateurs photovoltaïques et ainsi constituer le principal contributeur à la satisfaction du profil de charge.

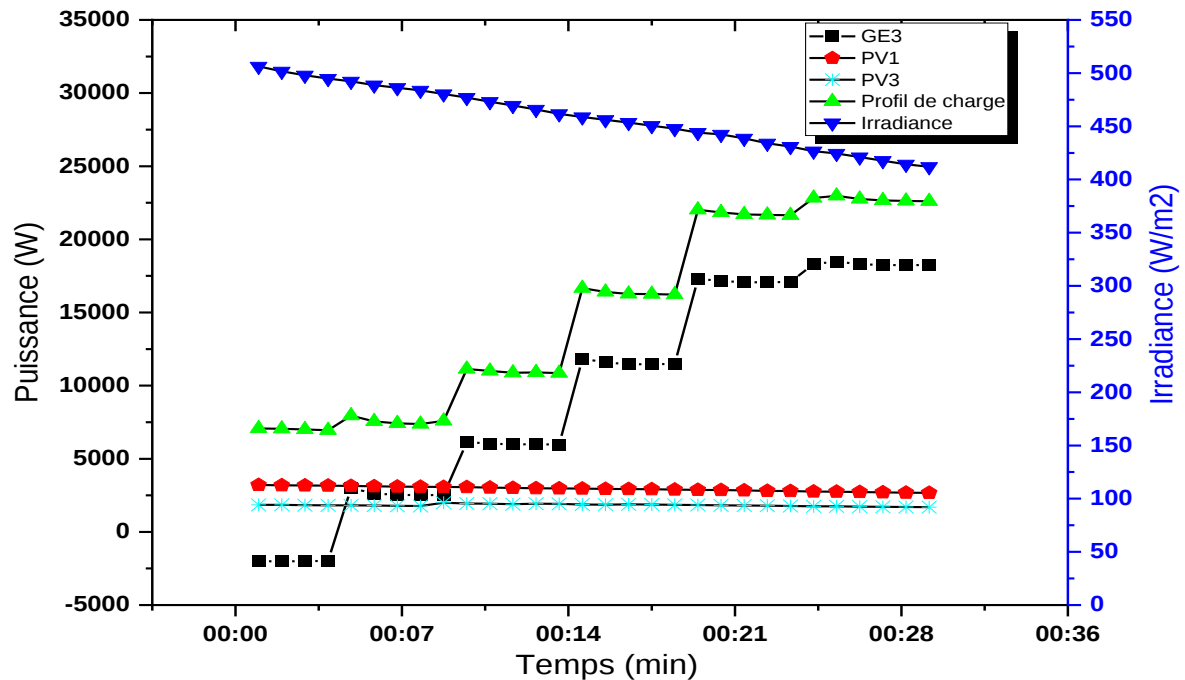


Figure 55 : Résultats expérimentaux du 28 mai 2019 : Test n° 1

Les conditions expérimentales du test n° 1 ont été utilisées afin de reproduire grâce à la simulation les résultats obtenus à la figure 55. Les données d'entrée utilisées sont :

- L'irradiance ;
- La température ambiante ;
- Le profil de charge ;
- La date de réalisation du test (afin de déterminer l'irradiance sur le plan des modules).

Les résultats de la simulation sont présentés sous la même forme que ceux expérimentaux à la figure 56. Une comparaison des résultats de simulation avec les résultats expérimentaux montre une forte concordance aussi bien dans la forme des profils des courbes que dans les amplitudes, c'est-à-dire les puissances mises en jeu.

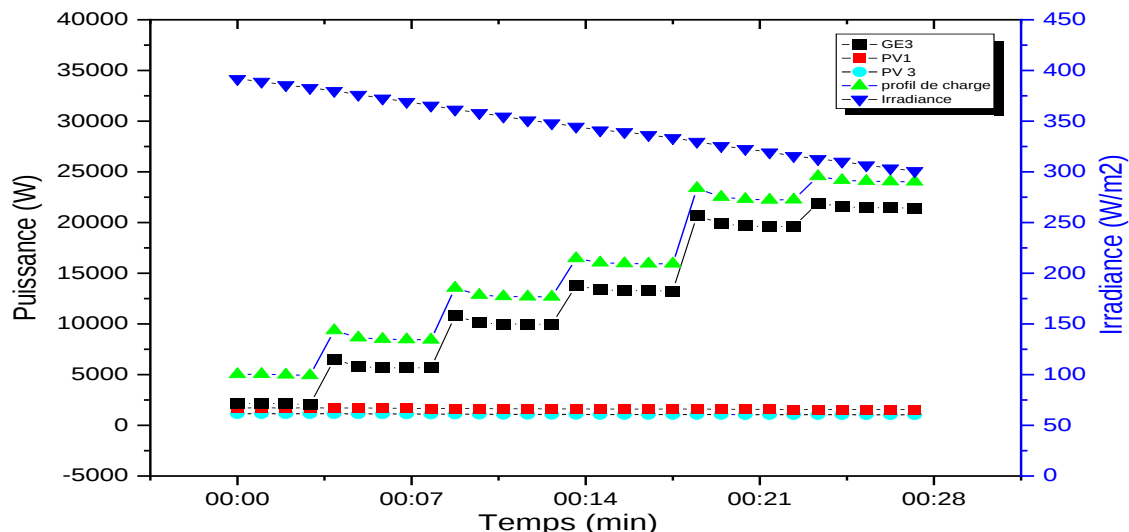


Figure 56 : Résultats simulés basés sur les tests du 28 Mai 2019 : Test n° 1.

La comparaison entre résultats expérimentaux et théoriques est faite de façon plus fine pour le Test n° 1 à travers les figures 57 à 59. Ces figures présentent sur un même graphique les valeurs réelles et simulées en ordonnée gauche ainsi que leurs écarts relatifs en ordonnée droite.

La figure 57 montre qu'il existe un écart important entre les valeurs expérimentales et simulées pour les puissances du groupe électrogène GE3. En particulier, au démarrage du groupe et du test, où l'écart relatif entre les valeurs expérimentales et simulées avoisine 50 %, pendant environ les 3 min que dure le premier palier du profil de charge. Cet écart se réduit après le premier palier du profil de charge. Le test n° 1 s'achève avec un écart relatif entre les valeurs expérimentales et simulées au tour de 5 %. Comme on peut le constater, le modèle utilisé pour le groupe électrogène ne permet pas de générer et d'observer les phénomènes de retour de puissance. Cette faiblesse est à l'origine des contre-performances observées au niveau des écarts relatifs entre les valeurs expérimentales et simulées. Cependant, il convient de préciser que cet écart relatif se réduit au fur et à mesure que se déroule le test. Il n'est plus que de 5 % à la fin du test.

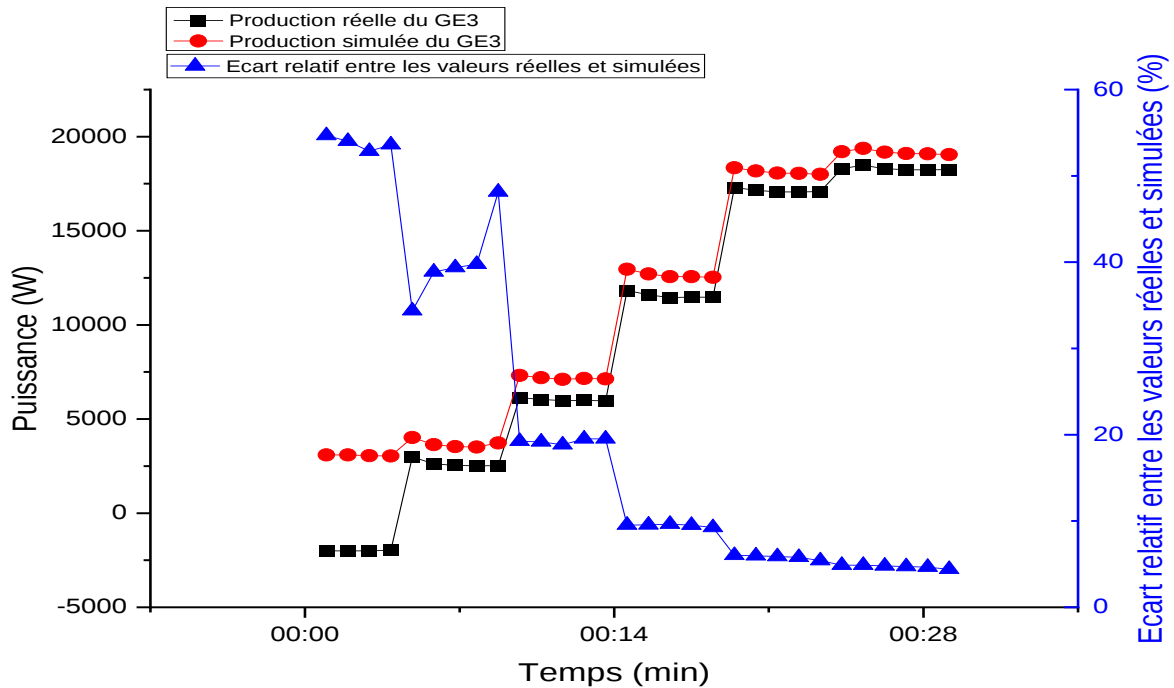


Figure 57 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du générateur GE3. Test n° 1

La figure 58 montre une comparaison des valeurs réelles et simulées du champ photovoltaïque 1. Pour ce cas, on note que les allures des courbes simulées et réelles sont proches bien qu'ayant des amplitudes différentes. De plus, comme pour le groupe électrogène 3, l'écart entre les valeurs réelles et simulées se réduit progressivement dès le premier palier du profil de charge et ainsi de suite pour chaque palier franchi. Les écarts relatifs observés entre les valeurs réelles et simulées du champ PV1 oscillent entre 20 et 26 %.

