

N°d'ordre :

Université de Saida– Dr. Moulay Tahar
Faculté technologie

Thèse

Présentée pour obtenir le diplôme de

Doctorat 3ème Cycle

Spécialité : Gestion et Contrôle des Systèmes Electriques

Filière : Electrotechnique

Par :

HAFFAF Aziz

Thème :

**Contribution à la gestion de la charge des réseaux
électriques selon la production d'énergie**



Thèse soutenue le 30/09/2021 devant le jury composé de :

N°	Nom et prénom	Grade	Etablissement	Qualité
01	Larbi BOUMEDIENE	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	Fatiha LAKDJA	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Rapporteur
03	Rachid MEZIANE	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-rapporteur
04	Tarik MOHAMMED CHIKOUCHE	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur
05	Samir HADJERI	Prof.	Université de Sidi Bel-Abbes – UDL	Examineur
06	Mostafa BRAHAMI	Prof.	Université de Sidi Bel-Abbes – UDL	Examineur
07	Djaffar OULD ABDESLAM	MCA	Université de Mulhouse, France – UHA	Invité

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

• Publications

- [1] **Haffaf A.**, Lakdja F., Meziane R., Ould Abdsallem D., Study of economic and sustainable energy supply for water irrigation system (WIS), Sustainable Energy, Grids and Networks, 2021, vol. 25, 100412.
- [2] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France, Energy for Sustainable Development, 2021, vol. 62, pp. 44-55.
- [3] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Solar energy for air conditioning of an office building in a case study: techno-economic feasibility assessment, Renewable Energy Focus (2021), doi: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2021.09.002>.
- [4] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Photovoltaic customer generation as a concept of demand side management, Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2018, vol. 67, no. 1, pp. 13-20.
- [5] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Sustainable and cost-effective configuration of street lighting system, Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2020, vol. 68, no. 1, pp. 98-106.
- [6] **Haffaf A.**, Lakdja F., Meziane R., Ould Abdsallem D., Solar energy and LED technologies for street lighting demand side management SLDSM, Przegląd Elektrotechniczny, 2020, vol. 96, no. 4, pp. 33-38.
- [7] **Haffaf A.**, Lakdja F., Meziane R., Ould Abdsallem D., Promotion and effective integration of school rooftop PV system based load management activities: A case study, International Journal of Sustainable Development and Planning, 2020, vol. 15, no. 4, pp. 501-511.
- [8] **Haffaf A.**, Lakdja F., Meziane R., Hybrid PV/Battery/Diesel power source sizing and simulation under DSM Strategies, Journal of Electrical and Electronics Engineering, May 2020, vol. 13, no. 1, pp. 39-44.
- [9] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Potential assessment of a residential rooftop grid-connected PV system: Algiers and Tamanrasset case study, International Journal of Advanced Science and Technology, 2020, vol. 29, no. 3, pp. 4017-4032.
- [10] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Electrification d'une charge isolée d'agriculture par hybridation énergétique, Revue des Energies Renouvelables, 2019, vol. 22, no. 1, pp. 1-17.

- ***Communications Internationales***

- [1] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Dimensioning optimization of autonomous photovoltaic systems for load management, 3th International Conference on Power Electronics and their Applications 2017 (ICPEA'17), On 16th and 17th September 2017. Djelfa. Algérie.
- [2] **Haffaf A.**, Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Contribution to the load management study for a standalone photovoltaic system, 5th the International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'17), December 4-7, 2017. Thangier, Morocco.
- [3] **Haffaf A.**, Lakdja F., Synthèse générale sur la gestion de la charge dans le réseau électrique intelligent, International Conference on Nanomaterials And Renewable Energies ICNRE 2018, 15-17 October 2018, Skikda, Algeria.

- ***Communications nationales***

- [1] **Haffaf A.**, Lakdja F., Meziane R., Simulation et dimensionnement d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique Algérien, La 1ère journée d'études sur l'Electrotechnique JEE'17, Faculté de technologie, Université de Saida, 13 Décembre 2017. Saida, Algérie.
- [2] **Haffaf A.**, Lakdja F., Optimisation de dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes envers la gestion de la charge, 11èmes Journées Scientifiques et Techniques (JST11). Innovation et partenariat, dans un contexte mondial de transition énergétique. Oran, du 19 - 22 Novembre 2017.
- [3] **Haffaf A.**, Lakdja F., Gestion de la charge avec source de production photovoltaïque, Première Conférence Nationale sur l'Electrotechnique et Les Energies Renouvelables (CNEER'18), Saida, Algérie, 13-14 Novembre 2018.



Remerciement

En premier lieu je remercie ALLAH le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience pour réaliser cette thèse de doctorat (الحمد لله).

Avec cette thèse, qui conclut cinq années de recherche au sein du laboratoire LGE de l'Université de Saida et du laboratoire IRIMAS de l'Université de Haute Alsace de Mulhouse, France, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué à l'accomplissement de ce travail, et qui ont marqué, par leur présence, une étape essentielle de ma vie, ainsi que tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail.

En deuxième lieu, je tiens à remercier très chaleureusement et grandement mon directeur de thèse Mme **Fatiha LAKDJA**, professeur à l'université de Dr. Tahar Moulay de Saida, pour son appui tout au long de ce travail, son immense disponibilité, ses conseils et contacts précieux, son temps accordé à relire, corriger, étayer mes travaux. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement professionnel et pédagogique qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

Un grand merci est également adressé au co-directeur de thèse Monsieur **Rachid MEZIANE**, professeur à l'université de Dr. Tahar Moulay de Saida, qui a bien voulu accepter de co-encadrer ce travail et n'a cessé de me témoigner confiance et sympathie.

J'adresse mes remerciements les plus sincères au Monsieur **Djaffar OULD ABDESLAM**, maître de conférences à l'Université de Haute Alsace de Mulhouse, France, le co-encadrant de cette thèse pour toutes les informations et les conseils qu'il m'a donnés, pour son aide précieuse et son intérêt pour la réalisation de ce travail. Invité pour la participation au jury afin d'enrichir le débat, je tiens à le remercier pour la confiance qu'il m'a témoignée lors de l'attribution et du déroulement de cette thèse. C'était un très grand plaisir de travailler ensemble.

Je tiens à remercier vivement Monsieur **Larbi BOUMEDIENE**, professeur à l'Université Dr. Tahar Moulay de Saida, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse.

J'exprime mes sincères remerciements au Monsieur **Mostafa BRAHAMI**, professeur à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, et mon responsable de spécialité transport et distribution de l'énergie électrique (TDEE, 2014-2016), pour avoir accepté de participer au jury et d'être examinateur de cette thèse.

Je tiens aussi à remercier vivement Monsieur **Samir HADJERI** professeur et doyen de la faculté 'Génie Electrique' à l'Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, qui a accepté de participer au jury de soutenance de ma thèse en tant qu'examineur et d'avoir accepté d'évaluer et d'expertiser ce travail.

J'adresse ma profonde reconnaissance à Monsieur **Tarik MOHAMMED CHIKOUCHE**, Maître de Conférences à l'Université de Dr. Moulay Tahar de Saida, qui a accepté de participer au jury de soutenance de ma thèse en tant qu'examineur et d'avoir accepté d'évaluer et d'expertiser ce travail.

Un grand merci spécial à mes chers parents et à toute ma famille pour leurs sacrifices, leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon parcours universitaire.

Enfin, je ne saurais clore ces remerciements sans une pensée très personnelle à ma femme qui m'a soutenu et encouragé pendant toutes ces années d'études.

Haffaf Aziz
Saida, le 30/07/2021



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail avec un grand amour, sincérité et fierté:

Une dédicace spéciale à mes chers parents Laïfa et Khoukha, qui n'ont jamais cessés de me soutenir.

Merci d'avoir toujours été là pour moi, que Allah vous protège et vous accorde une longue vie.

À mes chère sœurs Djaouida et Sondos

À mes frères Yahia, Thabet, Walid et Rabeh

À Mohamed et Akram

À ma très chère femme B. Lamia

À la famille Badni, Elhadj et Nasira

À tous mes amis et mes collègues...

Haffaf Aziz

Saïda, le 30/09/2021



Liste des Abréviations

Liste des Abréviations

AC	Courant alternative
BTP	Bâtiment et travaux publics
CDER	Centre de développement des énergies renouvelables
CEREFEE	Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique
CO ₂	Dioxyde de carbone
CoE	Coût de l'énergie
CSP	Solaire thermique à concentration
DC	Courant continue
DSM	Gestion de la charge (Demand side management en anglais)
ER	Énergie renouvelable
FRE	Fraction de l'énergie renouvelable
GD	Générateur diesel
GHI	global d'irradiation horizontale
GJ	Giga joules
GW	Gigawatt
HOGA	Optimisation hybride par algorithmes génétiques
HOMER	Optimisation des multiples ressources énergétiques
HPS	Sodium haut pression
IDH	Indice de développement humain
IEC	Agence internationale d'énergie
IIAG	Indice Ibrahim de la gouvernance Africaine
INDC	Intended nationally determined contribution
IPE	Indice de performance environnementale
IUT	Institut universitaire de technologie
KTep	Kilotonne d'équivalent pétrole
LED	Diode électroluminescente
LNER	Laboratoire national des énergies renouvelables
MEM	Ministère de l'énergie et des mines
MTep	Mégatonne équivalent pétrole
ONS	Office national des statistiques
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PENREE	Programme des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique
PIB	Produit intérieur brut
PMA	Pointe maximale appelée de la demande
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Système d'information géographique photovoltaïque
PV Watts	Calculateur PV Watts
PPC	Probabilité de perte de charge
SEH	Système d'énergie hybrid
SI	Système d'irrigation
SKTM	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida
SSM	Gestion de la production (Supply side management en anglais)
TC	Transfert de charge
TCF	Trillions de pieds cubes
TNPC	Coût total net actuel
TWh	Térawatt-heure
URERMS	Unité de recherche en énergies renouvelables en milieu saharien
VE	Véhicule électrique



Sommaire

Sommaire

Production Scientifiques.....	I
Liste des Abréviations.....	III
Sommaire	IV
Liste des Figures.....	VIII
Liste des Tableaux	XII
Introduction Générale	1

Chapitre I: État de l'art sur la situation énergétique et la gestion de la charge

I.1. Introduction	5
I.2. Situation énergétique mondiale	6
I.2.1. L'hydroélectricité	7
I.2.2. Éolienne	7
I.2.3. Solaire photovoltaïque	8
I.2.4. L'énergie solaire à concentration (CSP)	8
I.2.5. Bioénergie	8
I.2.6. Géothermie	8
I.2.7. Énergie océanique	9
I.3. Situation énergétique en Algérie	11
I.3.1. Indicateurs économiques	12
I.3.2. Production d'énergie primaire	13
I.3.3. Capacité installée	14
I.3.4. La production d'énergie	15
I.3.5. Consommation électrique et problème du pic de consommation	16
I.4. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie	17
I.4.1. Solaire photovoltaïque	19
I.4.2. L'éolienne	22
I.4.3. L'hydroélectricité	25
I.4.4. Géothermie	26
I.4.5. L'énergie de la biomasse	27
I.5. Covid 19 et zones d'ombre-énergie	28
I.6. Contexte, défis et barrières de la transition vers les ER.....	31
1.6.1. Contexte	31
1.6.2. Défis	31
1.6.3. Barrières	31
I.7. Etat de l'art sur la gestion de la charge	33
I.7.1. Programmes de la gestion de la charge	34
I.7.2. Modélisation des stratégies de DSM	35
I.7.2.1. Remplissage de la vallée	37
1.7.2.2. Déplacement de la charge	38
1.7.2.3. Écrêtage de pointe	39
1.7.2.4. Conservation de l'énergie	40
1.7.2.5. Croissance de la charge	40

1.7.2.6. Forme de la charge flexible	41
I.7.3. Avantage de concept de la gestion de la charge	48
I.7.4. Obstacles et défis de la DSM	48
I.8. Conclusion	49
Références du chapitre	50

Chapitre II: Gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage public

II.1. Introduction	55
II.2. Consommation d'éclairage public en Algérie	56
II.3. Gestion de l'offre et de la demande dans l'éclairage public	56
II.3.1. Gestion de la demande	56
II.3.2. Gestion de l'offre d'énergie de l'éclairage	59
II.4. Possibilités d'économie d'énergie	59
II.5. Étude de cas	60
II.5.1. Localisation et ressources solaire	60
II.5.2. Développement de la courbe de consommation	61
II.5.3. Modélisation et dimensionnement des composants du système	63
II.5.3.1. Panneau solaire PV	63
II.5.3.2. Modélisation du système de stockage	64
II.5.3.3. Convertisseur de puissance	65
II.6. Formulation des critères d'évaluation	67
II.6.1. Coût total net actuel TNPC	67
II.6.2. Coût de l'énergie CoE	67
II.7. Résultats de la simulation et discussion	68
II.8. Choix de configurations du système d'éclairage public	70
II.8.1. Profil de consommation	72
II.9. Résultats de choix de configuration	72
II.9.1. Premier scénario: Système d'éclairage public solaire isolé	72
II.9.2. Deuxième scénario: Système d'éclairage public solaire/réseau	74
II.9.3. Troisième scénario: Système d'éclairage solaire/stockage/réseau	74
II.9.4. Comparaison générale	76
II.10. Conclusion.....	80
Références du chapitre	81

Chapitre III: Simulation de stratégies et de composants de la gestion de la charge

III.1. Introduction	83
III.2. Simulation des stratégies de la gestion de charge.....	84
III.2.1. Résultats et discussion	87
III.3. Le concept de prosommateur résidentiel	91
III.3.1. Architecture et composantes du concept de prosommateur.....	93
III.3.2. Formulation du problème	93
III.3.3. Analyse et discussion des résultats	95
III.3.3.1. Production d'énergie PV	96