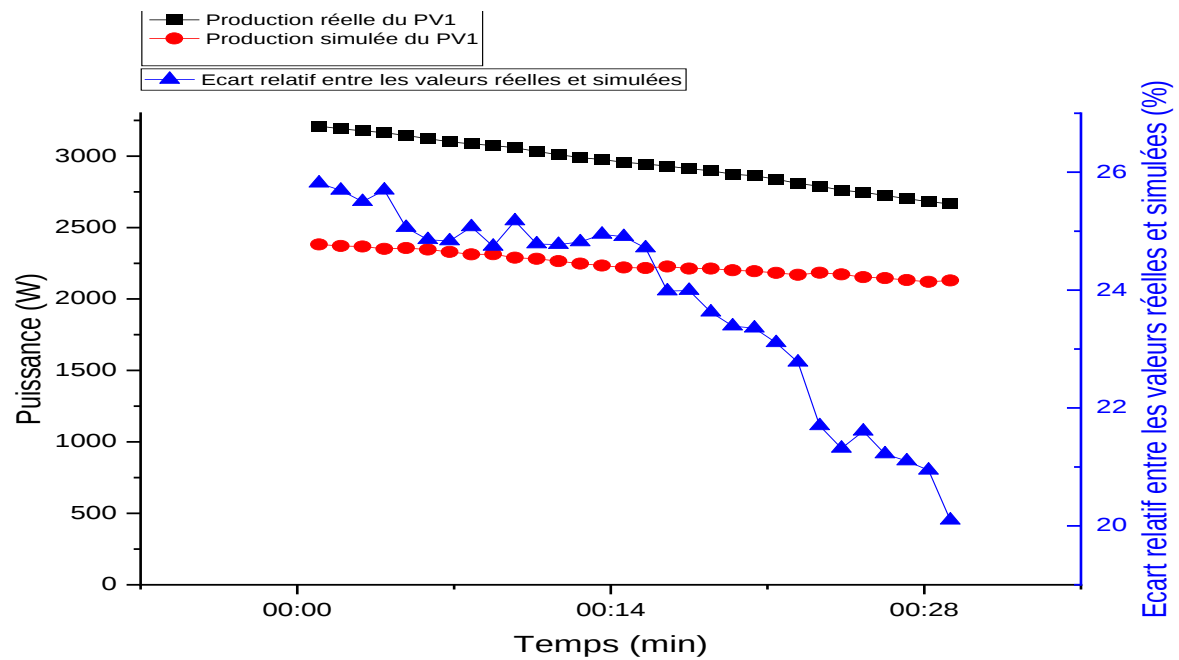


Figure 58 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV1. Test n° 1

Quant aux résultats comparés, expérimentaux et simulés du champ PV3, ils sont semblables à ceux du champ PV1. La figure 59 présente les écarts relatifs observés entre les valeurs réelles et simulées du champ PV3 oscillent entre 12 et 22 %.

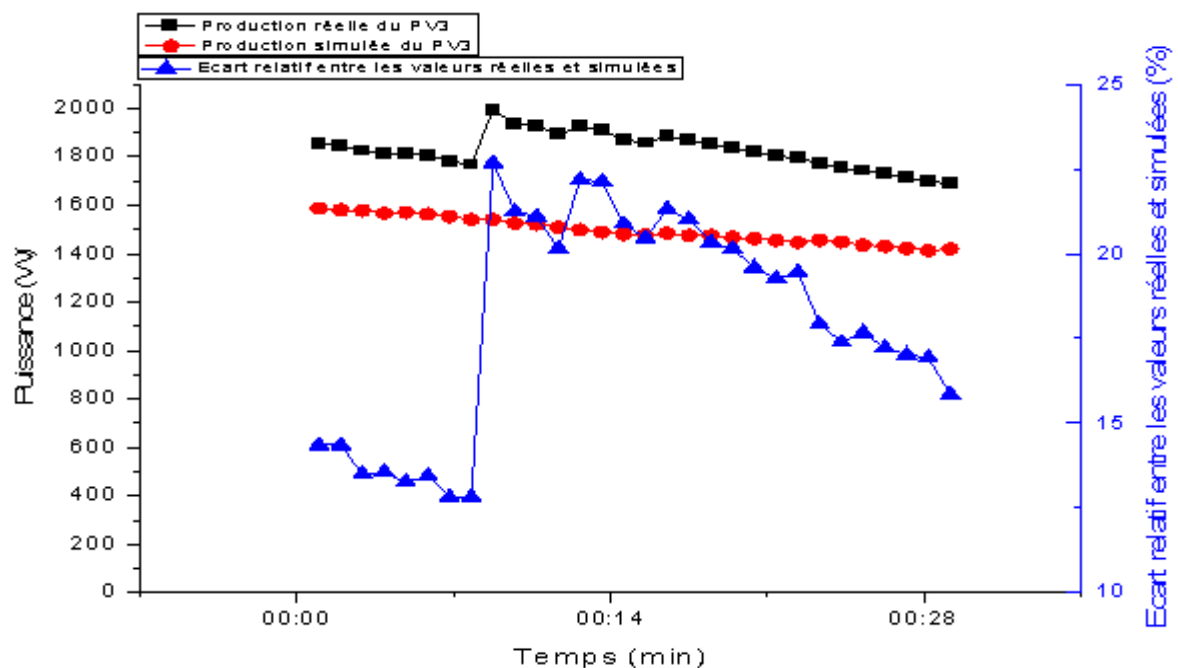


Figure 59 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV3. Test n° 1

Afin de corriger et consolider les résultats précédents, une deuxième expérimentation a été faite et ses résultats présentés à la Figure 60. Ainsi, la même approche que celle utilisée pour le premier test a été mise en œuvre, les figures 61 à 64 présentent les comparaisons entre les valeurs réelles et simulées du test n° 2.

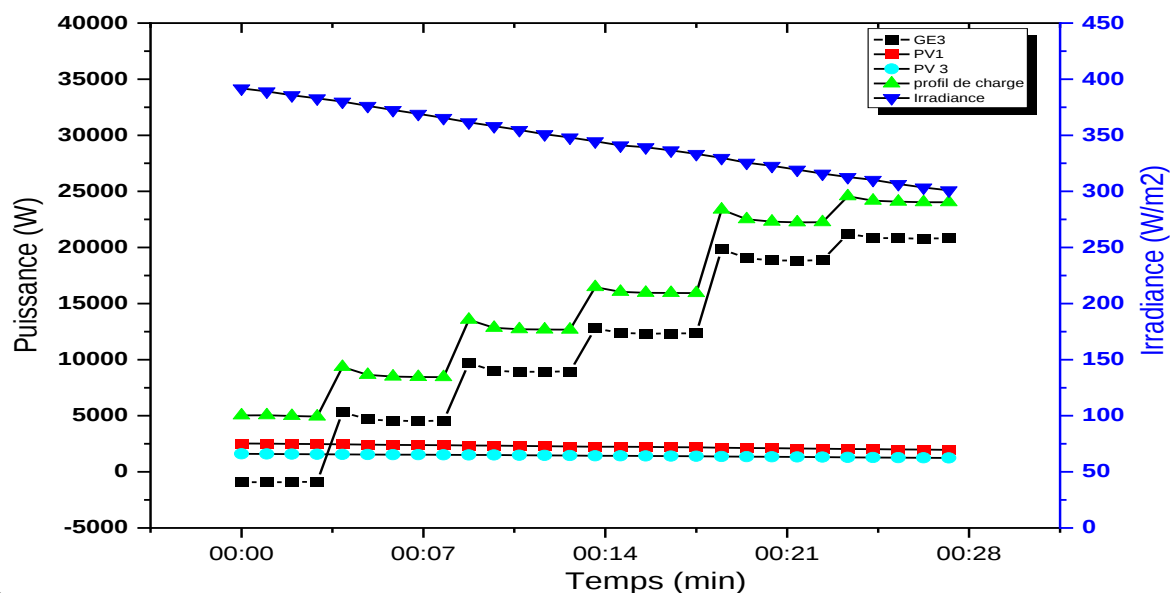


Figure 60 : Résultats expérimentaux du 28 mai 2019 : Test n° 2

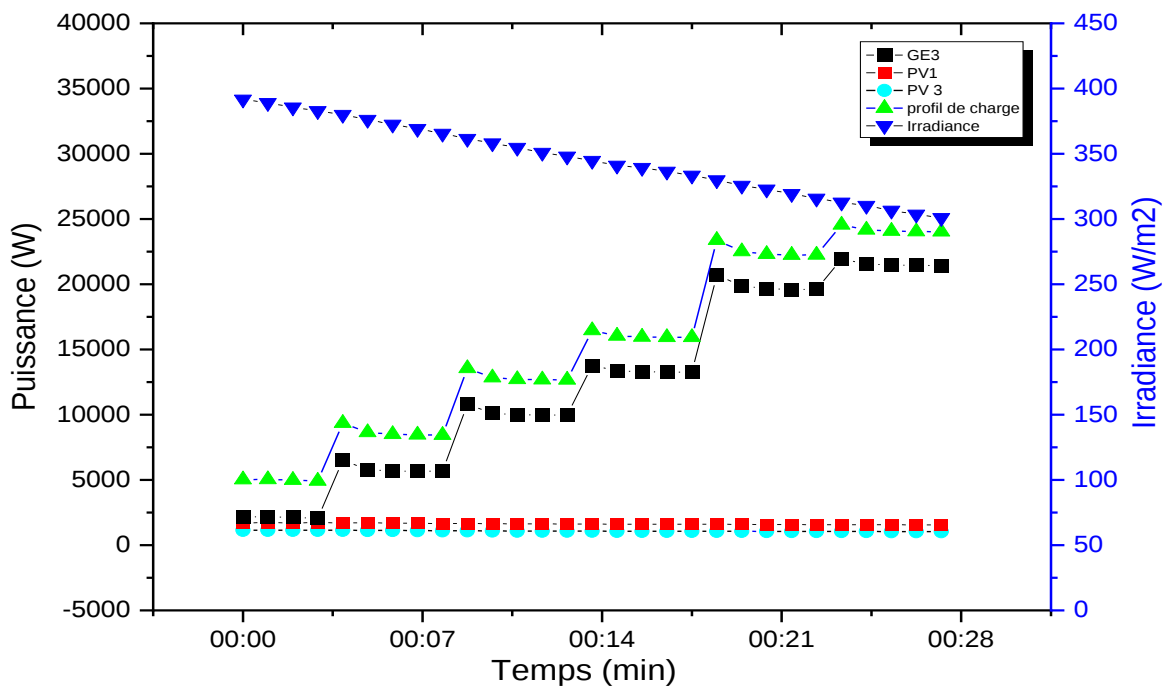


Figure 61 : Résultats simulés basés sur les tests du 28 mai 2019 : Test n° 2

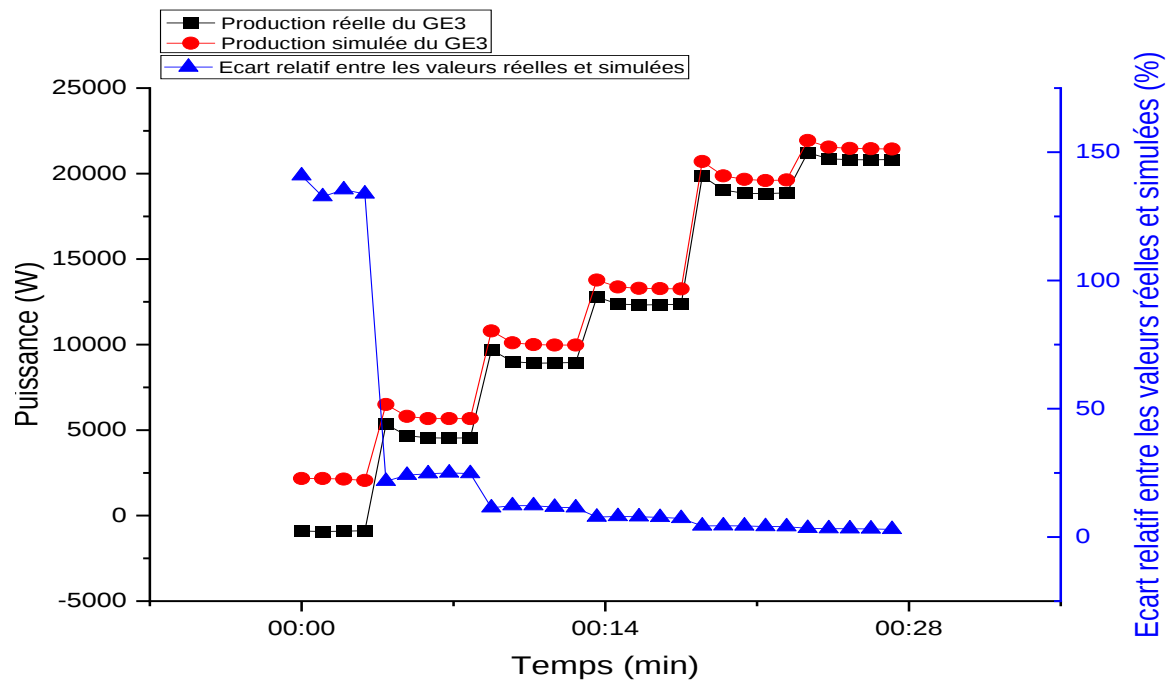


Figure 62 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de GE3. Test n° 2

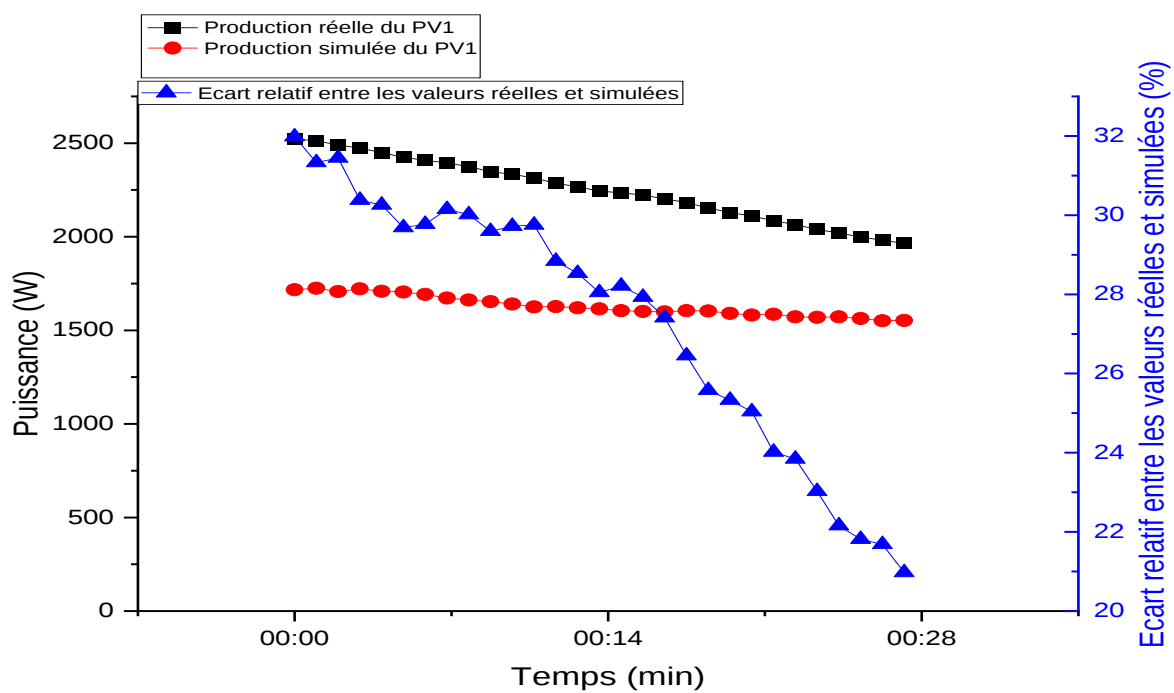


Figure 63 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV1. Tets n° 2

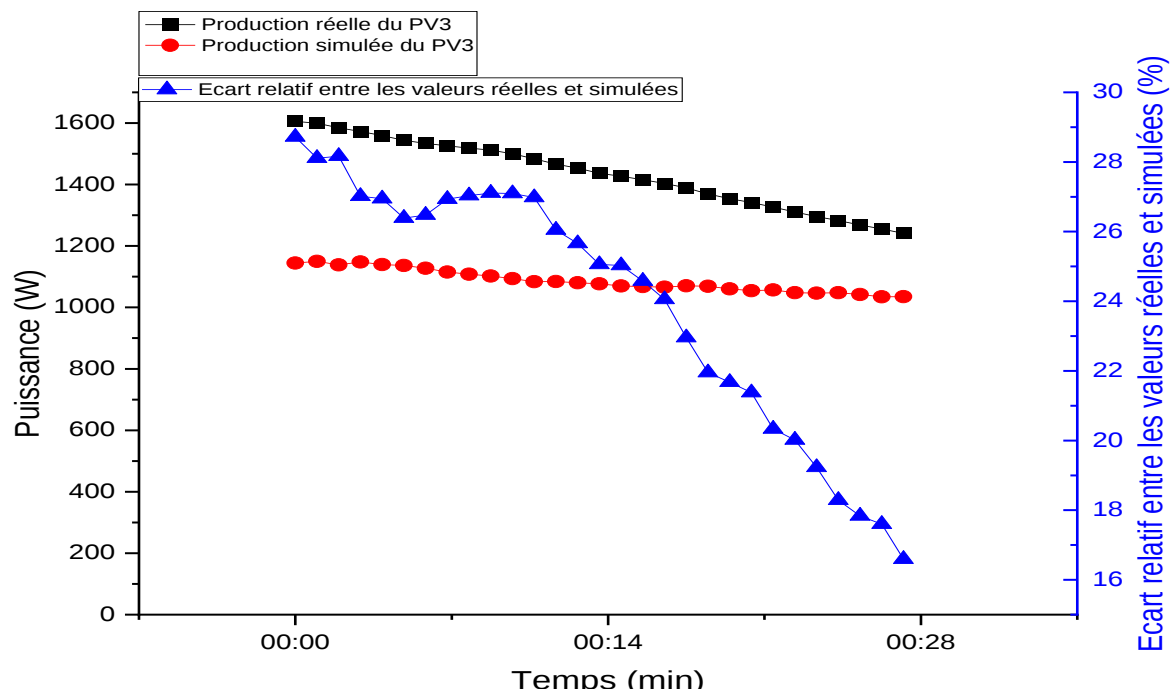


Figure 64 : Comparaisons entre les valeurs réelles et simulées de puissance du PV3. Tets n° 2

Sur la base de ce qui précède, il apparaît que les modèles utilisés pour la conception de l'outil de simulation des centrales Flexy-energy ne permettent pas de prendre en compte tous les aspects de la dynamique du fonctionnement réel d'un système hybride. En effet, les phénomènes de retour de puissance n'ont pas été prévus dans notre projet de modélisation. Cependant, ils correspondent à un phénomène que l'on peut caractériser de transitoire puisqu'il ne dure que quelques minutes au lancement de chaque cycle de fonctionnement comme le montre les figures 57 et 62. On constate par ailleurs que pour les charges fortes l'écart relatif entre résultats simulés et résultats expérimentaux est faible (5 % en moyenne pour la puissance des groupes électrogènes et 15 % pour celle du PV).

Il convient cependant de noter que les courbes simulées ont des allures très proches des courbes réelles. Ce résultat est un début encourageant de notre approche de simulation.