III.3.3.2. Rapport de performance	97
III.3.3.3. Angle d'inclinaison du système	97
III.3.3.4. Échange d'énergie et économie de coûts d'énergie	98
III.4. Intégration de la production décentraliser de petite échelle	100
III.4.1. Description du système PV en toiture	104
III.4.2. Méthodologie de conception et dimensionnement	106
III.4.3. Dimensionnement du générateur PV	107
III.4.3.1. Facteur de production des panneaux	107
III.4.3.2. Énergie requise des modules PV	107
III.4.3.3. Puissance crête du module PV	107
III.4.3.4. Nombre de modules PV	107
III.4.4. Angle d'inclinaison et orientation	107
III.4.5. Technologies des cellules solaires	108
III.4.6. Évaluation de performance du système PV	108
III.4.7. Discussions et analyse des résultats	111
III.4.7.1. Production d'énergie photovoltaïque	111
III.4.7.2. Analyse du rapport de performance	112
III.4.7.3. Effets du suivi solaire	113
III.4.7.4. Analyse de l'effet de la gestion de la charge	113
III.4.7.5. Énergie annuelle injectée et retirée du réseau électrique	114
III.5. Système PV de grande échelle connecté au réseau	115
III.5.1. Résultats et discussion	118
III.5.2. Irradiation solaire mensuelle sur un plan fixe	118
III.5.3. Production d'énergie	119
III.6. Conclusion	121
Références du chapitre	123

Chapitre IV: La combinaison entre la gestion de la charge et de la production

IV.1. Introduction	126
IV.2. Recherche et données sur l'analyse documentaire	127
IV.3. Combinaison entre la gestion de l'offre et de la demande d'énergie	132
IV.4. Méthodologie et simulation de cas d'étude	132
IV.4.1. Décalage du profil de consommation	133
IV.4.2. Évaluation des ressources solaires	134
IV.4.3. Durabilité de l'approvisionnement en énergie	136
IV.4.3.1. Scénario 1: système PV/batterie	137
IV.4.3.2. Scénario 2: Système hybride PV/batterie/diesel	138
IV.4.3.3. Scénario 3: Générateur diesel	139
IV.5. Modélisation et dimensionnement du système énergétique hybride	139
IV.5.1. Panneaux photovoltaïques	140
IV.5.2. Générateur diesel	140
IV.5.3. Modèle de batterie	141
IV.5.4. Modélisation de l'onduleur/convertisseur	141
IV.6. Critères d'évaluation et modèle économique	141

IV.6.1. Coût total net actuel (TNPC)	141
IV.6.2. Coût de l'énergie (CoE)	141
IV.6.3. Évaluation environnementale et émissions de CO ₂	143
IV.6.4. Fraction d'énergie renouvelable	143
IV.6.5. Données d'entrée techniques et économiques	144
IV.7. Résultats de la simulation et discussion	145
IV.7.1. Résultats de la gestion de l'offre et analyse technico-économique	145
IV.7.1.1. Résultats du scénario 1: PV/Batterie	145
IV.7.1.2. Résultats du scénario 2: PV/Batterie/Diesel	148
IV.7.1.3. Résultats du scénario 3: Générateur diesel	151
IV.7.1.4. Analyse des émissions	152
IV.7.2. Comparaison entre les scénarios simulés	152
IV.7.3. Effet du déplacement de la charge dans le scénario PV/Batterie/Diesel.....	154
IV.8. Conclusion	158
Références du chapitre	161

Chapitre V: Micro-réseau pour les objectifs de la DSM et de la maximisation de l'autoconsommation: Etude de Cas

V.1.Introduction	165
V.2. Micro-réseaux électriques	168
V.3. La transition énergétique française	170
V.3.1. Les énergies renouvelables en France	171
V.3.1.1. Energie éolien	173
V.3.1.2. Contribution solaire	173
V.3.1.3. Electricité hydroélectrique	174
V.3.1.4. Filière bioénergies	174
V.4. L'objectif de présent micro-réseau	177
V.4.1. Principe de l'autoconsommation photovoltaïque	177
V.5. Étude du micro-réseau	181
V.5.1. Emplacement du site	181
V.5.2. Évaluation des ressources énergétiques locales	182
V.6. Description du micro-réseau PV/batterie/EV	183
V.6.1. Description générale du système	183
V.6.2. Sous-système 1: Abri à vélos et l'onduleur associé	185
V.6.3. Sous-système 2: UHA Trackers et l'onduleur associé	185
V.6.4. Système de stockage de l'énergie-batterie	187
V.6.5. Véhicule Electrique	188
V.7. Modélisation des composants du système	188
V.7.1. Modélisation du réseau PV	188
V.7.2. Batterie de stockage d'énergie	189
V.7.3. Convertisseur	189
V.8. Stratégie de contrôle et d'opération	190
V.9. Discussion et analyse de performance	191
V.9.1. Analyse du système global	191

V.9.2. Analyse du fonctionnement du sous-système 1: Abri à vélos	192
V.9.3. Analyse du flux d'énergie du sous-système 2: UHA Trackers	194
V.9.4. Résultats du branchement du véhicule électrique	195
V.9.4.1. Sous-système 1: Abri à vélos	195
V.9.4.2. Sous-système 2: Traqueurs UHA	197
V.9.4.3. Consommation et rendement énergétique	198
V.9.4.5. Analyse du fonctionnement des batteries	199
V.10. Conclusion	201
Références du chapitre	202

Chapitre VI: Surveillance en temps réel, simulation et analyse de performance du système PV connecté au réseau

VI.1.Introduction	205
VI.2. Description de l'étude de cas et données disponibles	207
VI.2.1. Localisation et conditions climatiques	207
VI.2.2. Description du système	208
VI.3. Analyse de performance du système	210
VI.4. Résultats et discussion.....	210
VI.4.1. Analyse des paramètres météorologiques	210
VI.4.2. Analyse de la puissance de sortie photovoltaïque	211
VI.4.3. Variation de YF et de CUF	215
VI.4.4. Analyse comparative	217
VI.5. Simulation du système photovoltaïque	218
VI.5.1. PVGIS	218
VI.5.2. PV Watts	218
VI.5.3. Logiciel HOMER	219
VI.6. Conclusion	223
Références du chapitre	225
Conclusion Générale	227
Annexes	232



Liste des Figures

Liste des Figures

Chapitre I: État de l'art sur la situation énergétique et la gestion de la charge

Figure I.1. Capacité de production d'énergie renouvelable par source d'énergie.....	10
Figure I.2. Croissance de la capacité de production d'énergie renouvelable 2016-2020.....	10
Figure I.3. Capacité de production d'énergie renouvelable pour différentes régions.....	11
Figure I.4. Situation de l'Algérie en Afrique.....	12
Figure I.5. La localisation des bassins de gaz et de pétrole en Algérie.....	13
Figure I.6. Evolution de la puissance installée pour la période 1980-2018.....	14
Figure I.7. Énergie totale produite au cours de la période (1980-2018).....	15
Figure I.8. L'évolution de la population et de la consommation d'électricité en Algérie.....	15
Figure I.9. Structure de la consommation finale par secteur.....	16
Figure I.10. Courbe de charge illustrant le pic de consommation enregistré le 07 Aout 2019..	16
Figure I.11. Courbes de charges de journées représentatives des diverses saisons.....	17
Figure I.12. Evolution estimée du parc national de production d'électricité (MEM).....	18
Figure I.13. Gisement solaire de l'Algérie.....	20
Figure I.14. Emplacement des centrales photovoltaïques en Algérie.....	21
Figure I.15. Station CSP de Hassi R'mel.....	22
Figure I.16. Gisement éolien de l'Algérie.....	23
Figure I.17. Le parc éolien de 10 MW à Kabertene, Adrar.....	24
Figure I.18. Localisation des centrales hydroélectriques en Algérie.....	25
Figure I.19. Emplacements des barrages et des rivières en Algérie.....	26
Figure I.20. Localisation des principales zones géothermiques en Algérie.....	27
Figure I.21. Tendance des émissions de CO ₂ en Algérie de 2008 à 2018.....	28
Figure I.22. Évolution des émissions de CO ₂ annuelles mondiales 1900-2020.....	30
Figure I.23. Les stratégies de la gestion de la charge.....	35
Figure I.24. Représentation de la technique de remplissage de la vallée.....	37
Figure I.25. Stratégie de déplacement de la charge.....	38
Figure I.26. Schéma d'écrtage de pointe.....	39
Figure I.27. Technique de conservation de l'énergie.....	40
Figure I.28. La stratégie de croissance de la charge.....	40
Figure I.29. Programmes de réponse à la demande [87].....	46

Chapitre II: Gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage publique

Figure II.1. Avantages de la l'éclairage a base de la technologie LED.....	59
Figure II.2. Situation géographique du village de Brabra.....	61
Figure II.3. Profil de charge journalière pour chaque type de lampe.....	62
Figure II.4. Schéma d'un système d'éclairage public photovoltaïque.....	63
Figure II.5. Coût total actuel net (a), coût annualisé de chaque système simulé (b).....	69
Figure II.6. Configurations des systèmes d'éclairage public.....	70
Figure II.7. Organigramme de la méthodologie de recherche adoptée.....	71
Figure II.8. Profils de charge journalière pour les lampes LED et HPS.....	72

Figure II.9. Production mensuelle du générateur PV pour le premier scénario.....	73
Figure II.10. Profil mensuel des achats et des ventes d'électricité.....	75
Figure II.11. Participation du PV et des achats de réseau dans la production totale.....	75
Figure II.12. Pourcentage de la charge et de l'énergie vendue au réseau électrique.....	76
Figure II.13. Résultats des coûts actuels nets et du coût de l'énergie pour chaque scénario....	77
Figure II.14. Coût de la facture d'électricité et la fraction renouvelable.....	78

Chapitre III: Simulation de stratégies et de composants de la gestion de la charge

Figure III.1. Profil de charge de chaque stratégie.	87
Figure III.2. Coûts nets actuels du système hybride (a) et coûts annualisés (b).....	89
Figure III.3. Schéma représentatif du consommateur photovoltaïque.....	93
Figure III.4. Profil de charge journalier considéré.....	95
Figure III.5. Production d'énergie de chaque technologie.....	96
Figure III.6. Indice de performance de chacune des technologies.....	97
Figure III.7. Excès d'énergie injecté dans le réseau avec et sans DSM.....	98
Figure III.8. Coût de l'énergie dans les deux scénarios avec et sans DSM.....	99
Figure III.9. Comparaison de l'efficacité énergétique des lampes.....	103
Figure III.10. Localisation du site avec image Google Earth.....	104
Figure III.11. Profile de l'irradiation horizontale globale et la température ambiant.....	105
Figure III.12. Profil de charge: jour non ouvrable (a), cas normal, (b), mensuelle (c).....	106
Figure III.13. Méthodologie de simulation proposée.....	110
Figure III.14. Facteur de rendement mensuelle (a), production totale d'électricité (b).....	112
Figure III.15. Part de la production énergétique mensuelle pour chaque technologie.....	112
Figure III.16. Rapport de performance pour différentes technologies.....	113
Figure III.17. Annuelle moyenne d'irradiation globale pour différents types de surfaces.....	113
Figure III.18. Energie mensuelle injectée et extraite du réseau pour chaque technologie.....	114
Figure III.19. Échange d'énergie avec et sans DSM pour chaque technologie.....	115
Figure III.20. Classification des zones (a), localisation des sites sur la carte d'Algérie (b)..	117
Figure III.21. Méthodologie de simulation du système PV connecté au réseau.....	117
Figure III.22. Rayonnement solaire mensuel de chaque site.....	119
Figure III.23. Production d'énergie du système PV à base de technologie CIS.....	119
Figure III.24. Production d'énergie du système PV à base de Si-cristallin.....	120
Figure III.25. Production annuelle d'énergie de deux technologies.....	121

Chapitre IV: La combinaison entre la gestion de la charge et de la production

Figure IV. 1. Irradiation horizontale globale sur la carte d'Algérie.	130
Figure IV.2. Profil de charge avec et sans déplacement de charge.	134
Figure IV.3. Objectifs technico-économiques et environnementaux de l'étude de cas.	134
Figure IV.4. Moyenne mensuelle du rayonnement solaire et de la vitesse du vent.	135
Figure IV.5. Température ambiante moyenne et indice de clarté.	135
Figure IV.6. Organigramme des processus d'optimisation proposés.	137
Figure IV.7. Scénario simulé de système PV/batterie.	138
Figure IV.8. Scénario simulé de système hybride PV/batterie/diesel.....	138

Figure IV.9. Scénario simulé de système générateur diesel.....	139
Figure IV.10. Schéma des données d'entrée et de sortie de HOMER.....	145
Figure IV.11. Résultats de la simulation classés selon la valeur de la TNPC.....	146
Figure IV.12. Production mensuelle moyenne d'énergie solaire photovoltaïque.....	146
Figure IV.13. État de charge de la batterie sur une année (scénario PV/Batterie).....	147
Figure IV.14. Aperçu des solutions possibles et de leurs caractéristiques en termes de coûts..	148
Figure IV.15. Production quotidienne de puissance photovoltaïque sur une année.....	148
Figure IV.16. Production moyenne mensuelle d'électricité.....	149
Figure IV.17. Profil annuel de la production photovoltaïque.....	149
Figure IV.18. Génération d'énergie électrique du générateur diesel.....	150
Figure IV.19. Profil de surplus annuel d'électricité.....	150
Figure IV.20. État de charge des batteries pour le système hybride PV/Batterie/Diesel.....	151
Figure IV.21. Production électrique mensuelle du générateur diesel.....	151
Figure IV.22. Opération journalière du système pendant une journée d'hiver (Janvier).....	155
Figure IV.23. Opération quotidienne du système au cours d'un jour d'été (Juillet).....	156
Figure IV.24. Coût actuel net de chaque composante.....	156
Figure IV.25. Moyenne mensuelle de la production électrique du système dans les deux cas..	157

Chapitre V: Micro-réseau pour les objectifs de la DSM et de la maximisation de l'autoconsommation: Etude de Cas