La validation même partielle du modèle retenu permet de faire une série de calcul de paramètres de fonctionnement à partir de ce modèle.

Le premier point de satisfaction est la possibilité de mettre en œuvre l'algorithme de gestion d'énergie du concept Flexy-energy, ceci en prenant en compte le paramètre OpR.

Le second point de satisfaction est que l'outil de simulation développé permet d'obtenir des estimations satisfaisantes des puissances des générateurs photovoltaïques et groupes électrogènes en fonctionnement. En effet dans les meilleures conditions nous avons obtenu 5 % d'écart relatif entre les valeurs expérimentales et simulé des groupes électrogènes. Pour les champs PV, la meilleure performance était un écart relatif entre les valeurs expérimentales et simulées de 12 %.

Le troisième point à souligner est que l'outil de simulation permet l'estimation du coût actualisé de l'électricité et les émissions de CO₂ liés à l'activité de toute centrale Flexy-energy. Pour le cas d'étude abordé dans ces travaux, le coût de l'électricité était de 0,495 \$/kWh avec des émissions de CO₂ de 126 tonnes par année.

4.4. Perspectives

À travers ce chapitre, il a été établi que les résultats simulés à partir du modèle au chapitre 3 permettent d'approcher de façon satisfaisante les valeurs réelles issues des expérimentations. Ce constat montre la pertinence de l'outil de simulation des centrales Flexy-energy développé, même s'il convient de préciser que quelques aspects restent à améliorer. Pour ce faire, ces points de faiblesses du modèle ont été répertoriés pour servir de guide dans les améliorations futures. Ainsi, les points suivants pourraient constituer les pistes pertinentes d'améliorations :

- Des campagnes d'expérimentation en site réel plus pertinentes et plus complètes doivent être entreprises afin de mieux calibrer les modèles.
- L'intégration de l'aspect gestion de l'énergie réactive aux modèles doit être envisagée.
- L'étude et prise en compte des phases transitoires. Les phases transitoires incluent : les fluctuations brusques de la ressource solaire ou du profil de charge, le passage d'une configuration de système hybride à une autre configuration pour satisfaire un profil de charge.

4.5 Conclusion

Ce quatrième chapitre avait pour but de faire une comparaison entre les résultats théoriques et expérimentaux. Cette comparaison a permis d'établir la pertinence du modèle conçu pour le développement d'un outil de simulation des centrales Flexy-energy. Bien que les résultats obtenus soient encourageants, des améliorations peuvent être envisagées afin d'aboutir à des performances de simulations plus pertinentes en termes de dynamique de fonctionnement des systèmes hybrides. Parmi les faiblesses révélées par la confrontation des résultats théoriques et

pratiques, figure la non-prise en compte des phénomènes de retours de puissance. Ce phénomène constitue un risque majeur pour l'intégrité des groupes électrogènes et doit faire l'objet d'un approfondissement.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Le traitement du thème : « *Expérimentation et Optimisation des centrales hybrides PV/groupe électrogènes pour une production décentralisée durable d'électricité : cas de la centrale Flexy-energy de Bilgo au Burkina Faso* », nous a amené dans une première phase, à faire un état de l'art sur la thématique des systèmes hybrides en nous intéressant à leurs configurations, architectures, et stratégies de gestion d'énergie. Ce préalable a permis de planter le cadre du sujet à traiter.

Dans une seconde phase, des expérimentations sur la centrale de Bilgo ont été réalisées. Pour ce faire, trois thématiques qui n'avaient pas suffisamment été abordées dans les travaux antérieurs ont été utilisées comme fil conducteur aux expérimentations menées. Ce sont :

- les performances individuelles et collectives des groupes électrogènes dans un système multisources ;
- la répartition des charges électriques dans un système multisource ;
- La qualité du courant généré en situation de forte pénétration solaire.

Trois types d'expérimentations ont été retenus pour différentes configurations de fonctionnement : le fonctionnement groupe électrogène seul, le fonctionnement multigroupe électrogènes, et le fonctionnement hybride. Cette démarche nous a permis de tirer quelques enseignements. C'est ainsi que nous avons mis en évidence qu'il est possible d'atteindre des taux de pénétration d'énergie renouvelable avoisinant 100 % sans que les paramètres de qualité de l'énergie soient affectés au-delà des plages admissibles. De plus, nous avons prouvé au travers des expérimentations qu'un facteur de puissance élevé peut entraîner des phénomènes de pertes d'excitation au niveau de groupes électrogènes fonctionnant en parallèle. Il en résulte alors une désynchronisation des générateurs.

Dans la troisième phase de ces travaux, un outil de simulations des centrales Flexy-energy a été réalisé grâce au logiciel Homer pro et Matlab. Grâce à cet outil, un paramètre d'optimisation des centrales Flexy-energy que nous avons nommé plage opérative de fonctionnement [OpR] a été introduit.

Considérant cette variable OpR comme paramètre de fonctionnement des systèmes hybrides, la centrale de Bilgo a été simulée sous la stratégie de gestion d'énergie Flexy-energy. Les résultats issus de ces différentes simulations ont montré la pertinence de ce paramètre OpR comme critère d'optimisation de centrale Flexy-energy. En outre, les performances de la stratégie de gestion d'énergie Flexy-energy ont été comparées à deux stratégies de gestion d'énergie de

référence pour les systèmes hybrides PV/ groupes électrogènes à savoir la stratégie Load Following et la stratégie Cycle Charging. Les résultats issus de cette confrontation donnent un léger avantage à la stratégie Flexy-energy. Par ailleurs, cette troisième étape aura aussi permis de remettre en cause l'idée selon laquelle, faire fonctionner les groupes électrogènes aux alentours de 80 % de taux de charge était un critère impératif pour le fonctionnement optimal d'une centrale hybride PV/ groupes électrogènes. Lorsque le coût du kWh est la fonction objectif, cette condition ne constitue pas une garantie au fonctionnement optimal du système hybride. Cette troisième phase des travaux a fait l'objet d'une publication scientifique intitulée « *Energy Management Strategies for PV/Diesel Hybrid Systems in Remote Areas: Effects of "Flexy-Energy"* » [64].

Le quatrième et dernier volet de ces travaux a porté sur la comparaison entre les valeurs expérimentales obtenues au chapitre 2 et celles issues des simulations. Cette étape aura permis de montrer que le modèle de simulation des centrales Flexy-energy présente des résultats intéressants et prometteurs, même s'il convient de souligner que d'autres travaux de recherche sont à envisager pour améliorer davantage ces résultats.

Aux termes de ces travaux, quelques perspectives se dégagent. En effet, l'amélioration des performances de l'outil de simulation des centrales Flexy-energy devrait constituer une piste à poursuivre, conformément aux recommandations formulées au chapitre 4. De plus, bien que les effets positifs de la plage opérative de fonction OpR aient été mis en lumière, les impacts de son utilisation sur la durabilité ainsi que les coûts d'opérations et de maintenance des groupes électrogènes doivent être étudiés.

RÉFÉRENCES

- [1] Commission économique pour l'Afrique, « demographic_profile_fre_rev19may.pdf ». 2016. [En ligne]. Disponible sur: https://www.uneca.org/sites/default/files/Publication-Files/demographic_profile_fre_rev19may.pdf
- [3] « Africa Energy Outlook 2019 », p. 288.
- [9] Y. S. Mohammed, M. W. Mustafa, et N. Bashir, « Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, p. 527-539, juill. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.04.022.
- [10] S. Mandelli, « Off-grid systems for rural electrification in developing countries_ Definitions, classification and a comprehensive literature review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, p. 26, 2016.
- [11] Institut 2iE, Société Nationale d'Electricité, et du Burkina (SONABEL), « RAPPORT DE L'ETUDE SOCIOECONOMIQUE ET DE LA PREVISION DE LA DAMANDE D'ELECTRICITE DE LA LOCALITE DE BILGO ». novembre 2012.
- [12] M. Muselli, G. Notton, et A. Louche, « Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management », *Sol. Energy*, vol. 65, n° 3, p. 143-157, 1999.
- [13] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, et S. Himri, « Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria », *Energy*, vol. 33, n° 7, p. 1128-1136, juill. 2008, doi: 10.1016/j.energy.2008.01.016.
- [14] M. K. Deshmukh et S. S. Deshmukh, « Modeling of hybrid renewable energy systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, n° 1, p. 235-249, janv. 2008, doi: 10.1016/j.rser.2006.07.011.
- [15] D. Papadopoulos et E. Maltas, « Design, operation and economic analysis of autonomous hybrid PV-diesel power systems including battery storage », *J. Electr. Eng.*, vol. 61, n° 1, p. 3-10, 2010.
- [16] Y. Azoumah, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, et P. Girard, « Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The “flexy-energy” concept », *Energy Policy*, vol. 39, n° 1, p. 131-141, janv. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.021.
- [17] M. A. M. Ramli, A. Hiendro, et S. Twaha, « Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage », *Renew. Energy*, vol. 78, p. 398-405, juin 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.026.
- [18] P. J. Hall et E. J. Bain, « Energy-storage technologies and electricity generation », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, p. 4352-4355, déc. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.037.
- [19] S. Kalaiselvam et R. Parameshwaran, *Thermal energy storage technologies for sustainability: systems design, assessment, and applications*, First edition. Amsterdam ; Boston: Elsevier, AP, 2014.
- [20] T. Bocklisch, « Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications », *Energy Procedia*, vol. 73, p. 103-111, juin 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.582.
- [21] Deloitte & Touche LLP, « Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector ». 2015. Consulté le: 8 décembre 2018. [En ligne]. Disponible sur:

- <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>
- [22] S. Fendt, A. Buttler, M. Gaderer, et H. Spliethoff, « Comparison of synthetic natural gas production pathways for the storage of renewable energy: Comparison of synthetic natural gas production pathways », *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, vol. 5, n° 3, p. 327-350, mai 2016, doi: 10.1002/wene.189.
 - [23] S. Sabihuddin, A. Kiprakis, et M. Mueller, « A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies », *Energies*, vol. 8, n° 1, p. 172-216, déc. 2014, doi: 10.3390/en8010172.
 - [24] Laboratoire de Matériaux et Environnement, Université Joseph KI- ZERBO, 03 BP 7021 Ouagadougou 03 *et al.*, « Étude comparative des dispositifs de stockage d'énergie applicables aux systèmes PV autonomes », *J. Phys. SOAPHYS*, vol. 1, n° 1, p. C19A6-1-C19A6-4, déc. 2019, doi: 10.46411/jpsoaphys.19.01.006.
 - [25] E Korsaga, Z. Koalaga, D Bonkougou, et F. Zougmo, « Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne », *J. Int. Technol. L'innovation Phys. L'énergie Environ.*, vol. 4, n° 1:3, 2018, doi: 10.18145/jitipee.v4i1.161.
 - [26] « Mini grid expansion to drive battery energy storage in Africa ». <http://www.batteriesinternational.com/2018/03/29/mini-grid-expansion-to-drive-battery-energy-storage-in-africa/> (consulté le 16 novembre 2020).
 - [27] J. Kartite et M. Cherkaoui, « Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review », *Energy Procedia*, vol. 157, p. 323-330, janv. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.197.
 - [28] L. Stoyanov, « Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables », Université Pascal Paoli, 2011. Consulté le: 12 mai 2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00653412/>
 - [29] D. Rekioua et E. Matagne, « Hybrid Photovoltaic Systems », in *Optimization of Photovoltaic Power Systems*, London: Springer London, 2012, p. 223-273. doi: 10.1007/978-1-4471-2403-0_7.
 - [30] D. Rekioua et E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*. London: Springer, 2012.
 - [31] 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, n° 3, p. 209-228, 1997.
 - [32] A. Reinders, P. Verlinden, W. van Sark, et A. Freundlich, Éd., *Photovoltaic solar energy: from fundamentals to applications*. Chichester, West Sussex, United Kingdom ; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons Ltd, 2017.
 - [33] H. Tazvinga, X. Xia, et J. Zhang, « Minimum cost solution of photovoltaic–diesel–battery hybrid power systems for remote consumers », *Sol. Energy*, vol. 96, p. 292-299, oct. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.07.030.
 - [34] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, et M. Moghavvemi, « Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, p. 821-835, sept. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.040.

- [35] L. Moretti, M. Astolfi, C. Vergara, E. Macchi, J. I. Pérez-Arriaga, et G. Manzolini, « A design and dispatch optimization algorithm based on mixed integer linear programming for rural electrification », *Appl. Energy*, vol. 233-234, p. 1104-1121, janv. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.194.
- [36] T. Wang, X. He, et T. Deng, « Neural networks for power management optimal strategy in hybrid microgrid », *Neural Comput. Appl.*, vol. 31, n° 7, p. 2635-2647, juill. 2019, doi: 10.1007/s00521-017-3219-x.
- [37] X. Jiang et C. Xiao, « Household Energy Demand Management Strategy Based on Operating Power by Genetic Algorithm », vol. 7, p. 10, 2019.
- [38] A. M. Dejamkhooy, M. Hamed, H. Shayeghi, et S. J. SeyedShenava, « Fuel Consumption Reduction and Energy Management in Stand-Alone Hybrid Microgrid under Load Uncertainty and Demand Response by Linear Programming », *J. Oper. Autom. Power Eng.*, n° Online First, févr. 2020, doi: 10.22098/joape.2020.6421.1484.
- [39] B. K. Das et F. Zaman, « Performance analysis of a PV/Diesel hybrid system for a remote area in Bangladesh: Effects of dispatch strategies, batteries, and generator selection », *Energy*, vol. 169, p. 263-276, févr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.12.014.
- [40] V. Suresh, M. M., et R. Kiranmayi, « Modelling and optimization of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification in a rural areas », *Energy Rep.*, vol. 6, p. 594-604, nov. 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.01.013.
- [41] A. Kumar, Y. Deng, X. He, P. Kumar, et R. C. Bansal, « Energy management system controller for a rural microgrid », *J. Eng.*, vol. 2017, n° 13, p. 834-839, janv. 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0447.
- [42] M. Usman, A. M. Malik, A. Mahmood, A. Kousar, et K. Sabeel, « HOMER Analysis for Integrating Solar Energy in Off-Grid and On-Grid SCO Telecommunication Sites », in *2019 1st Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM)*, Nevsehir, Turkey, juin 2019, p. 270-275. doi: 10.1109/GPECOM.2019.8778511.
- [43] A. Aziz, M. Tajuddin, M. Adzman, M. Ramli, et S. Mekhilef, « Energy Management and Optimization of a PV/Diesel/Battery Hybrid Energy System Using a Combined Dispatch Strategy », *Sustainability*, vol. 11, n° 3, p. 683, janv. 2019, doi: 10.3390/su11030683.
- [44] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, et 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, p. 163-173, mai 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.02.005.
- [45] R. Storn, « Differential Evolution – A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces », *Differ. Evol.*, p. 19.
- [46] F. Tariq *et al.*, « Home Energy Management by Differential Evolution and Enhanced Differential Evolution in Smart Grid Environment », in *Advances on P2P, Parallel, Grid, Cloud and Internet Computing*, vol. 13, F. Xhafa, S. Caballé, et L. Barolli, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2018, p. 3-15. doi: 10.1007/978-3-319-69835-9_1.
- [47] F. Lezama, L. E. Sucar, E. M. de Cote, J. Soares, et Z. Vale, « Differential evolution strategies for large-scale energy resource management in smart grids », in *Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference Companion*, Berlin Germany, juill. 2017, p. 1279-1286. doi: 10.1145/3067695.3082478.

- [48] F. Asghar, A. Rohan, M. Talha, Y.-J. Han, et S.-H. Kim, « Fuzzy Logic based Efficient Load Management and Optimal Operation of a PV-DG Hybrid System with Battery Backup », *J. Korean Inst. Intell. Syst.*, vol. 30, n° 1, p. 28-39, févr. 2020, doi: 10.5391/JKIIS.2020.30.1.28.
- [49] R. K. Rajkumar, V. K. Ramachandaramurthy, B. L. Yong, et D. B. Chia, « Techno-economical optimization of hybrid pv/wind/battery system using Neuro-Fuzzy », *Energy*, vol. 36, n° 8, p. 5148-5153, août 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.06.017.
- [50] Y. Azoumah, « DU CONCEPT « FLEXY-ENERGY » A L'OPTIMISATION CONSTRUCTRALE DES RESEAUX DE TRANSFERTS », p. 140.
- [51] Y. Azoumah, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, et P. Girard, « Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The “flexy-energy” concept », *Energy Policy*, vol. 39, n° 1, p. 131-141, janv. 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.021.
- [52] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, et N. Zongo, « Experimental study of electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas », *Renew. Energy*, vol. 36, n° 6, p. 1780-1787, juin 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.11.011.
- [53] D. Yamegueu, Y. Azoumah, et X. Py, « Experimental and economical study of sustainable electricity generation by solar PV/diesel hybrid systems without storage for off grid areas », Alicante, Spain, avr. 2011, p. 37-49. doi: 10.2495/ESUS110041.
- [54] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, et 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, n° 1, p. 267-274, janv. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.027.
- [55] D. Tsuanyo, D. Aussel, Y. Azoumah, et P. Neveu, « Optimal Design of a PV/Diesel Hybrid System for Decentralized Areas through Economic Criteria », vol. 9, n° 2, p. 6, 2015.
- [56] D. Tsuanyo, Y. Azoumah, D. Aussel, et P. Neveu, « Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications », *Energy*, vol. 86, p. 152-163, juin 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.03.128.
- [57] W. Zhang, F. Li, et L. M. Tolbert, « Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, n° 4, p. 2177-2186, nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907452.
- [58] K. Y. Lee, Y. M. Park, et J. L. Ortiz, « Fuel-cost minimisation for both real-and reactive-power dispatches », *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 131, n° 3, p. 85, 1984, doi: 10.1049/ip-c.1984.0012.
- [59] H. H. Goh *et al.*, « Loss Of Excitation (LOE) Protection of Synchronous Generator », *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 8, n° 1, p. 230, oct. 2017, doi: 10.11591/ijeecs.v8.i1.pp230-236.
- [60] S. Sinha et S. S. Chandel, « Review of software tools for hybrid renewable energy systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, p. 192-205, avr. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.035.
- [61] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, et M. Leahy, « A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems », *Appl. Energy*, vol. 87, n° 4, p. 1059-1082, avr. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.

Références

- [62] E. Semshchikov, J. Hamilton, L. Wu, M. Negnevitsky, X. Wang, et S. Lyden, « Frequency control within high renewable penetration hybrid systems adopting low load diesel methodologies », *Energy Procedia*, vol. 160, p. 483-490, févr. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.02.196.
- [63] J. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, et S. Lyden, « High penetration renewable generation within Australian isolated and remote power systems », *Energy*, vol. 168, p. 684-692, févr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.118.
- [64] A. S. Boly, D. Yamegueu, et Y. Coulibaly, « Energy Management Strategies for PV/Diesel Hybrid Systems in Remote Areas: Effects of “Flexy- Energy” Strategy », *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 11, p. 12, 2021.