Figure V.1. Projection de la consommation mondiale d'énergie 1970-2040 [1].....	166
Figure V.2. Exemple de structure d'un micro-réseau hybride.....	168
Figure V.3. Parc renouvelable en date du 30 juin 2020.....	172
Figure V.4. Evolution de la puissance installée.....	172
Figure V.5. Production renouvelable annuelle.....	173
Figure V.6. Evolution de la puissance solaire raccordée (2008-2020).....	174
Figure V.7. Evolution de la puissance raccordée (2002-2020).....	175
Figure V.8. Consommation d'électricité en France (2004-2019).....	175
Figure V.9. Répartition sectorielle de la consommation d'électricité en France (2019).....	176
Figure V.10. Couverture trimestrielle de la consommation par la production renouvelable....	176
Figure V.11. Diagramme du concept d'autoconsommation PV	177
Figure V.12. Situation géographique du site d'étude.....	182
Figure V.13. Moyenne mensuelle des rayonnements solaires et la vitesse du vent.....	182
Figure V.14. Moyenne mensuelle de la température ambiante et de l'indice de clarté.....	183
Figure V.15. Micro-réseau PV/Batterie/VE connecté au réseau étudié.....	184
Figure V.16. Photos des composants du micro-réseau.....	184
Figure V.17. Schéma de connexion du panneau PV et du micro-onduleur.....	186
Figure V.18. Organigramme de la stratégie de contrôle du micro-réseau.....	191
Figure V.19. Puissance PV quotidienne produite.....	192
Figure V.20. Puissance de sortie quotidienne photovoltaïque.....	192
Figure V.21. Puissance de sortie quotidienne de l'onduleur.....	193
Figure V.22. Profil horaire de la puissance injectée par l'onduleur.....	193
Figure V.23. Consommation cumulée d'énergie et injecter jusqu'au 20 Mars 2020.....	193
Figure V.24. Puissance journalière injecté et puissance de sortie de l'onduleur hybride.....	194

Figure V.25. Cumulée de consommation et d'énergie injectée.....	194
Figure V.26. Tension de sortie de l'onduleur et tension de référence.....	195
Figure V.27. Tension et courant de sortie de modules photovoltaïques.....	195
Figure V.28. Courbe de puissance journalière de l'ensemble du système.....	196
Figure V.29. Puissance d'entrée, de sortie et la puissance injectée par l'onduleur.....	196
Figure V.30. Tension et courant de sortie horaire de l'onduleur retrofit.....	197
Figure V.31. Puissance de sortie et injecter de l'onduleur hybride.....	197
Figure V.32. Consommation quotidienne et auto-utilisation d'énergie du système.....	198
Figure V.33. Consommation d'énergie et auto-utilisation du sous-système UHA Trackers....	198
Figure V.34. Consommation d'énergie et auto-utilisation du sous-système Abri à vélos.....	198
Figure V.35. Informations journalière sur la batterie du sous-système d'abri à vélos.....	200
Figure V.36. Informations quotidiennes sur la batterie du sous-système UHA Trackers.....	200

Chapitre VI: Surveillance en temps réel, simulation et analyse de performance du système PV connecté au réseau

Figure VI.1. Localisation de l'IUT et de la ville de Mulhouse sur la carte de France.....	207
Figure VI.2. Schéma simplifié du système photovoltaïque raccordé au réseau.....	208
Figure VI.3. Photos du système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau électrique...	209
Figure VI.4. Puissance journalière du système PV pendant une journée d'hiver (Janvier 01)...	211
Figure VI.5. Puissance journalière du système PV pendant une journée d'été (01 Juin).....	212
Figure VI.6. Production quotidienne d'énergie pour 2018 (du 10 Août au 31 Décembre).....	212
Figure VI.7. Production quotidienne d'énergie pour une année complète de 2019.....	213
Figure VI.8. Production quotidienne d'énergie pour 2020 (du 1er Janvier au 31 Mai).....	213
Figure VI.9. Variation mensuelle de la production pour 2018 (a), 2019 (b), et 2020 (c).....	214
Figure VI.10. Variation du rendement et du UF 2018 (a), 2019 (b) et 2020 (c).....	216
Figure VI.11. Étapes de la simulation du système photovoltaïque.....	219
Figure VI.12. Production d'énergie du système mesurée par rapport à la simulation.....	220
Figure VI.13. Comparaison du facteur de rendement mesuré et simulé.....	221
Figure VI.14. Résultats mesuré et simulés du facteur d'utilisation de la capacité.....	222
Figure VI.15. Comparaison de la production PV avec et sans suiveur solaire.....	223
 Figure A.1. Capteur d'écran de l'interface de PVGIS	 232
Figure A.2. Capteur d'écran de l'interface du logiciel PvPlanner.....	233
Figure A.3. Image de l'interface de l'outil PV Watts.....	233
Figure A.4. Capteur d'écran de l'interface du logiciel HOMER.....	234
Figure A.5. Préférences des alternatives logicielles.....	235



Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Chapitre I: État de l'art sur la situation énergétique et la gestion de la charge

Tableau I.1. Capacités cumulées de la production renouvelables.....	9
Tableau I.2. Indicateurs économiques pour la période 2013-2018.....	12
Tableau I.3. Programme national de développement des ER pour la période 2015-2030.....	18
Tableau I.4. Résumé des émissions de CO ₂ à éviter d'ici 2030.....	19
Tableau I.5. Potentiel solaire en Algérie	19
Tableau I.6. Parc d'éoliennes (10.2 MW).....	24
Tableau I.7. Centrales hydroélectriques en Algérie.....	26

Chapitre II: Gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage public

Tableau II.1. Détails techniques de la technologie des lampadaires.....	57
Tableau II.2. Rayonnement solaire, indice de clarté et la température.....	61
Tableau II.3. Données de la charge électrique.....	62
Tableau II.3. Coût des composants des systèmes d'éclairage public.....	66
Tableau II.4. Résultats de l'optimisation technique et économique.....	69
Tableau II.5. Résultats techniques et économiques pour le premier scénario.....	73
Tableau II.6. Comparaison entre l'éclairage classique et l'éclairage solaire.....	79

Chapitre III: Simulation de stratégies et de composants de la gestion de la charge

Tableau III.1. La puissance et le pic de pointe pour chaque stratégie.....	86
Tableau III.2. Production d'électricité du système énergétique hybride.....	88
Tableau III.3. Résumé des résultats techniques et économiques des stratégies simulées.....	89
Tableau III.4. Émissions environnementales de chaque stratégie.....	90
Tableau III.5. Quelques paramètres utilisés pour l'analyse de performance du système PV....	109
Tableau III.6. Données géographiques et zones climatiques des sites sélectionné.....	117
Tableau III.7. Angles d'orientation et d'inclinaison optimaux.....	118

Chapitre IV: La combinaison entre la gestion de la charge et de la production

Tableau IV.1. Résumé des logiciels de systèmes énergétiques hybrides.....	136
Tableau IV.2. Résumé des résultats techniques et économiques.....	152
Tableau IV.3. Émissions provenant de différents scénarios.....	152
Tableau IV.4. Résumé des résultats des simulations pour différents scénarios.....	153
Tableau IV.5. Résultat du système PV/Batterie/Diesel avec et sans TC.....	154
Table IV.6. Comparaison du coût de l'énergie avec différentes autres études.....	157

Chapitre V: Micro-réseau pour les objectifs de la DSM et de la maximisation de l'autoconsommation: Etude de Cas

Tableau V.1. Tarifs d'achat de l'énergie en autoconsommation avec vente du surplus.....	180
Tableau V.2. Tarifs d'achat de l'énergie en autoconsommation avec vente totale.....	181
Tableau V.3. Spécifications techniques de l'onduleur retrofit.....	185
Tableau V.4. Spécifications techniques et électriques détaillées du module PV.....	186
Tableau V.5. Spécifications techniques du micro-onduleur.....	186
Tableau V.6. Données techniques de l'onduleur solaire hybride.....	187
Tableau V.7. Principales spécifications des batteries utilisées.....	188
Tableau V.8. Rendement énergétique quotidien (16-07-2020).....	199
Tableau V.9. Consommation quotidienne d'énergie (16-07-2020).....	199

Chapitre VI: Surveillance en temps réel, simulation et analyse de performance du système PV connecté au réseau

Tableau IV.1. Spécifications techniques et électriques détaillées du module PV.....	209
Tableau VI.2. Spécifications techniques de l'onduleur.....	210
Tableau VI.3. Données météorologiques et conditions climatiques du site étudié.....	210
Tableau V.4. Comparaison de performance des systèmes PV installés à différents endroits....	217
Tableau VI.5. Hypothèses et spécifications pour la simulation de systèmes PV.....	220



Introduction Générale

Introduction Générale

L'énergie électrique est essentielle à la qualité de vie des habitants de ce monde, car elle contribue au développement économique, à l'éducation, à la santé, à la réduction de la pauvreté et à l'amélioration générale de notre qualité de vie et de celle de l'humanité.

Aujourd'hui, les principaux problèmes du secteur de l'énergie dans le monde sont la croissance de la consommation d'énergie, l'augmentation du coût de l'électricité et la consommation d'énergie non renouvelable, les limites de l'énergie conventionnelle pour la production de l'électricité, les variations climatiques, le réchauffement de la planète et les problèmes environnementaux.

La croissance de la population et le développement des activités économiques entraîneront une augmentation de la demande énergétique dans les prochaines décennies. Le réchauffement de la planète et la pollution de l'environnement résultent exclusivement de l'utilisation des ressources énergétiques conventionnelles, à savoir les combustibles fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel et le charbon, qui sont les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre.

Tout cela a provoqué une grave crise politique et économique dans le monde. C'est pourquoi tous les pays du monde font des efforts pour développer et rechercher des solutions techniques pour la production d'énergie propre. Ces techniques comprennent l'introduction de programmes de réponse à la demande, l'utilisation du stockage de l'énergie, la gestion de la charge, l'efficacité énergétique, le développement des voitures électriques et l'intégration des ressources énergétiques renouvelables, etc. Ces programmes permettent d'améliorer la consommation d'énergie, de réduire les pannes régionales et de diminuer la production de CO₂.

De même, le réseau électrique traditionnel de l'Algérie qui est grandement basé sur l'hydrocarbure est confronté au défi de répondre à la demande sans cesse croissante des consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Par conséquent, la transition vers le développement technologique et la diversification de l'économie nationale Algérienne et la création de nouvelles dynamiques socio-économiques pour l'exploitation autour des énergies deviennent des ambitions essentielles pour le gouvernement, ceci pour répondre aux besoins énergétiques futurs et réduire simultanément aussi les risques liés à l'environnement. Ceci est principalement dû à la présence importante et l'abondante ressource énergétique renouvelable dans tout le territoire Algérien, notamment l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, la biomasse et la géothermie, etc.

L'engagement de l'Algérie se traduit par le lancement du programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PENREE) pour introduire les EnR dans le mix énergétique du pays en Février 2011.

Puisque, l'adaptation de l'offre à la demande d'énergie est à la fois coûteuse en termes de coûts de production et d'investissements nécessaires, polluante en termes d'émissions de CO₂ et d'autres gaz à effet de serre, et controversée lorsqu'il s'agit de scarifier le paysage avec des lignes à haute tension et autres centrales thermiques. Les systèmes électriques traditionnels sont aujourd'hui confrontés à de nombreux défis liés à la production, à la transmission, à la distribution et à la consommation d'énergie. Par conséquent, ceci conduit à des avancées vers les réseaux intelligents qui ont pour avantage une utilisation efficace de l'énergie.

La solution développée envisagée consiste à prendre le problème à l'envers, et de tenter, dans un même temps, d'adapter autant que possible la demande à l'offre, ce que l'on appelle la gestion de la demande (Demand Side Management, DSM). Avec les progrès croissants des technologies de communication, la communication bidirectionnelle est rendue possible, ce qui favorise la participation des consommateurs finaux et des fournisseurs d'électricité, d'où une mise en œuvre plus efficaces des techniques de la gestion de la charge.

Dans la nouvelle ère du réseau électrique intelligent, la gestion de la demande joue un rôle essentiel en aidant les clients à prendre la bonne décision concernant leur consommation d'énergie, ce qui permet de minimiser la demande de pointe et de fournir le meilleur profil de charge.

L'objectif de ce travail de thèse est d'apporter une solution pour répondre aux besoins en services énergétiques des agents économiques (entreprises, ménages et service collectifs), pour l'ensemble de leurs usage, y compris le transport, en tirant le meilleur parti des ressources énergétiques locales, souvent maîtrisées par les consommateurs eux-mêmes. C'est-à-dire la recherche de solutions pour la gestion de la charge afin de réduire la demande électrique des consommateurs dans différents types de charge et secteurs.

Nous avons essayé à travers l'analyse et l'évaluation de la situation de la consommation d'énergie et en effectuant des audits énergétiques pour plusieurs secteurs consommateurs d'énergie dans le réseau électrique de notre pays, de prouver qu'il existe une bonne opportunité d'économiser une quantité considérable d'énergie électrique consommée.

Par conséquent, les objectifs de la recherche sont les suivants:

- Présentation de la situation énergétique en Algérie en utilisant des données et des statistiques récentes.
- Fournir un état de l'art détaillé sur le concept de la gestion de la charge.
- Identification des techniques de la gestion de la charge applicables pour réduire la demande et les pics de consommation.
- L'analyse du potentiel d'économie d'énergie dans les différents secteurs de consommation du réseau électrique.

- L'analyse et l'évaluation technico-économique et environnementale des différentes stratégies de la gestion de la charge.
- Recherche et identification des obstacles qui limitent la mise en œuvre de la gestion de la charge et des mesures d'économie d'énergie dans le réseau électrique.
- L'analyse et l'évaluation de la production énergétique décentralisée à petite et grande échelle.
- Attirer l'attention à l'intégration des énergies renouvelables dans notre pays.

Sur la base des concepts et des objectifs qui ont été exposés ci-dessus, la thèse est organisée en six chapitres structurés comme suit:

Le **premier** chapitre de cette thèse vise à fournir une vue générale de la situation énergétique actuelle en Algérie, y compris la production d'énergie, la consommation, les émissions de CO₂ et les problèmes auxquels est confronté le secteur de l'énergie électrique. Le chapitre fournit également des mises à jour récentes pour les statistiques sur les énergies renouvelables et aborde les politiques et les objectifs de programmes d'énergies renouvelables dans le pays. Le potentiel énergétique de notre pays en termes d'EnR ainsi que les avantages de l'intégration des énergies renouvelables sont également présentés. En outre, le chapitre présente l'état de l'art sur le concept de la gestion de la charge y compris les différentes stratégies, la modélisation mathématique avec la présentation des avantages et les barrières de la mise en œuvre du concept.