Webographie

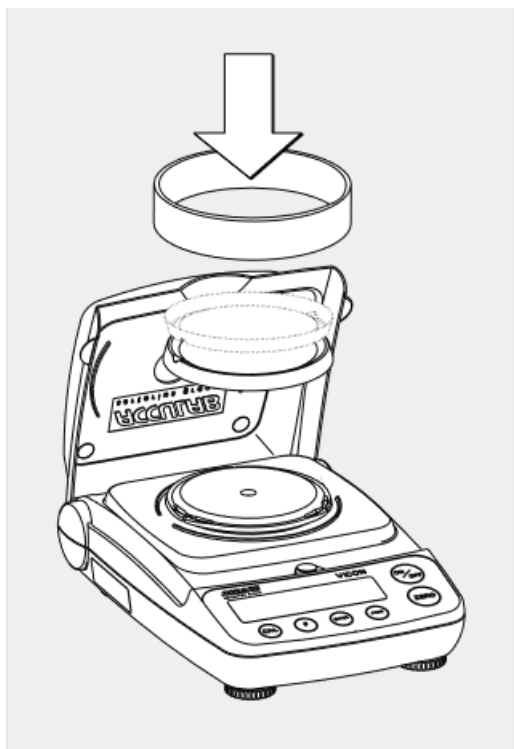
- [2] « PopulationData.net ». <https://www.populationdata.net/continents/afrique/>
Consulté en décembre 2021
- [4] IEA, *World Energy Outlook 2020*. Paris, 2020. doi:
<https://doi.org/https://doi.org/10.1787/557a761b-en>. Consulté en décembre 2021
- [5] PwC, « africa-energy-review-2021 ». novembre 2021. [En ligne]. Disponible sur:
<https://www.pwc.com/ng/en/assets/pdf/africa-energy-review-2021.pdf>
- [6] COMMISSION DE L'UNION AFRICAINE, « AGENDA 2063 ». [En ligne]. Disponible
sur: <https://www.un.org/fr/africa/osaa/pdf/au/agenda2063-frameworkf.pdf>
Consulté en décembre 2021
- [7] « country statistics ». <https://www.se4all-africa.org/seforall-in-africa/country-data/burkina-faso/> Consulté en décembre 2021
- [8] « DataBank ». <https://databank.worldbank.org/home.aspx>. Consulté en décembre 2021

Annexes

Annexes

Annexe A Fiches techniques de quelques équipements

Fiche A1 : Acculab VIC-10KG



Modèle		VIC-5101	VIC-3101	VIC-1501	VIC-711	VIC-511	VIC-10KG	VIC-6KG	VIC-4KG
Etendue de pesée	g	5100	3100	1500	710	510	10100	6100	4100
Précision de lecture	g	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1	1	1
Etendue de tarage (soustractive)	g	5100	3100	1500	710	510	10100	6100	4100
Ecart de linéarité	≤±g	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2	2	1
Gamme de température		+10... +30 °C (273 ... 303 K, 50° ... 86 °F)							
Temps de mesure (typique)	s	2	2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Adaptation à l'environnement		4 échelons de filtrage optimisés ; cycle d'affichage : 0,1–0,8 (selon l'échelon de filtrage réglé)							
Valeur de poids d'ajustage	kg	5 (F2)	2 (F2)	1 (M1)	0,2 (M2)	0,2 (M2)	5 (M1)	5 (M2)	2 (M2)
Poids net, env.	kg	1,1	1,1	1,1	1,25	1,25	1,1	1,1	1,1
Dimensions du plateau de pesée	mm	142x130							
Raccordement au réseau, tension, fréquence		par l'intermédiaire d'un bloc d'alimentation 230 V ou 115 V, +15%...– 20%, 48–60 Hz							
Gamme de tension à l'entrée		de 11 V à 21 V							
Consommation (typique)	W	1	1	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Durée de fonctionnement avec bloc de 9 volts									
– pile (alkali), env.	h	11	11	14	14	14	14	14	14
– accumulateur en cas de charge									

Fiche A2 : Analyseur réseau CA8335 équipé de pinces PAC93



CA8335



PAC93

Mesure		Étendue de mesure hors ratio (avec ratio unitaire)		Résolution d'affichage (avec ratio unitaire)	Erreur maximale intrinsèque
		Minimum	Maximum		
Puissance active ⁽¹⁾	Hors <i>FLEX</i>	5 mW ⁽²⁾	7800 kW ⁽⁴⁾	4 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %) cos Φ ≥ 0,8
	Amp <i>FLEX</i> ™ Mini <i>FLEX</i>				±(1,5 % + 10 pt) 0,2 ≤ cos Φ < 0,8
					±(1 %) cos Φ ≥ 0,8
					±(1,5 % + 10 pt) 0,5 ≤ cos Φ < 0,8
Puissance réactive ⁽²⁾	Hors <i>FLEX</i>	5 mVAR ⁽²⁾	7800 kVAR ⁽⁴⁾	4 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %) sin Φ ≥ 0,5
	Amp <i>FLEX</i> ™ Mini <i>FLEX</i>				±(1,5 % + 10 pt) 0,2 ≤ sin Φ < 0,5
					±(1,5 %) sin Φ ≥ 0,5
					±(2,5 % + 20 pt) 0,2 ≤ sin Φ < 0,5
Puissance apparente		5 mVA ⁽²⁾	7800 kVA ⁽⁴⁾	4 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %)
Facteur de puissance (PF)		-1	1	0,001	±(1,5 %) cos Φ ≥ 0,5
					±(1,5 % + 10 pt) 0,2 ≤ cos Φ < 0,8
Énergie active ⁽¹⁾	Hors <i>FLEX</i>	1 mWh	9 999 999 MWh ⁽⁴⁾	7 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %) cos Φ ≥ 0,8
	Amp <i>FLEX</i> ™ Mini <i>FLEX</i>				±(1,5 %) 0,2 ≤ cos Φ < 0,8
					±(1 %) cos Φ ≥ 0,8
					±(1,5 %) 0,5 ≤ cos Φ < 0,8
Énergie réactive ⁽²⁾	Hors <i>FLEX</i>	1 mVARh	9 999 999 MVARh ⁽⁴⁾	7 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %) sin Φ ≥ 0,5
	Amp <i>FLEX</i> ™ Mini <i>FLEX</i>				±(1,5 %) 0,2 ≤ sin Φ < 0,5
					±(1,5 %) sin Φ ≥ 0,5
					±(2 %) 0,2 ≤ sin Φ < 0,5
Énergie apparente		1 mVAh	9 999 999 MVAh ⁽⁴⁾	7 digits au plus ⁽⁵⁾	±(1 %)

Mesure		Étendue de mesure hors ratio (avec ratio unitaire)		Résolution d'affichage (avec ratio unitaire)	Erreur maximale intrinsèque
		Minimum	Maximum		
Tension RMS½	simple	1 V	1200 V ⁽³⁾	0,1 V V < 1000 V	±(0,8 % + 1 V)
				1 V V ≥ 1000 V	
	composée	1 V	2400 V ⁽³⁾	0,1 V U < 1000 V	±(0,8 % + 1 V)
				1 V U ≥ 1000 V	
Tension crête (peak)	simple	1 V	1697 V ⁽³⁾	0,1 V V < 1000 V	±(1 % + 1 V)
				1 V V ≥ 1000 V	
	composée	1 V	3394 V ⁽³⁾	0,1 V U < 1000 V	±(1 % + 1 V)
				1 V U ≥ 1000 V	
Courant RMS½	Pince C Pince PAC	1 A	1200 A	0,1 A A < 1000 A	±(1 % + 1 A)
				1 A A ≥ 1000 A	
	Pince MN93	0,2 A	240 A	0,1 A	±(1 % + 1 A)
	Pince E3N (10 mV/A) Pince MN93A (100 A)	0,1A	120 A	0,01 A A < 100 A	±(1 % + 0,1 A)
				0,1 A A ≥ 100 A	
	Pince E3N (100 mV/A)	0,01 A	12 A	0,001 A A < 10 A	±(1 % + 0,01 A)
				0,01 A A ≥ 10 A	
	Pince MN93A (5 A) Adaptateur 5 A	0,005 A	6 A	0,001 A	±(1 % + 0,01 A)
	AmpFLEX™ MiniFLEX	10 A	6500 A	0,1 A A < 1000 A	±(1,5 % + 5 A)
				1 A A ≥ 1000 A	
Courant crête (peak)	Pince C Pince PAC	1 A	1697 A ⁽³⁾	1 A A < 1000 A	±(1 % + 1 A)
				1 A A ≥ 1000 A	
	Pince MN93	0,2 A	339,4 A ⁽³⁾	0,1 A	±(1 % + 1 A)
	Pince E3N (10 mV/A) Pince MN93A (100 A)	0,1 A	169,7 A ⁽³⁾	0,01 A A < 100 A	±(1 % + 0,1 A)
				0,1 A A ≥ 100 A	
	Pince E3N (100 mV/A)	0,01 A	16,97 A ⁽³⁾	0,001 A A < 10 A	±(1 % + 0,01 A)
				0,01 A A ≥ 10 A	
	Pince MN93A (5 A) Adaptateur 5 A	0.005 A	8,485 A ⁽³⁾	0,001 A	±(1 % + 0,01 A)
	AmpFLEX™ MiniFLEX	10 A	9192 A ⁽³⁾	0,1 A A < 1000 A	±(1,5 % + 5 A)
				1 A A ≥ 1000 A	
Sévérité du flicker (Pst)		0	12	0,01	Voir le tableau correspondant

(1) En 1000 V_{RMS} catégorie III, à condition que les tensions entre chacune des bornes et la terre n'excèdent pas 1000 V_{RMS}.

(2) En diphasé (phases en opposition) – même remarque que pour (1).