Le **deuxième** chapitre présente les audits énergétiques dans le secteur de l'éclairage public. Des audits portant sur diverses possibilités d'économies d'énergie sont présentés. Celles-ci comprennent la suppression de lampes, le remplacement de lampes à faible rendement par des lampes à haut rendement, l'utilisation de meilleurs systèmes de contrôle et l'éclairage partiel des rues la nuit. L'avantage de l'utilisation de la technologie LED combiné avec le solaire photovoltaïque est discuté. En plus, l'analyse de la viabilité technique et économique de diverses configurations de systèmes d'éclairage public est présentée, y compris; 1) système d'éclairage public solaire isolé, 2) système d'éclairage public solaire connecté au réseau sans stockage, 3) système d'éclairage solaire connecté au réseau électrique avec stockage.

Le **troisième** chapitre est consacré à la simulation de stratégies et de composants de la gestion de la charge en termes général y compris les différentes stratégies du concept, la production décentralisée notamment le solaire photovoltaïque, l'autoproduction énergétique. Dans un premier temps, nous nous concentrons sur la simulation de certaines stratégies de la gestion de la charge qui sont appliquées à un système d'énergie électrique hybride isolé. Dans un deuxième temps, nous présentons un nouveau concept comme l'une des stratégies de la gestion de la charge appelé le prosommateur d'énergie résidentiel. La description du concept de prosommateur, l'analyse et la discussion des

résultats de la simulation sont présentées en détail. Enfin, dans la troisième section du chapitre, nous nous concentrons sur l'effet de l'intégration de l'énergie renouvelable en tant que composante du DSM. L'attention particulière est accordée aux systèmes photovoltaïques décentralisés à petite et grande échelle.

Dans le **quatrième** chapitre, nous allons adopter une nouvelle méthodologie qui est utilisée pour la conception et l'optimisation des systèmes énergétiques. La stratégie est basée sur la combinaison entre la gestion de l'offre et du déplacement de la charge, qui est une composante du concept de gestion de la demande. L'objectif de la gestion de l'offre est de fournir un système durable, fiable, rentable et respectueux de l'environnement. Du côté de la demande, la stratégie de déplacement de la charge a été proposée pour étudier l'influence du profil de la charge sur le dimensionnement et l'optimisation du système. Nous allons aussi aborder l'analyse, la discussion et la comparaison de plusieurs configurations sur la base de critères techno-économiques et environnementaux y compris la satisfaction de la demande, le coût global du système TNPC, le coût de l'énergie CoE et les émissions de CO₂.

Dans le chapitre **cinquième**, un aperçu général de la technologie des micro-réseaux électriques est donné ainsi que les méthodes permettant de maximiser l'autoconsommation photovoltaïque, y compris les systèmes de stockage d'énergie (SSE) et les stratégies de la gestion de la charge. Ensuite, nous allons aborder la situation et la transition énergétique Française, les objectifs et l'état des énergies renouvelables dans le pays. L'analyse de l'opération expérimentale d'un micro-réseau PV/batterie/VE connecté au réseau électrique à l'IUT de Mulhouse, en France est abordée. L'objectif de ce micro-réseau est de gérer la charge en maximisant l'autoconsommation de l'énergie produite localement afin de réduire la dépendance vis-à-vis du réseau électrique classique.

Dans le chapitre **sixième**, nous allons étaler l'analyse de performance d'un système photovoltaïque (PV) raccordé au réseau de 2.4 kWc installé en Août 2018 à l'Institut Universitaire de Technologie (IUT) de Mulhouse, en France. L'analyse porte sur les résultats obtenus à partir du suivi du système depuis août 2018 jusqu'à mai 2020. Divers paramètres de performance conformes à la norme IEC 61724 de l'Agence internationale de l'énergie ont été calculés à partir des résultats mesurés, notamment la production d'énergie photovoltaïque et le facteur de rendement (YF), le facteur d'utilisation de la capacité (CUF) et les émissions de CO₂ évitées. Ensuite, le système PV de 2.4 kWc connecté au réseau est simulé à l'aide de trois logiciels de simulation photovoltaïque largement utilisés (PVGIS, PV Watts et HOMER). Les résultats obtenus en termes d'YF et CUF ont été comparés aux résultats de systèmes PV installés sur différents continents (Europe, Asie et, Afrique).

Enfin, nous allons dénouer notre thèse par une conclusion générale et quelques perspectives de travaux futurs.



Chapitre I

État de l'art sur la situation énergétique et la gestion de la charge

Chapitre I
État de l'art sur la situation énergétique et la
gestion de la charge

I.1. Introduction

L'Algérie, qui est le plus grand pays d'Afrique, a connu une croissance rapide de la demande énergétique au cours de la dernière décennie en raison de l'augmentation significative des secteurs résidentiel, commercial et industriel.

Actuellement, ce pays riche en hydrocarbures est fortement dépendant des combustibles fossiles pour la production d'électricité, les énergies renouvelables n'ayant qu'une faible contribution au mix énergétique du pays. Cependant, l'Algérie dispose d'un énorme potentiel de production d'énergie renouvelable ER, comme l'énergie solaire, l'éolienne, la biomasse, la géothermie et l'hydroélectricité. Par conséquent, le gouvernement vise à se détourner des combustibles fossiles et à promouvoir ce type de production par le biais de politiques et de programmes liés aux énergies renouvelables. Le plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique du pays se concentre sur la production de l'énergie solaire et éolienne, ainsi que sur les technologies géothermiques et de la biomasse.

L'Algérie est située dans la ceinture du soleil "Sunbelt", qui présente un fort potentiel d'énergie solaire. En 2011, le ministère algérien de l'énergie et des mines (MEM) a introduit la loi n° 11-11 pour financer et soutenir les projets d'énergie renouvelable et poser les bases des futurs programmes d'ER et du développement durable dans le pays. Cette loi est considérée comme une nouvelle incitation à lancer les initiatives visant à minimiser la consommation excessive de sources conventionnelles qui sont liées à des émissions de CO₂ plus élevées et aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz [1].

Plusieurs chercheurs ont fait le point sur la situation des ER en Algérie [2,3]. L'auteur a discuté du scénario énergétique du pays, tout en explorant le potentiel du solaire et de l'éolien pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles. D'autres études liées au statut énergétique de l'Algérie se sont concentrées sur la relation entre les énergies renouvelables et non renouvelables qui contribuent à des émissions élevées de CO₂. Récemment, une étude a été menée sur le statut et les politiques des ER en Algérie [4,5,6].

Cependant, ces études n'ont pas fourni une analyse approfondie de la capacité et de la production actuelles des ER en Algérie, mais se sont plutôt concentrées sur les objectifs et les politiques futures des énergies renouvelables. En outre, elles se sont fortement appuyées sur d'anciens rapports et sur la littérature des décennies passées. D'après l'enquête que nous avons réalisée, à la connaissance de l'auteur, il n'y a pas eu de revue complète et récente sur le statut et les perspectives des ER en Algérie.

Par conséquent, ce premier chapitre donne une vue générale de la situation énergétique actuelle en Algérie et fourni des mises à jour récentes pour les énergies renouvelables. En outre, ce document aborde les politiques et les programmes d'énergie renouvelable qui visent à augmenter la production d'énergie renouvelable du pays et son statut de mise en œuvre ainsi que le potentiel d'installation des ER. En plus, l'objectif de ce chapitre est de collecter, résumer et analyser les données provenant de plusieurs sources comme les bases de données scientifiques, des rapports, les bases de données officielles du ministère Algérien de l'énergie, les informations du ministère de l'environnement et des énergies renouvelables, les sites web officiels des entreprises nationales et internationales, les papier de recherche scientifique liés au sujet des ER en Algérie et d'autres organisations telles que:

- Société d'électricité et d'énergie renouvelable (SKTM);
- Compagnie nationale d'électricité et de gaz (groupe Sonelgaz);
- Office national des statistiques (NOS);
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) et ses unités;
- Indice Ibrahim de la gouvernance africaine;
- L'Agence internationale pour les énergies renouvelables.

I.2. Situation énergétique mondiale

La consommation totale d'énergie dans le monde a augmenté de 2.9% en 2018, pour atteindre 26700 TWh en 2018, tandis que la production mondiale d'énergie a augmenté de 30% entre 2016 et 2018 [7,8]. Selon l'indice de développement humain (IDH) des US, la croissance de la consommation d'énergie jusqu'à environ 100 giga joules (GJ) par personne soit liée à l'augmentation substantielle du développement et du confort humains. Les combustibles fossiles ont contribué à près de 75% des besoins mondiaux en électricité en 2018, entraînant une augmentation des émissions de dioxyde de carbone. D'autre part, le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a indiqué que la température moyenne à la surface de la terre a augmenté de 0.2 °C à 0.6 °C, entraînant la disparition des calottes glaciaires, changements massifs de la végétation, des extinctions régionales et aussi des fluctuations du niveau moyen de la mer qui atteint environ 120 m [9]. Il est donc crucial de réduire les émissions de CO₂ par l'introduction de méthodes de production d'énergie renouvelable (ER) afin de remplacer la production de combustibles fossiles notamment avec l'abondance des ressources renouvelables telles que les rayonnements solaires, le vent, la géothermie et la biomasse, etc. qui ont incité les gouvernements à reconsidérer l'utilisation des énergies renouvelables.

Au cours de la dernière décennie, de nombreux pays ont mis en place des économies d'énergie verte avec des objectifs et des politiques visant à augmenter la production d'énergies renouvelables et à réduire la consommation de combustibles fossiles [10]. En 2018, 169 pays avaient des objectifs en

matière d'ER, et 150 pays avaient des fonds dédiés à la recherche avec des politiques de soutien et développement des ER [7].

Les combustibles fossiles représentaient 72.7% de la production mondiale totale, les énergies renouvelables 27.3%. Le mix mondial de combustibles fossiles a diminué de 2.8%, complété par des sources d'ER au cours des trois dernières années [11]. La contribution des ER à l'énergie mondiale augmente chaque année par rapport à l'année précédente. L'hydroélectricité a contribué à 58% de la production mondiale totale d'ER en 2019, suivie par l'éolien (21.6%), le solaire photovoltaïque (PV) (10.3%), la bioénergie (8%) et d'autres sources de production, telles que la géothermie, l'énergie thermique solaire concentrée (CSP) et l'énergie océanique, ont contribué à hauteur de 1.5%.

L'année 2019 a connu l'augmentation la plus significative de la capacité des énergies renouvelables en raison des dépenses liées aux projets, des investissements importants et du développement technologique dans le domaine des ER. En outre, le financement mondial des ER a augmenté au fil des ans, ce qui a conduit à des niveaux plus élevés de la production d'ER [7,12].

Plus de 200 GW d'ER ont été ajoutés cette année, contribuant à un total de 2588 GW de capacité installée d'ER.

1.2.1. L'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une énergie dérivée de la chute ou du mouvement de l'eau. Les centrales hydroélectriques varient en termes de type, de stockage, de taille et de la hauteur de source d'eau. En général, l'hydroélectricité est classée en fonction de sa capacité de production:

- La petite hydro est un système inférieur à 10 MW;
- La mini hydro est un système inférieur à 2 MW;
- La micro hydro est un système inférieur à 500 kW et la pico hydro est un système inférieur à 10 kW [13].

L'hydroélectricité joue un rôle essentiel dans les ER et dans la production énergétique mondiale, contribuant à 15.9% de la puissance mondiale en 2019 avec une capacité totale de 1150 GW [14,15]. La production hydroélectrique a augmenté de 1.4% en 2019, passant de 1134 GW à 1150 GW [7,14]. L'investissement dans les grandes centrales hydroélectriques s'est accompagné d'une augmentation évidente de la consommation mondiale d'énergie par une augmentation de la demande au cours des dix dernières années.

1.2.2. Éolienne

L'énergie éolienne est aussi considérée comme l'une des technologies les plus efficaces pour la production d'énergie renouvelable. Le système utilise l'énergie cinétique du vent pour faire tourner des

turbines afin de produire de l'électricité. La production éolienne mondiale totale en 2019 est de 651 GW, avec une augmentation de 10.2% par rapport à 2018 [16,17].

1.2.3. Solaire photovoltaïque

La technologie solaire photovoltaïque utilise des modules PV pour convertir l'énergie du soleil en électricité sous forme de courant continu grâce à l'effet photovoltaïque. La production photovoltaïque représente 2.8% de l'énergie totale dans le monde, et a augmenté de 115 GW avec (22.5% en 2019, passant de 512 GW à 627 GW [7,18]. En conséquence, elle est devenue la technologie d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au monde, et elle est la plus répandue et la plus compétitive sur le marché de la production d'électricité, grâce à des facilités des programmes et des politiques énergétiques adéquats offerts par les gouvernements de la plupart des pays [19].

1.2.4. L'énergie solaire à concentration (CSP)

Le système CSP génère de l'énergie électrique avec des miroirs pour réfléchir une grande quantité de lumière solaire vers un récepteur, qui est ensuite chauffé pour entraîner une turbine à vapeur reliée à un générateur [20]. La capacité de CSP était de 6.45 GW en 2019, avec une augmentation de 18% par rapport à 2018. Ainsi, la CSP représente la source d'énergie qui a montré l'incrément le plus significatif depuis 2014. Puisque le coût de construction de nouvelles centrales CSP a considérablement baissé entre 2016 et 2019, de nombreuses stations ont été construites en parallèle avec des centrales solaires photovoltaïques [7].

1.2.5. Bioénergie

La bioénergie comprend dans l'ensemble la biomasse solide, les biocarburants liquides, le biogaz et le gaz de décharge. Cette technologie utilise des matériaux tels que la biomasse pour produire de l'électricité ou de la chaleur par des méthodes telles que la combustion directe, la co-combustion, la digestion anaérobie, la pyrolyse et la gazéification. La bioénergie est une ressource distribuée dans l'espace. Il a été démontré que la bioénergie produit des émissions de gaz à effet de serre élevées, mais à des niveaux inférieurs à ceux de ses homologues fossiles [7]. La bioénergie a contribué à hauteur de 2.2% à la production totale d'électricité dans le monde en 2019. La capacité de production de bioénergie était de 136 GW en 2019, soit une augmentation de 4.6% par rapport aux 130 GW de l'année 2018 [5,7].