(3) $1200 \times \sqrt{2} = 1697$; $2400 \times \sqrt{2} = 3394$; $240 \times \sqrt{2} = 339,4$; $120 \times \sqrt{2} = 169,7$; $12 \times \sqrt{2} = 16,97$; $6 \times \sqrt{2} = 8,485$; $6500 \times \sqrt{2} = 9192$;

Mesure	Étendue de mesure		Résolution d'affichage	Erreur maximale intrinsèque
	Minimum	Maximum		
Taux harmonique de tension (τ)	0 %	1600 %	0,1 % $\tau < 999,9$ %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$
			1 % $\tau \geq 1000$ %	
Taux harmonique de courant (τ) (hors <i>FLEX</i>)	0 %	1600 %	0,1 % $\tau < 999,9$ %	$\pm(2 \text{ \%} + (n \times 0,2 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n \leq 25$
			1 % $\tau \geq 1000$ %	$\pm(2 \text{ \%} + (n \times 0,5 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n > 25$
Taux harmonique de courant (τ) (AmpFLEX™ & MiniFLEX)	0 %	1600 %	0,1 % $\tau < 999,9$ %	$\pm(2 \text{ \%} + (n \times 0,3 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n \leq 25$
			1 % $\tau \geq 1000$ %	$\pm(2 \text{ \%} + (n \times 0,6 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n > 25$
Distorsion harmonique totale THD (THD-F) de tension	0 %	999,9 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$
Distorsion harmonique totale THD (THD-F) de courant (hors <i>FLEX</i>)	0 %	999,9 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$ si $\forall n \geq 1, \tau_n \leq (100 \div n)$ [%] ou
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,2 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} \leq 25$
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,5 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} > 25$
Distorsion harmonique totale THD (THD-F) de courant (AmpFLEX™ & MiniFLEX)	0 %	999,9 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$ si $\forall n \geq 1, \tau_n \leq (100 \div n^2)$ [%] ou
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,3 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} \leq 25$
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,6 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} > 25$
Facteur de distorsion DF (THD-R) de tension	0 %	100 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$
Facteur de distorsion DF (THD-R) de courant (hors <i>FLEX</i>)	0 %	100 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$ si $\forall n \geq 1, \tau_n \leq (100 \div n)$ [%] ou
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,2 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} \leq 25$
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,5 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} > 25$
Facteur de distorsion DF (THD-R) de courant (AmpFLEX™ & MiniFLEX)	0 %	100 %	0,1 %	$\pm(2,5 \text{ \%} + 5 \text{ pt})$ si $\forall n \geq 1, \tau_n \leq (100 \div n^2)$ [%] ou
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,3 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} \leq 25$
				$\pm(2 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,6 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} > 25$
Facteur K (KF)	1	99,99	0,01	$\pm(5 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,3 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} \leq 25$
				$\pm(10 \text{ \%} + (n_{\text{max}} \times 0,6 \text{ \%}) + 5 \text{ pt})$ $n_{\text{max}} > 25$
Déphasages harmoniques (rang $n \geq 2$)	-179°	180°	1°	$\pm(1,5^\circ + 1^\circ \times (n \div 12,5))$

Fiche A3 Almémo 2290



Caractéristiques techniques

Entrées de mesure:	2290-2:	1 prise ALMEMO® pour connecteur plat ALMEMO®
	2290-3:	2 prises ALMEMO® pour connecteur plat ALMEMO®
Canaux de mesure:	2290-2:	1 voie primaire, 3 voies secondaires pour capteurs doubles et canaux de fonction
	2290-3:	2 voies primaires, isol. galv., 6 voies secondaires pour capteurs doubles et canaux de fonction, 2 voies de mesure différentielles
Alim. tension du capteur:		Pile: 7 à 9V, max. 100mA Adaptateur secteur: env. 12V, max. 100mA
Sorties:		2 prises ALMEMO® pour tous modules de sortie
Equipement:		
Afficheur:		6½ chiffres 7 segments, 2 chiffres 16 segmts, 12mm
Clavier:		5 touches
Heure et date:		non tamponnées
Microprocesseur:		HD 6303 Y
Tension d'alimentation:		7 à 13V CC sans séparation galvanique
Adaptateur secteur:		ZB 2290-NA 230V CA / 12V CC, 200mA sép. galv.
Câble d'adaptation à sép. galv.:		ZB 2290-UK 10...30V CC sur 12V CC, 250mA
Consommation:	2290-2:	env. 5.5 mA (sans modules d'entrée-sortie)
	2290-3:	env. 7 mA (dto.)
Boîtier:		180 x 85 x 33 mm, ABS antichocs (max. 70°C)
Température de fonctionnement:		-10 à +60 °C
Température de stockage:		-30 à +60 °C
Hygrométrie ambiante:		10 à 90% hr (sans condensation)
Contient à la livraison:		Appareil ALMEMO 2290-2/3 Notice d'utilisation ALMEMO 2290-2/3 Guide ALMEMO® avec logiciel AMR-Control

Annexe B Quelques résultats expérimentaux

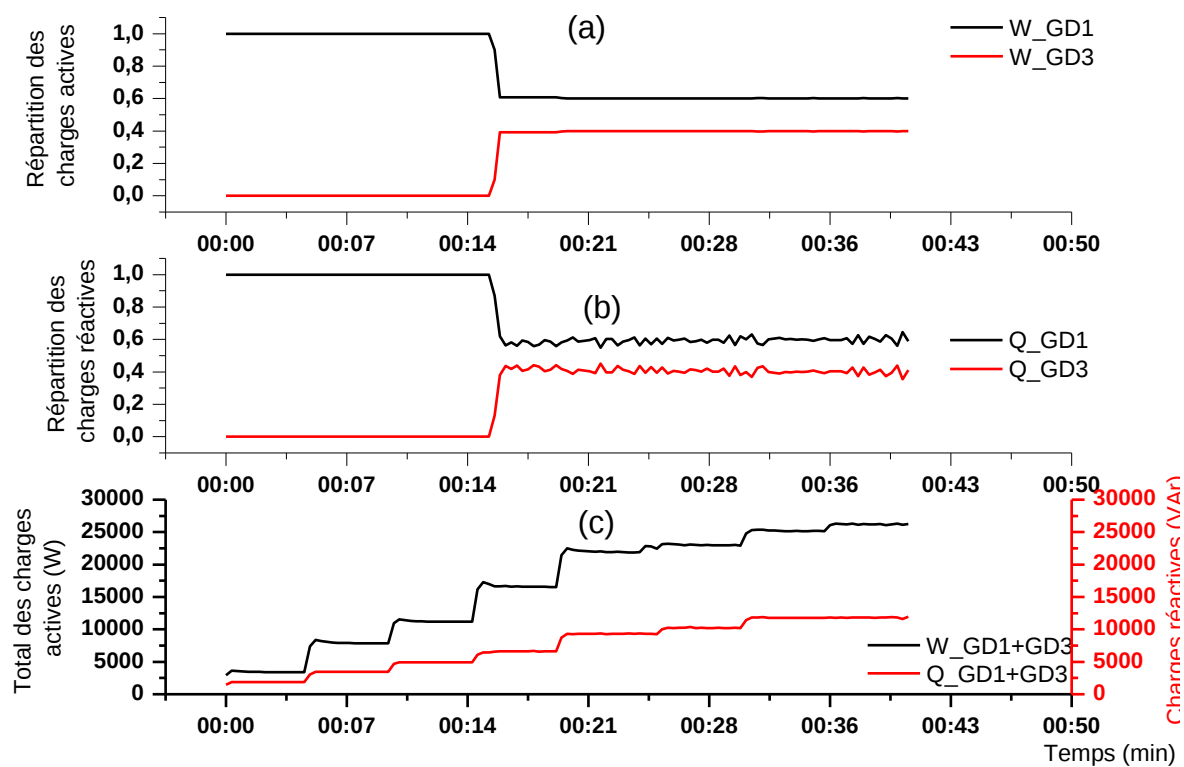


Figure B.1 (a) répartition des charges actives ; (b) répartition des charges réactives ; (c) profil de charge facteur de puissance 0.9.

Annexe C Comparaison entre les résultats expérimentaux et simulés sur le plan de la température des modules

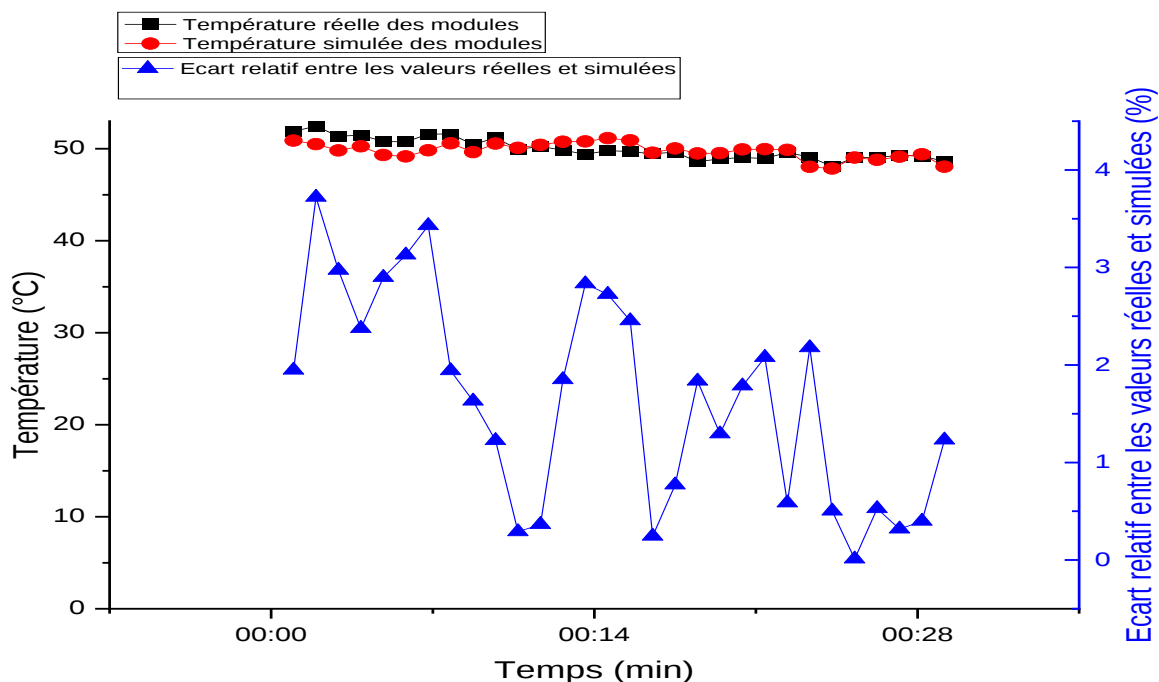


Figure C.1 Comparaison entre les valeurs réelles et simulées de température de module.