1.2.6. Géothermie

L'énergie géothermique est une technologie qui exploite la chaleur du sous-sol, désigne l'énergie de la Terre qui est convertie en chaleur. L'énergie géothermique a un rendement élevé avec un facteur de

capacité moyen d'environ 74.5%, avec la mise en œuvre de nouvelles technologies, il peut atteindre 90% dans le site idéal [21].

L'énergie géothermique a des applications diverses, notamment les systèmes de pénétration, de la production d'énergie et de chauffage. Pour l'année 2019, la capacité mondiale d'énergie géothermique a atteint 14 GW, soit une augmentation de 5.3% par rapport à 2018.

1.2.7. Énergie océanique

L'énergie océanique est l'une des technologies qui génèrent de l'énergie à partir de l'océan par le biais des courants de marée, de l'amplitude des marées, des vagues océaniques, du gradient de salinité et des gradients de température [22]. Cette technologie représente la plus petite contribution des ER avec des projets à petite échelle. En 2019, la capacité d'énergie océanique était de 532 MW et restait inchangée depuis trois ans [7]. Bien que les ressources énergétiques des océans soient vastes, elles sont pour la plupart inexploitées en raison des technologies immatures disponibles.

Le dernier rapport d'IRENA sur les nouvelles capacités de génération d'électricité renouvelable installées en 2019, indique que le solaire photovoltaïque continue d'évoluer en tête avec 98 GW supplémentaires. Ceci représente en fait une augmentation de 20% par rapport à la capacité cumulée en 2018 (489 GW), suivi de l'éolien qui n'a progressé que avec 10%, soit 59 GW de nouvelles capacités, l'hydroélectricité de 1% (12 GW), la biomasse de 5% (6 GW) et la géothermie (0.7 GW).

Selon le rapport annuel «Statistiques de capacité renouvelable 2020» de l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA), un résumé de l'évolution des capacités cumulées de production d'électricité à base des principales ressources renouvelables dans le monde sur les cinq dernières années (2015-2019) est donné dans le Tableau I.1 [23].

Tableau I.1. Capacités cumulées de la production renouvelables (GW).

Source renouvelable primaire	2015	2016	2017	2018	2019
Hydro-électricité	1099	1129	1156	1177	1189
Eolien (On et Offshore)	416	467	514	564	623
Solaire (PV + CSP)	222	296	389	489	586
Biomasse	97	105	111	117	124
Géothermie	12	12	13	14	15
Total	1846	2009	2183	2361	2537

Les dernières statistiques pour la fin de 2020, la capacité de production renouvelable mondiale s'élevait à 2799 GW. L'hydroélectricité représentait la plus grande part du total mondial, avec une capacité de 1211 GW. L'énergie éolienne et l'énergie solaire représentaient des parts égales du reste, avec des capacités respectivement de 733 et 714 GW. Les autres énergies renouvelables comprennent 127 GW de bioénergie et 14 GW de géothermie, ainsi que 500 MW d'énergie marine.

La capacité de production renouvelable a augmenté de 261 GW (+10.3%) en 2020. L'énergie solaire a continué à mener l'expansion de la capacité, avec une augmentation de 127 GW (+22%), suivie de près par l'énergie éolienne avec 111 GW (+18%). La capacité hydroélectrique a augmenté de 20 GW (+2%) et la bioénergie de 2 GW (+2%). L'énergie géothermique a augmenté de 164 MW.

L'énergie solaire et l'éolienne ont continué à dominer l'expansion des capacités renouvelables, représentant conjointement 91% de toutes les additions nettes de renouvelables en 2020. Avec le regain de croissance de l'hydroélectricité, cette croissance exceptionnelle de l'éolien et du solaire a conduit à la plus forte augmentation annuelle de la capacité de production renouvelable jamais observée [24]. La répartition du mix technologique mondial des ER est présentée dans la Figure I.1.

En plus, la Figure I.1 présente la croissance de la capacité de production d'énergie renouvelable pour la période 2016-2020.

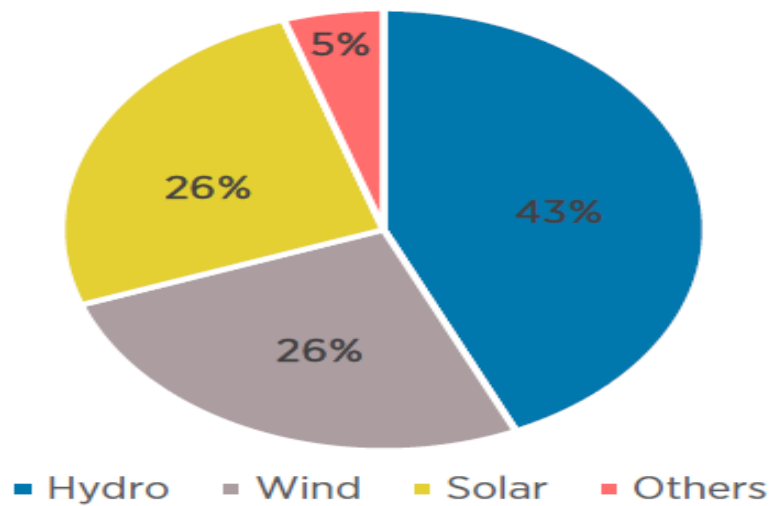


Figure I.1. Capacité de production d'énergie renouvelable par source d'énergie.

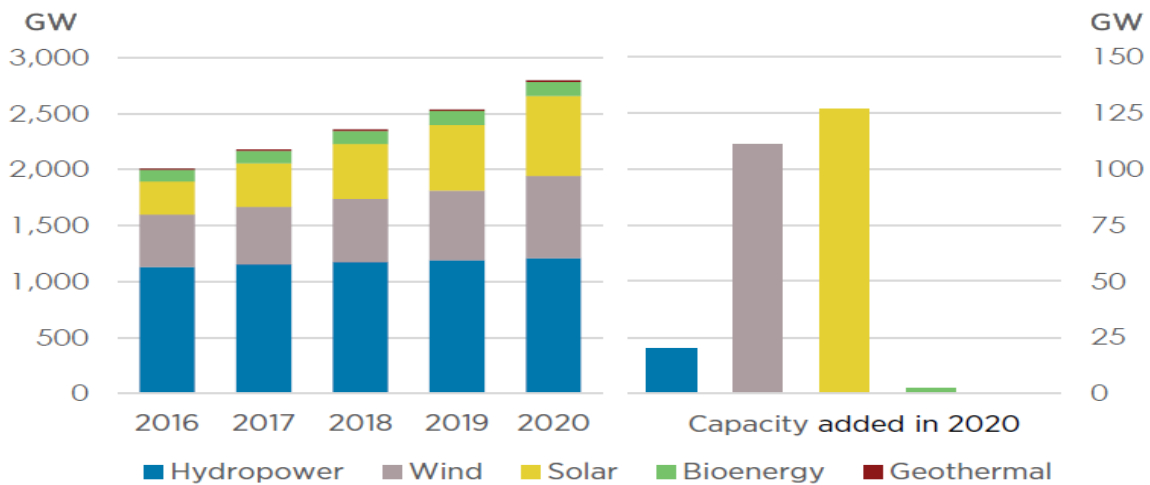


Figure I.2. Croissance de la capacité de production d'énergie renouvelable 2016-2020.

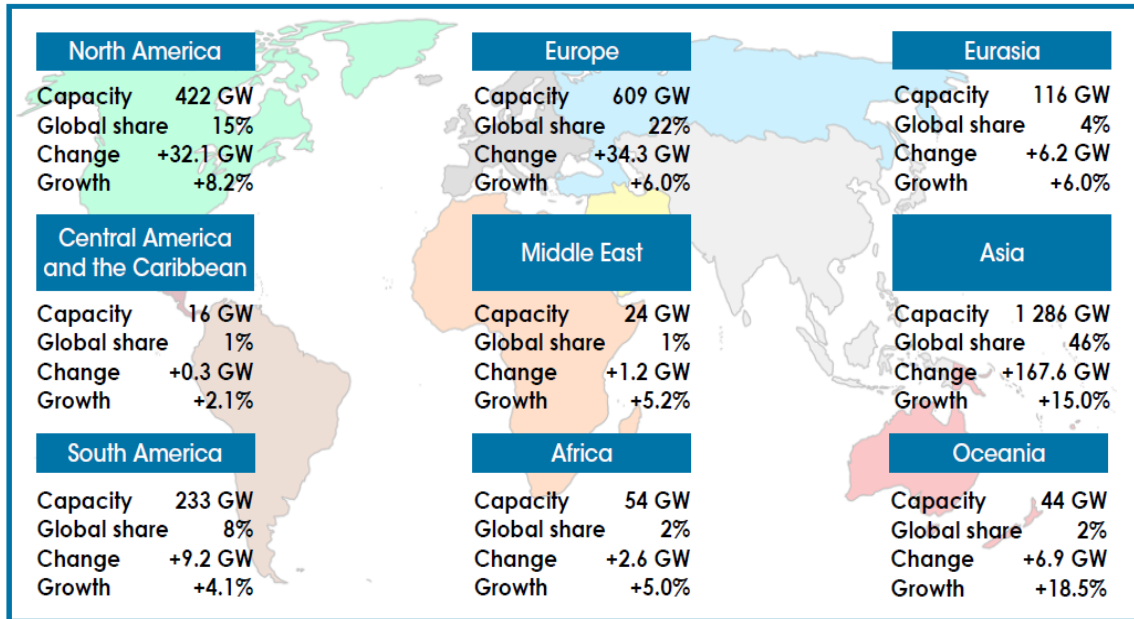


Figure I.3. Capacité de production d'énergie renouvelable pour différentes régions.

I.3. Situation énergétique en Algérie

L'Algérie est la porte du continent Africain, elle a une position stratégique au nord face à l'Europe, et elle est le plus grand pays d'Afrique et le 10^{ème} plus grand pays du monde. L'Algérie est située entre 35,38 de latitude Nord et 8,12 de longitude Est. Elle a une superficie de 2381741 km² est divisée en 58 provinces et une population estimée à 43 millions d'habitants selon l'office national des statistiques (ONS), en Janvier 2019, avec une moyenne de 17.71 habitants/km² [25]. Le pays est situé au nord de l'Afrique et possède un littoral long de 1644 km, bordé au nord par la mer Méditerranée, au sud par le Mali et le Niger, à l'est par la Tunisie et la Libye, à l'ouest par le Maroc, le Sahara occidental et la Mauritanie, comme le montre la Figure I.4 [26]. Il existe trois principales zones climatiques en Algérie, méditerranéenne au nord, semi-aride dans les Hauts Plateaux, et aride au sud du pays avec le Sahara qui occupe 86% de la superficie totale.

La partie sud du pays est constituée d'une portion importante du désert du Sahara. Cette région est chaude toute l'année. Cependant, la zone côtière du pays est montagneuse et vallonnée, avec des précipitations moyennes de 400 à 670 mm et des températures allant de 25 °C à 11 °C.

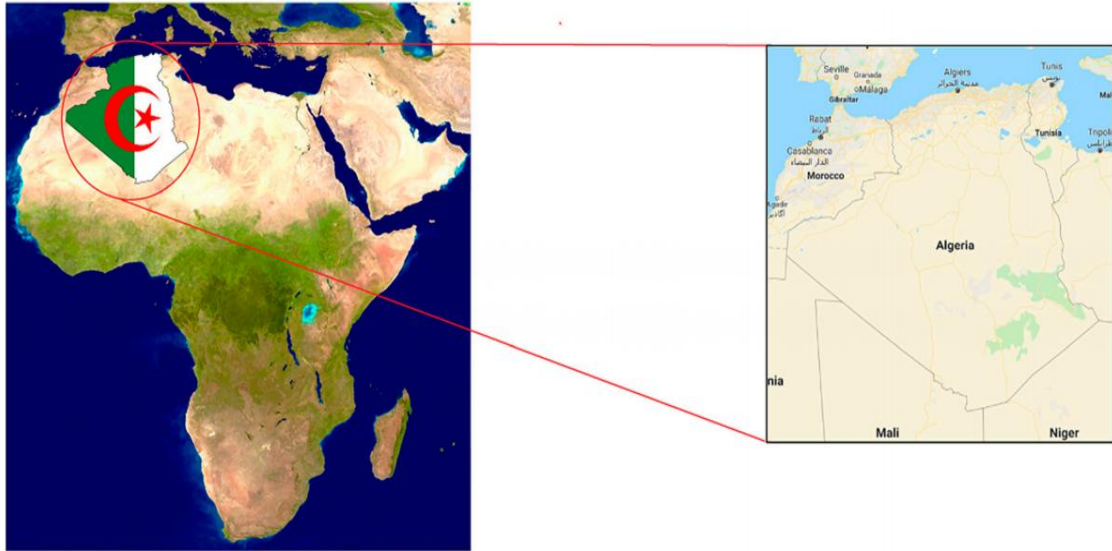


Figure I.4. Situation de l'Algérie en Afrique.

I.3.1. Indicateurs économiques

Avant d'aborder le profil énergétique de l'Algérie, il convient de souligner l'aspect économique et l'émission de CO₂. Selon l'Indice Ibrahim de la Gouvernance Africaine (IIAG) [27], l'Algérie s'est classée en 2017 le quatrième pays en matière de produit intérieur brut (PIB) égal à 170 000 millions \$ après le Nigeria (375771 millions \$), l'Afrique du Sud (349419 millions \$) et l'Égypte (238,369 millions \$).

La dernière mise à jour de la Banque mondiale sur les classifications des pays par niveau de revenu a rétrogradé l'Algérie d'un pays à revenu moyen supérieur à un pays à revenu moyen inférieur, l'un des trois seuls pays à passer dans une catégorie de revenu inférieur en 2020 [28]. Cependant, elle reste en proie à une faiblesse budgétaire due à la forte dépendance aux revenus des hydrocarbures et au manque de réformes économiques. Le Tableau I.2 fournit quelques indicateurs économiques pour le pays pour la période 2013-2018 [5].

Tableau I.2. Indicateurs économiques pour la période 2013-2018.

Indicateurs	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Population (millions)	38.3	39.1	39.9	40.6	41.5	42
PIB par habitant (USD)	5378	5355	4063	3867	4104	3595
Croissance du PIB (%)	2.4	3.8	3.7	3.3	1.7	1.5

L'Algérie est la quatrième économie la plus influente d'Afrique, avec un produit intérieur brut (PIB) de 178.3 milliards USD [29]. L'économie du pays est principalement basée sur la production et l'exportation de pétrole et de gaz, et Sonatrach c'est la société nationale responsable du secteur des hydrocarbures. L'Algérie fait partie des pays qui disposent d'une abondance de combustibles fossiles et est membre de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Comme l'illustre la Figure

I.5, les bassins pétroliers et gaziers du pays sont situés dans sept régions: les bassins de Ghedames et d'Ilizi à l'est; les bassins de Timimoun, d'Ahnet et de Mouydir dans la région centrale, et les bassins de Reggane et de Tindouf au sud-ouest [29,5].

Le pays possède les 3^{èmes} réserves de gaz les plus importantes et les 7^{èmes} réserves de pétrole les plus importantes au monde. En 2018, l'Algérie a produit 12.2 milliards de barils et 159 trillions de pieds cubes (TCF) de réserves de pétrole et de gaz naturel, respectivement [12].

L'économie Algérienne est fortement dépendante du marché des combustibles fossiles, 93.6% de ses exportations étant constituées principalement de pétrole et de gaz naturel. Au cours de la dernière décennie, le prix du marché du pétrole brut a chuté de manière drastique et jusqu'à ce jour, son prix fluctue toujours, ce qui a gravement affecté l'économie nationale du pays. Par conséquent, la transition vers l'exploitation et des énergies renouvelables est devenue un objectif indispensable pour l'Algérie.



Figure I.5. La localisation des bassins de gaz et de pétrole en Algérie.

Un aperçu général de la situation énergétique en Algérie de 2009 à 2018 concernant la production d'énergie primaire, les échanges d'énergie et la consommation d'énergie est mis en évidence afin de montrer que le pays est fortement dépendant de la production et de la commercialisation des énergies fossiles.

I.3.2. Production d'énergie primaire

La production commerciale d'énergie primaire a enregistré une stabilité dans tous les produits jusqu'en 2016 où une augmentation notable de la production de gaz naturel a eu lieu atteignant 92106

KTep en 2018 [30]. Ainsi, l'augmentation de la production de gaz naturel a partiellement compensé la baisse de la production de pétrole et GPL due notamment à l'application de l'accord de réduction de la production d'OPEP (l'Organisation des pays exportateurs de pétrole).

Le volume global des exportations d'énergie primaire a atteint 72.4 MTep en 2018 avec une baisse globale des exportations de tous les produits à l'exception du gaz naturel où une augmentation est constatée sur les dernières années entre 2016 et 2018. L'augmentation des exportations de gaz naturel est principalement associée à une baisse notable des prix du pétrole brut [30].

La consommation nationale a connu de légères fluctuations pour tous les produits, à l'exception du gaz naturel dont la consommation a augmenté pour atteindre 24.9 MTep en 2018 [30].

La production énergétique en Algérie se caractérise essentiellement par une dépendance excessive aux hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), qui constituent 93.6% de ses exportations. Environ 90% de l'électricité en Algérie est principalement produite à partir des centrales électriques au gaz naturel [5]. Actuellement, le gouvernement Algérien cherche à minimiser la dépendance énergétique aux hydrocarbures. La production d'électricité est passée de 76.0 TWh en 2017 à 76.4 TWh en 2018, proportionnellement à la croissance démographique de près d'un million de personnes [31].

Un bref aperçu de l'évolution historique de la capacité installée et de la production d'énergie est donné ci-dessous:

1.3.3. Capacité installée

Des efforts importants ont été déployés par la compagnie nationale d'électricité (Sonelgaz) et ses filiales pour augmenter la capacité globale de production nationale, qui a montré ces dernières années une évolution considérable de la capacité d'énergie installée. Elle est passée de 7492 MW en 2005 à 20963 MW en 2018 [30]. La puissance installée pour la période 1980-2018 est présentée dans la Figure I.6.

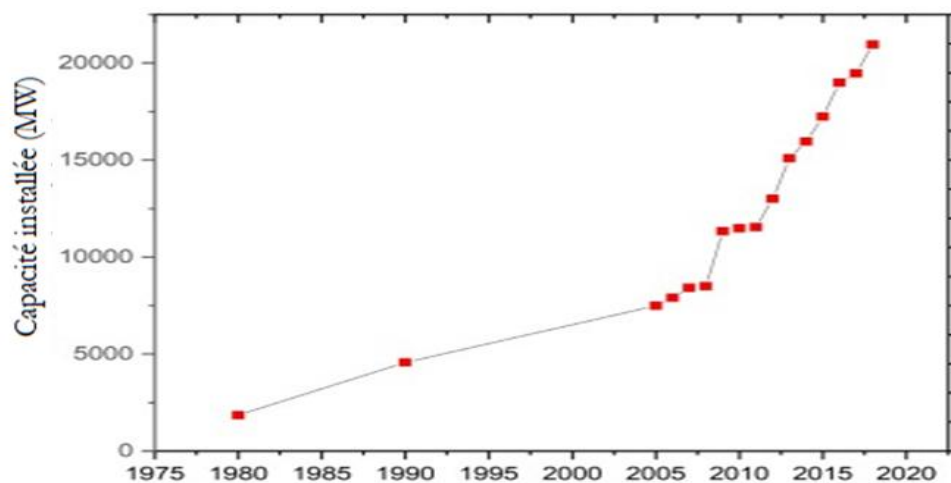


Figure I.6. Evolution de la puissance installée pour la période 1980-2018.

1.3.4. La production d'énergie

De même, des efforts ont été faits pour produire de l'électricité à partir de ressources alternatives ces dernières années. L'énergie produite à partir de sources d'énergie traditionnelles et renouvelables pour la période de 1980 à 2018 est présentée dans la Figure I.7 [30].

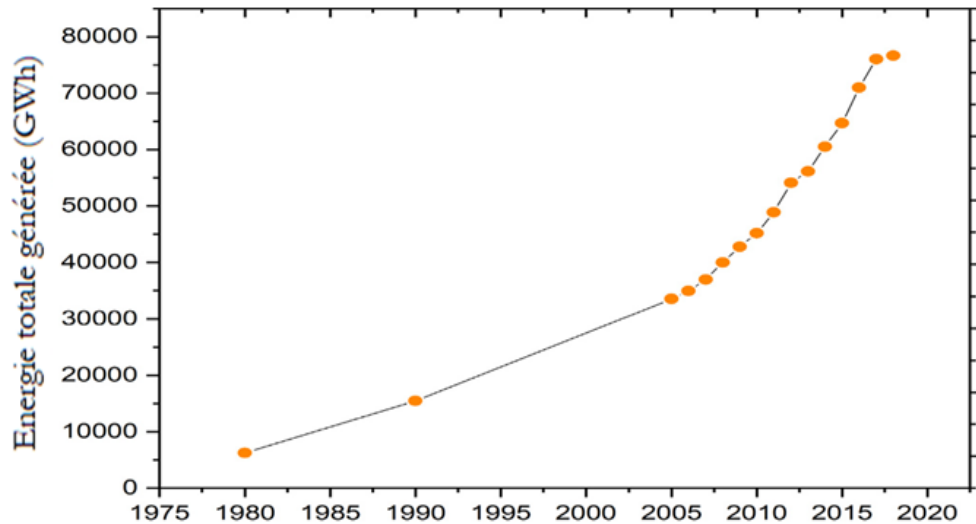


Figure I.7. Énergie totale produite au cours de la période (1980-2018).

En outre, la demande d'énergie électrique enregistre une hausse de 7.4% entre 2007 et 2017. D'ici 2030, la production devrait atteindre environ 150 TWh, avec une augmentation supplémentaire de 5.2% pour chaque année.

La Figure I.8 présente le profil de la population et de la consommation d'énergie du pays.

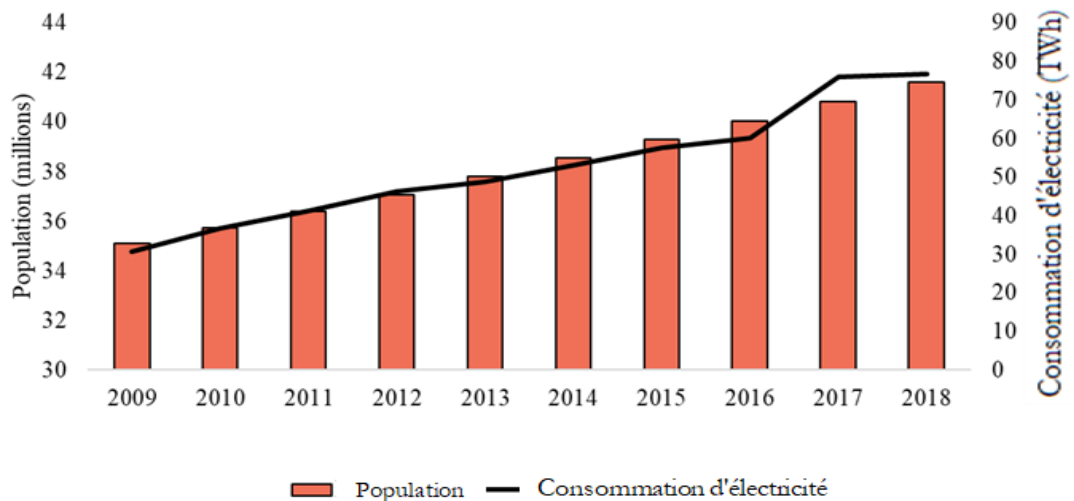


Figure I.8. L'évolution de la population et de la consommation d'électricité en Algérie.

En raison de l'augmentation de la demande énergétique chaque année, la société Sonalgaz a estimé que 34441 km de lignes de transmission sont prévus d'être mis en œuvre pour la période de 2017 à

2027. Actuellement, 9930 km de lignes de transmission sont en cours de développement, et 24511 km supplémentaires sont prévus, ce qui inclut les interconnexions nationales et internationales [32].

I.3.5. Consommation électrique et problème du pic de consommation

En Algérie, la structure de la consommation finale en 2019 reste dominée par le secteur des «Ménages & autres» (46.7%), suivi par le transport (30.6%) et enfin le secteur de «l'industrie et BTP» avec une part de 22.7%, comme illustré dans la Figure I.9 ci-après.

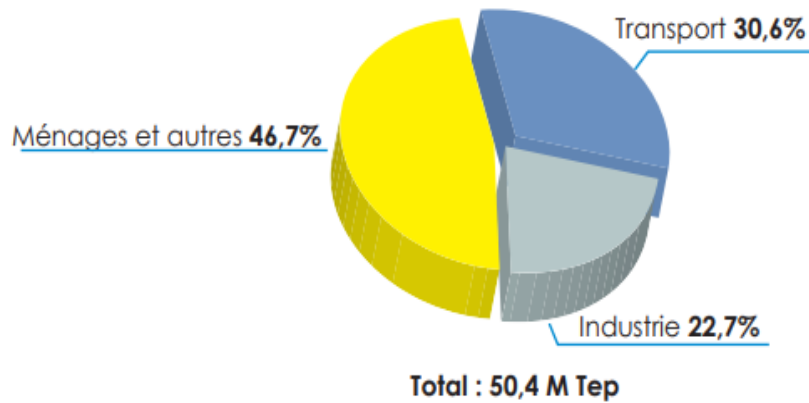


Figure I.9. Structure de la consommation finale par secteur.

Selon les données de la Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique CEREFÉ, la capacité de production d'électricité en Algérie aujourd'hui estimé à 20963 MW en 2019, est davantage destinée à satisfaire la pointe maximale appelée de la demande (PMA), qui a atteint 15656 MW à la date 07 Aout 2019 à 14h30 (Figure I.10) [59,60]. Et à satisfaire une charge moyenne autour de 9000 MW sur une grande partie de l'année (Figure I.11).

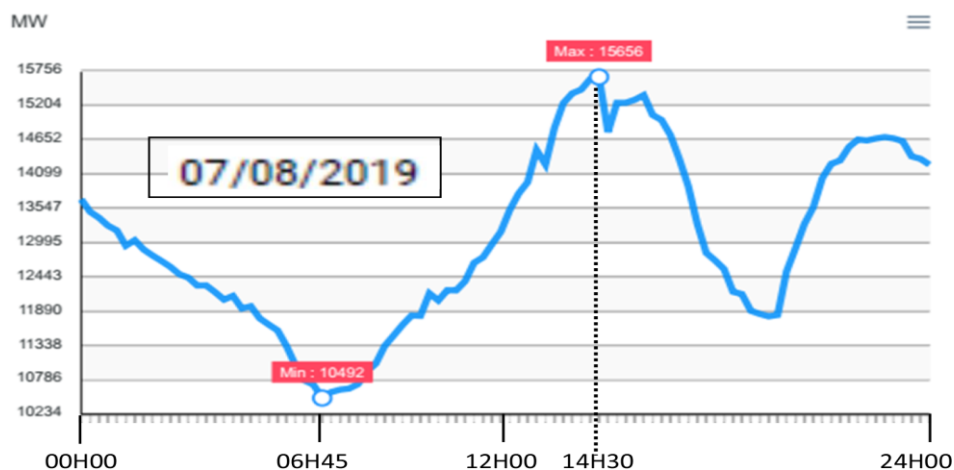


Figure I.10. Courbe de charge illustrant le pic de consommation enregistré le 07 Aout 2019 à 14h30 sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN).