Test n° 1

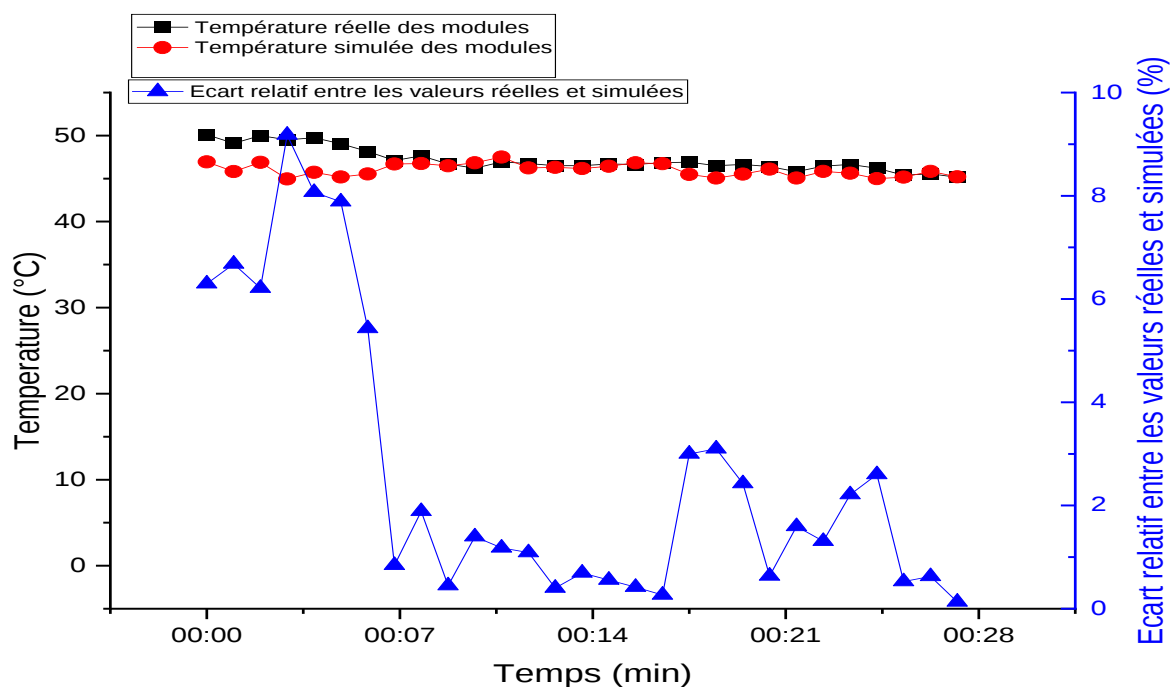


Figure C.2 Comparaison entre les valeurs réelles et simulées de température de module.

Test n° 2

Annexe D: Schémas de montage

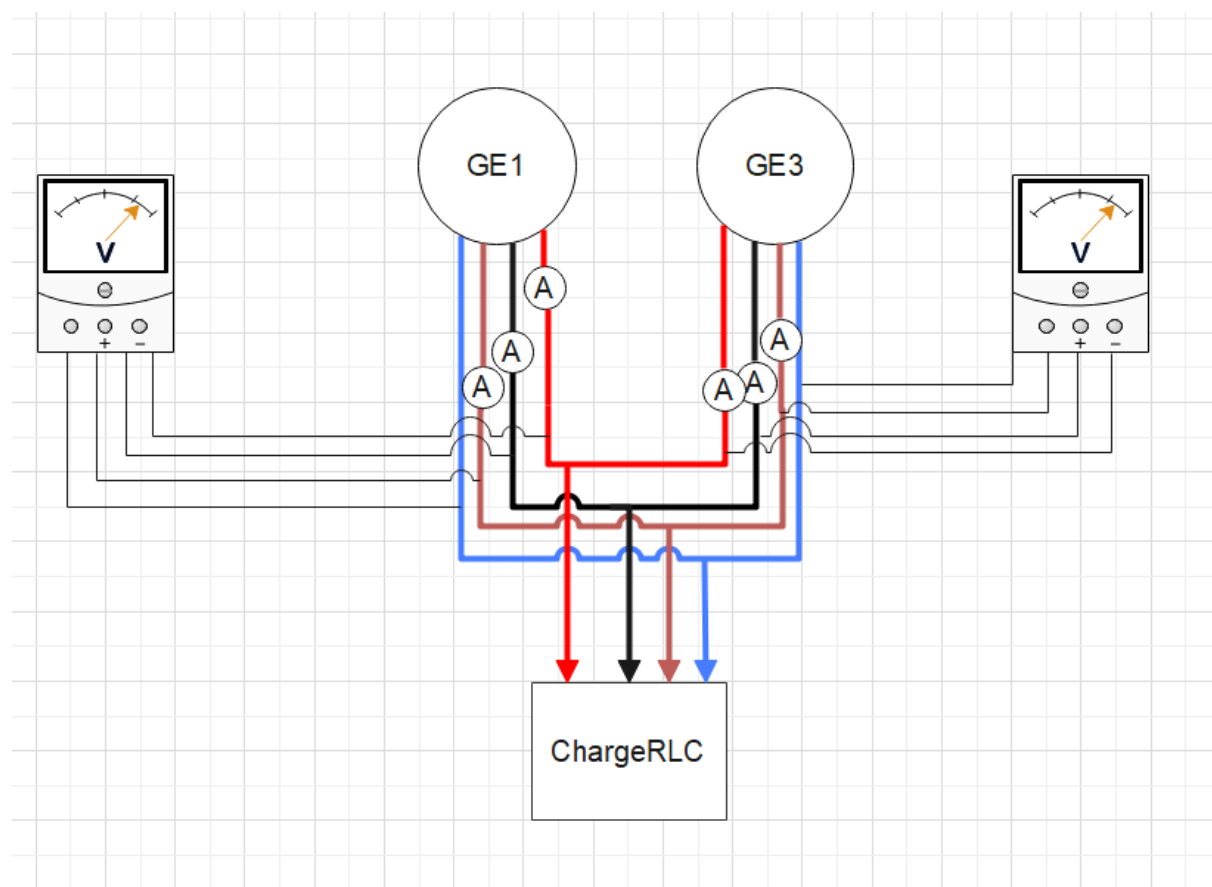


Figure D.1 Schéma de montage des tests multi-générateurs

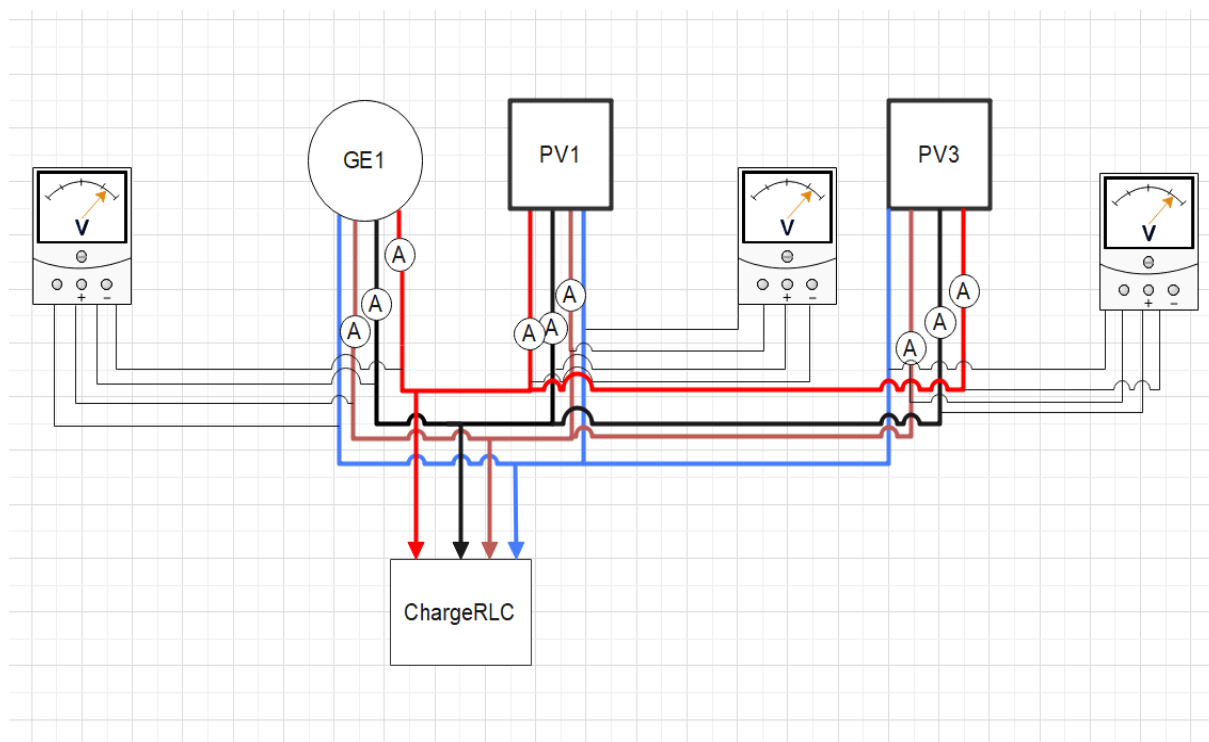


Figure D.1 Schéma de montage des tests en hybridation