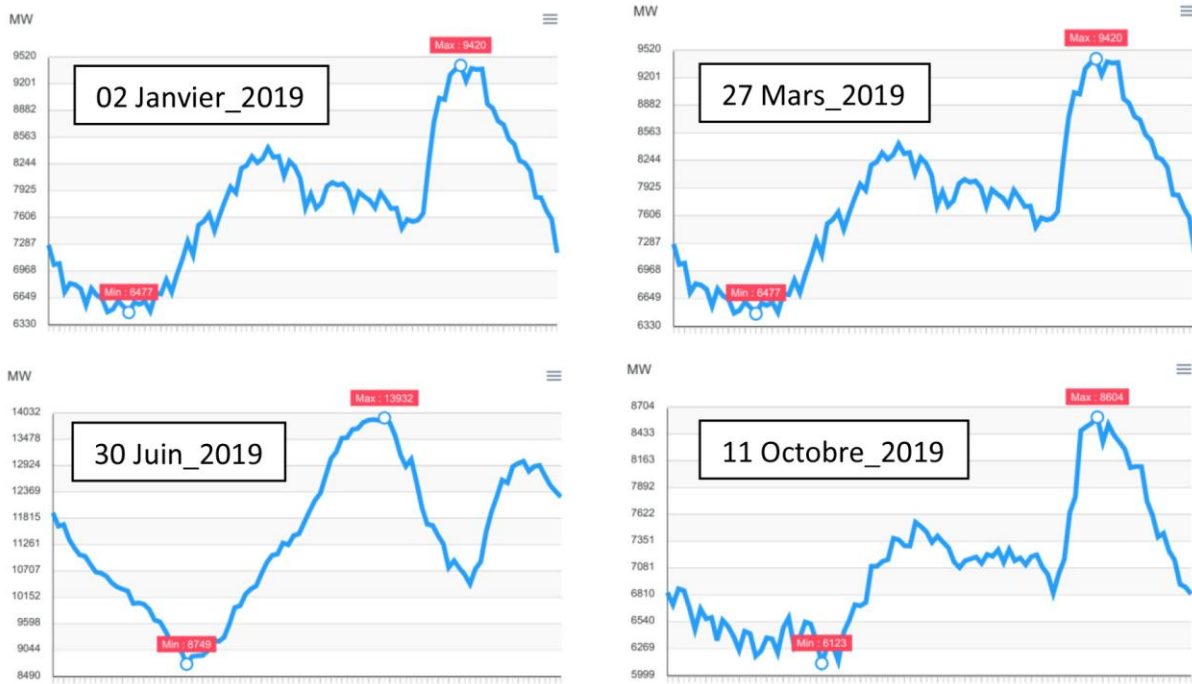


Figure I.11. Courbes de charges de journées représentatives des diverses saisons sur le Réseau Interconnecté Nord (RIN).

Le commissariat souligne aussi que la consommation finale par tête d'habitant a augmenté de 55% entre 2010 et 2019 alors que la croissance démographique était de 22% pendant la même période. Cet accroissement est tiré essentiellement par l'usage "excessif" des climatiseurs engendrant des pointes de consommations pendant la période de forte chaleur, selon les explications du CEREFE [23].

I.4. Potentiel des énergies renouvelables en Algérie

Ces dernières années, l'Algérie s'est engagé à diversifier son bouquet énergétique, l'Etat a fait des efforts importants pour développer le secteur des énergies renouvelables à travers plusieurs actions telles que la création d'un nouveau ministère appelé Ministre de l'Environnement et des Energies Renouvelables. Par ailleurs, le premier programme national dédié au développement et la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PENREE) en Algérie, a été adopté par le gouvernement en date du 03 Février 2011 et révisé en 2015. Il visait à atteindre 40% de la capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030. Il se basait sur une estimation de l'évolution de la capacité installée précédemment établie (Figure I.12) et présentée par le ministère de l'énergie et des mines (MEM), qui supposait une consommation annuelle mondiale de 150 TWh/an [23].

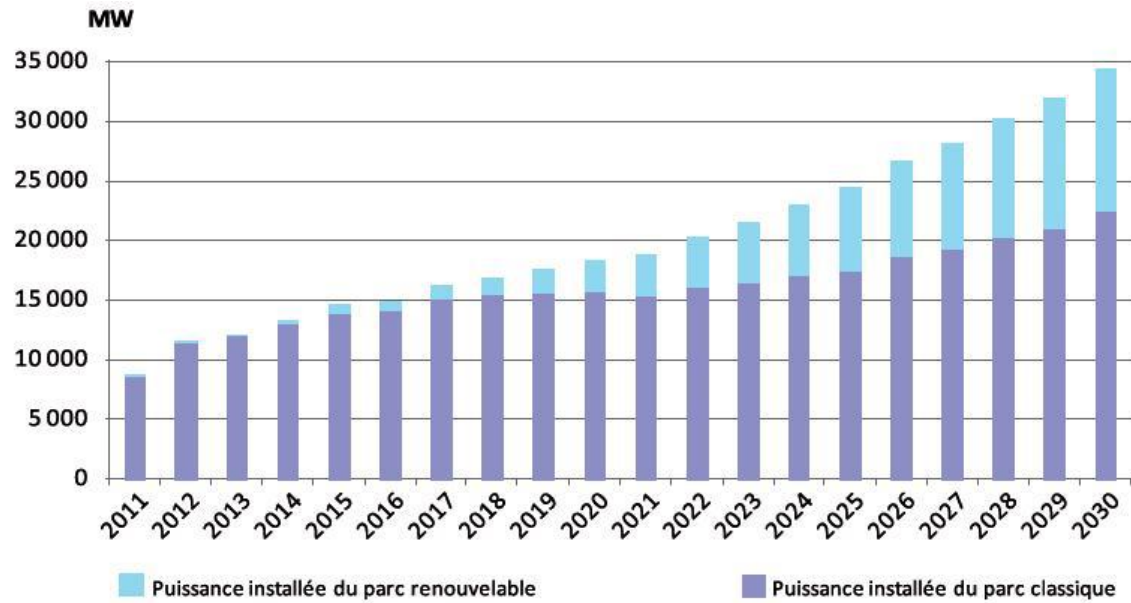


Figure I.12. Evolution estimée du parc national de production d'électricité (MEM).

L'installation du programme national d'ER a été planifiée en trois étapes. La première étape a été la mise en place de projets pilotes 2011-2013. Ensuite, le développement de projets supplémentaires qui ont été programmés pour 2014-2015. Enfin, le développement à grande échelle de projets d'énergie renouvelable pour la période 2016-2020. Pendant ce temps, il est prévu d'exporter 10 GW d'énergie renouvelable qui seront installés entre 2021 et 2030.

Quantitativement, l'objectif principal du programme actualisé lié aux ER est d'avoir 22 GW de la production d'électricité renouvelable d'ici 2030, contribuant à 27% du mix énergétique, dont 10000 MW seraient dédiés à l'exportation [23]. Le programme comprend deux étapes d'objectifs qui sont: 4325 MW d'installation entre 2015 et 2020 et un total de 17475 MW pour la période 2021-2030.

Cependant, en 2019, le gouvernement a annoncé qu'il allait relancer le PENREE pour accélérer le développement d'ER, ainsi le pays se concentrera davantage sur le développement de l'énergie solaire photovoltaïque à travers l'appel d'offres de 2020. Le Tableau I.3 présente le programme des énergies renouvelables à réaliser pour le marché national, par type et par phase, sur la période 2015-2030 [23].

Tableau I.3. Programme national de développement des ER pour la période 2015-2030.

Unité: MW	1 ^{ère} phase 2015-2020	2 ^{ème} phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolienne	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermal	05	10	15
Total	4525	17475	22000

En outre, les actions clés du programme de développement de l'efficacité énergétique et de la conservation sont présentées dans les points suivants [33]:

- Isolation thermique des bâtiments;
- Promotion du chauffe-eau solaire;
- Généralisation de l'utilisation des lampes à économie d'énergie;
- Incorporation de la performance énergétique dans l'éclairage public;
- Promouvoir l'efficacité énergétique dans le secteur industriel;
- Promouvoir le GNL/C et le GN/C.

Parmi les résultats attendus de ce programme, une réduction de plus de 193 millions de tonnes de CO₂ d'ici 2030. Le Tableau I.4 présente un résumé des émissions de CO₂ à éviter d'ici 2030 [33].

Tableau I.4. Résumé des émissions de CO₂ à éviter d'ici 2030.

Année	2015	2020	2025	2030
Émissions évitées de CO ₂ (millions de tonnes)	1.1	32.1	95.9	193.3

I.4.1. Solaire photovoltaïque

Le pays reçoit une irradiation directe estimée à 169440 kW/m²/an avec un potentiel de production de 3000 kWh/an [34,35]. Le Tableau I.5 montre le potentiel de la production solaire en Algérie. Le désert du pays est considéré comme l'une des zones où l'irradiation solaire moyenne et la température sont élevées.

La durée d'ensoleillement est d'environ 2000 à 3900 heures par an, avec un rayonnement solaire sur la surface horizontale qui est d'environ 3 à 5 kWh/m². Il existe un réseau de 78 stations de mesure météorologique réparties sur l'ensemble du territoire du pays et exploitées par l'Office national de météorologie [23,36].

Tableau I.5. Potentiel solaire en Algérie [36].

Zones	Zone côtière	Hautes plaines	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Superficie (km ²)	95,27	238,174	2,048,297
Durée moyenne d'ensoleillement quotidien (h)	7.26	8.22	9.59
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2650
Densité d'énergie solaire quotidienne (kWh/m ²)	4.66	5.21	7.26

Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globale reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 5.1 kWh au nord et 6.6 kWh dans le grand sud (Figure I.13).

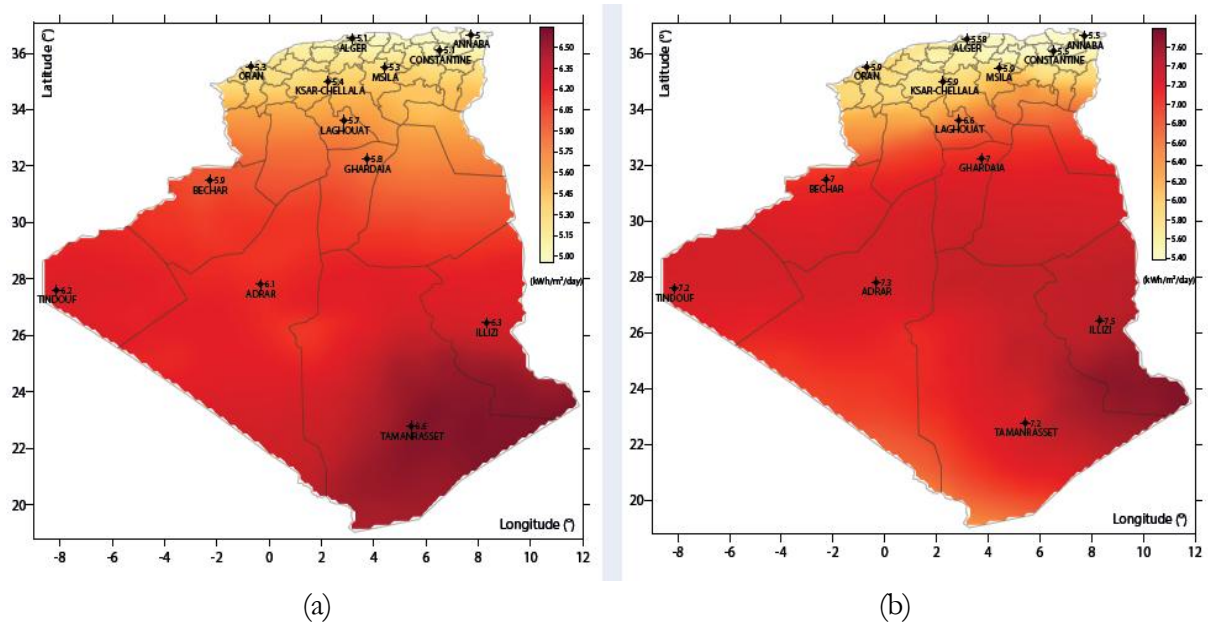


Figure I.13. Gisement solaire de l'Algérie: (a) Energie solaire globale (b) Rayonnement solaire direct reçu par jour sur une surface d'un mètre carré.

Le plan des ER en Algérie se concentre sur le développement de l'énergie solaire, avec un total de 13500 MW de production solaire photovoltaïque prévu pour 2030. La plupart des systèmes installés visent à fournir de l'électricité aux zones rurales ayant des difficultés d'extension du réseau électrique.

La Figure I.14 montre l'emplacement de toutes les stations photovoltaïques du pays. La première centrale solaire a été installée en 2011, et il y avait 22 centrales disponibles avec une capacité totale de 423 MW à la fin de 2019, ce qui est sept fois inférieur à l'objectif de 3000 MW d'ici 2021 [37]. Selon l'objectif initial, un total de 60 projets de centrales photovoltaïques étaient prévus pour la période entre 2011-2020.

Ces dernières années, l'Algérie s'est appuyée sur des modules solaires importés de pays tels que la France, l'Espagne et la Chine, ce qui a entraîné des projets solaires à coût élevé. Par conséquent, le pays a encouragé la fabrication nationale de modules photovoltaïques. Le gouvernement soutient également les entreprises de fabrication de modules et exige des systèmes PV et des modules locaux dans les appels d'offres pour les grands projets.

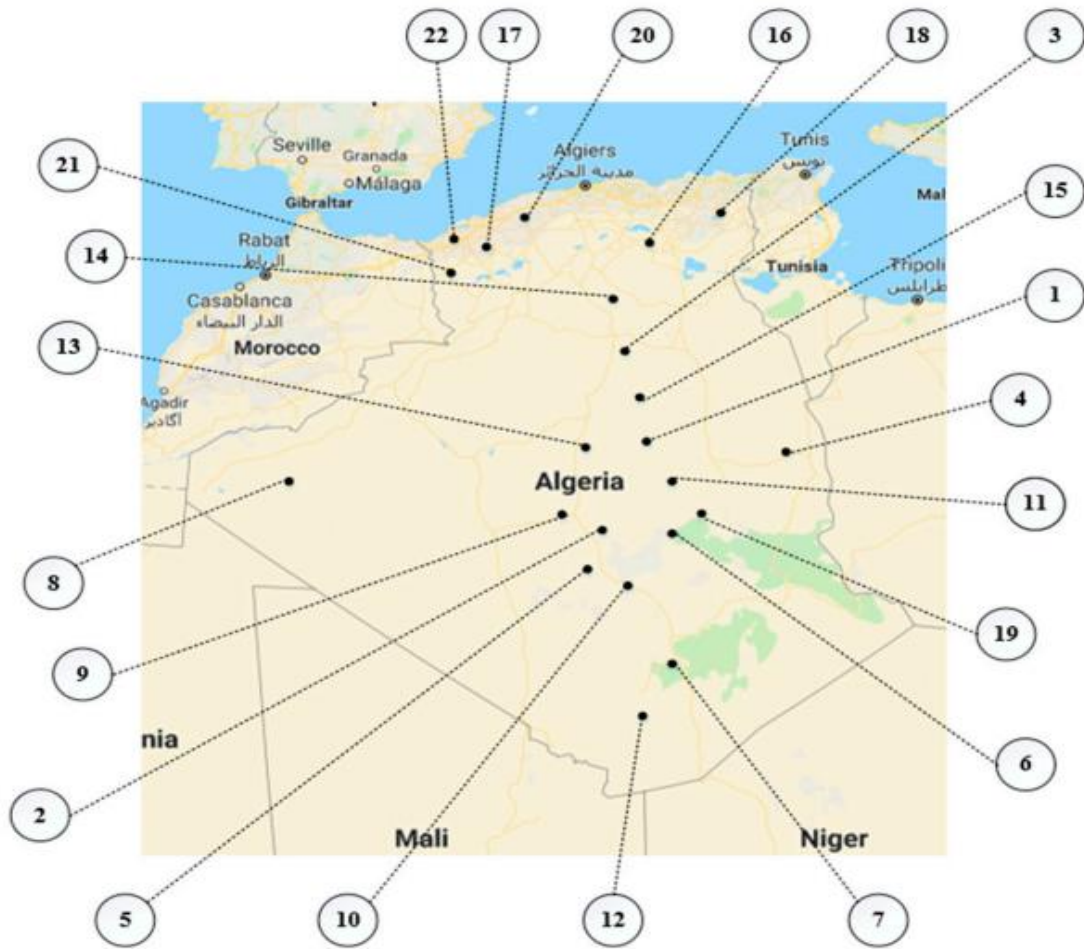


Figure I.14. Emplacement des centrales photovoltaïques en Algérie.

Le premier système PV de 28 kWc est le résultat de la coopération entre l'Algérie et l'agence de coopération sud-coréenne (KOICA), il dispose de 112 panneaux PV mono-c-Si (BJP-250SA 250 W). Le système total est divisé en trois sous-réseaux, deux de 10.5 kWc chacun composé de 3 branches et 7 kWc composé de 2 branches de 14 modules connectés en série. Le tout est connecté à l'onduleur SMA SMC 11000TLRP-10. Les spécifications des modules utilisés et de l'onduleur SMA sont fournies dans les références [38].

Le système photovoltaïque de 2.5 kWc est également placé sur le toit de la division de conversion photovoltaïque de l'URERMS. La station PV est composée de 10 modules en silicium monocristallin connectés en série (SM-250 Wc), couplés à un onduleur de type Sunny Boy 2500. Les spécifications techniques du module PV et de l'onduleur sont fournies aussi dans la référence [38].

Il ya aussi l'installation du système PV de 1.7 kWc connecté au réseau local installé au centre d'URER-MS qui est composé de 10 modules solaires SHARP (NTR5E3E), de technologie silicium monocristallin connectés en série et connecter au réseau via l'onduleur intermédiaire (FRONIUS IG 15). Plus de détails se trouve dans la référence [38].

L'Algérie a également mis l'accent sur le développement de l'énergie solaire thermique, comme le CSP, en tant que source majeure d'ER, pour couvrir 5% du mix énergétique national d'ici 2030. Initialement, six centrales thermiques solaires sont prévues dans le pays d'ici 2021. L'Algérie dispose d'une centrale solaire à cycle combiné intégrée à Hassi R'mel, d'une capacité de 25 MW de CSP solaire et d'une centrale de gaz à cycle combiné de 130 MW, comme le montre la Figure I.15.



Figure I.15. Station CSP de Hassi R'mel.

I.4.2. L'éolienne

La ressource éolienne en Algérie varie d'un endroit à l'autre en fonction de la topographie et du climat. Le pays est divisé en deux zones géographiques distinctes. La région nord du pays possède un littoral de plus de 1600 km² avec une topographie montagneuse. Alors que le désert se trouve dans la région sud du pays. La Figure I.16, extraite de l'atlas éolien, représente ainsi la distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur. Il y apparaît que celle-ci peut atteindre 7 à 8 m/s dans certaines régions du sud, notamment à Tindouf, Adrar et Ain Salah [23].

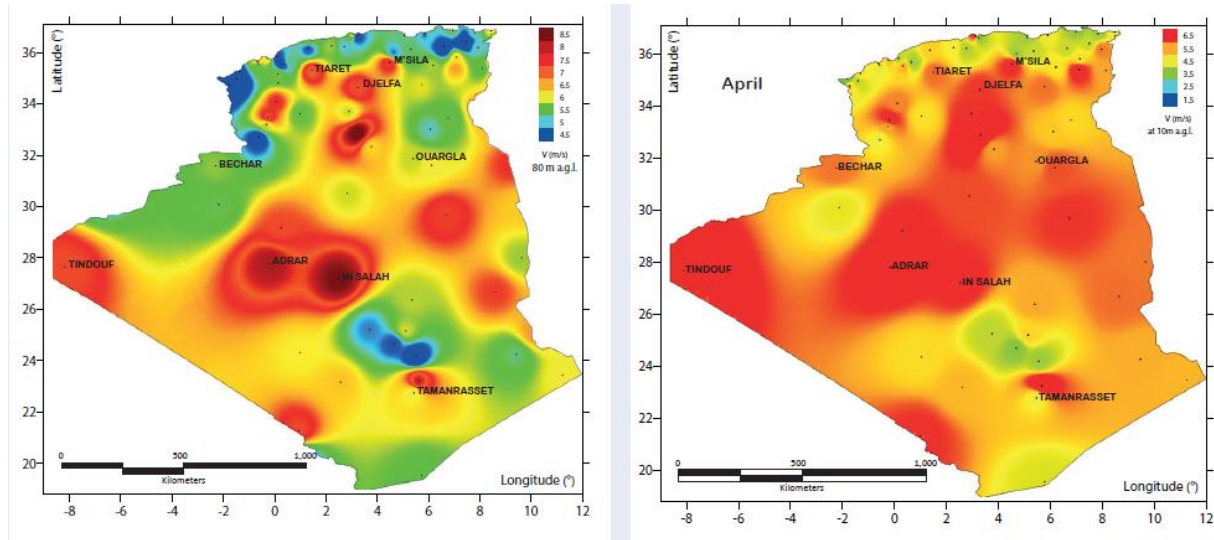


Figure I.16. Gisement éolien de l'Algérie: (a) Distribution de la vitesse moyenne (m/s) du vent sur le territoire Algérien à 80 m de hauteur, (b) Densité de puissance du vent sur le territoire à 10 m de hauteur.

Plusieurs études ont été menées pour analyser le potentiel de production d'énergie éolienne dans le pays. Récemment, Himri et al. [39] ont présenté une étude pour déterminer la faisabilité de la production d'énergie éolienne dans la région du sud-ouest du l'Algérie. Selon les recherches 78% de la surface du pays est caractérisée par des vitesses supérieures à 3 m/s avec environ 40% de ces vitesses dépassant le 5 mètre par second. La région du Sud est caractérisée par des vitesses plus élevées (plus de 6 m/s) que celle du Nord, ce qui la rend favorable à l'utilisation de l'énergie vent dans des centrales éoliennes ou des systèmes énergétiques hybrides [39]. De plus, Djamila Abdeslame a étudié les données de vent mesurées sur dix ans dans quatre endroits du pays [40]. En outre, Daaou Nedjari et al du CDER ont présenté une étude pour déterminer les emplacements optimaux pour la production éolienne dans le pays [41]. L'étude du CDER fournit une étude complète du potentiel éolien dans le pays à partir de 74 stations météorologiques. Sur la base de ces études, l'Algérie a un bon potentiel pour la production éolienne dans plusieurs régions, telles que Bou Chekif, M'sila, Djelfa et Mecheria.

Ces endroits ont des conditions venteuses tout au long de l'année, avec des vitesses allant de 6 à 7 m/s. Bien qu'il existe d'autres endroits où la vitesse du vent est élevée, comme à In Salah et Adrar, mais ces endroits ne sont pas adaptés à l'installation des systèmes de la production éolienne en raison des conditions géographiques et de l'indisponibilité du réseau de transmission électrique. D'autre part, les températures extrêmes pouvant atteindre 50 °C limitent l'installation dans les endroits désertiques.

Le premier et unique parc d'éoliennes en Algérie a été installé en 2014 à Kabertene, Adrar dans la région sud du pays avec une capacité de production de 10 MW [39,42]. Le parc éolien détenu et exploité par Sonelgaz, comprend 12 unités de turbines de 850 kW. La Figure I.17 montre le parc éolien situé à Adrar. Initialement, il était prévu que sept centrales éoliennes soient achevées d'ici 2021. Cependant, une seule centrale opérationnelle a été développée.

La progression plus lente de la production éolienne par rapport au solaire peut être due à la vitesse modérée du vent, à une moindre rentabilité et aux coûts de maintenance associés élevés. De plus, le pays a également moins d'expérience dans la filière de la production éolienne, avec des cartes de vent moins précises disponibles [42].

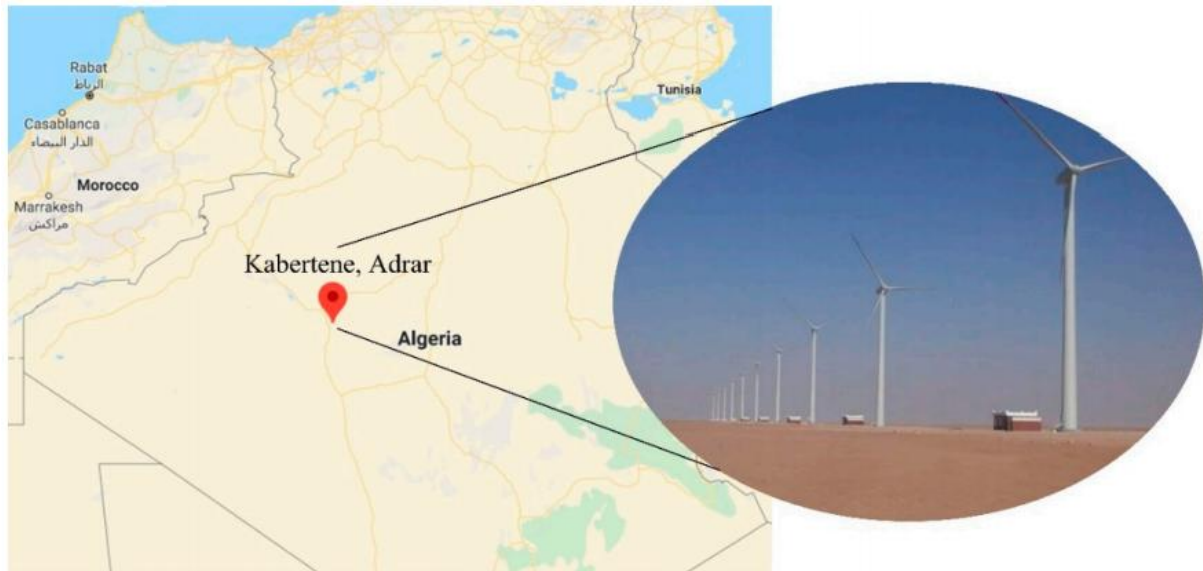


Figure I.17. Le parc éolien de 10 MW à Kabertene, Adrar.

Dans cette partie, un détail technique de deux centrales EnR situées à Keberten dans la province d'Adrar est présenté.

La ferme Keberten (Figure I.17) est située à environ 72 km au nord de la province d'Adrar, à une altitude d'environ 260 m et ses coordonnées sont respectivement 28°27 '7.44 Nord et 0°02' 59.08 Ouest. Le parc éolien est composé de 12 machines à double alimentation (fabricant GAMESA). La production de la ferme s'écoule sur le niveau 30 kV de l'Injecteur 220/30kV de KABERTAN via deux câbles souterrains reliant la sous-station aux cellules de distribution MT. Le détail de cette ferme est fourni dans le Tableau I.6.

Tableau I.6. Parc d'éoliennes (10.2 MW).

Désignation	Caractéristique
Nombre d'éoliennes	12 (type GAMESA G52)
Nombre de pales	3 (Longueur:26 m)
Hauteur	55 m
Puissance unitaire	850 kW
Evacuation de l'énergie	Poste 220/30 kV de Kabertene
Energie annuelle produite	3.42 GWh (Sav: 8.5 m/s, air: 1.225 kg/m ³)
CO ₂ évité/an	Environ 1000 tonnes

1.4.3. L'hydroélectricité

L'Algérie dispose d'un potentiel prometteur pour la production d'hydroélectricité grâce à la disponibilité de sites de barrages et aussi à une pluviométrie moyenne élevée. Actuellement, très peu d'études ont examiné le potentiel de l'hydroélectricité du pays. La pluviométrie moyenne qui tombe sur le territoire Algérien est estimée à 65 milliards de mètres cubes par an, avec 103 sites de potentiels barrages [42].

Il y a 13 centrales hydroélectriques en Algérie, avec une production annuelle de 389.4 GWh, ce qui représente le troisième plus grand mix énergétique du pays après le gaz naturel et le pétrole. Le petit système hydroélectrique (système inférieur à 10 MW) contribue à la production totale d'énergie pour 42 MW [43]. La plupart des centrales hydroélectriques se trouvent dans les régions du nord du pays. La Figure I.18 montre l'emplacement des centrales hydroélectriques en Algérie et le Tableau I.7 montre la liste des centrales hydroélectriques installées sur la base du rapport de MEM. La capacité hydroélectrique, selon le rapport MEM de 2007 était de 269 MW pour l'ensemble de 13 centrales hydroélectriques. Sur la base des rapports sur l'état de l'hydroélectricité par l'Association internationale de l'hydroélectricité (IHA) [42,44], la capacité de production d'hydroélectricité a été signalée comme étant de 228 MW de 2014 à 2016 et a augmenté à 269 MW de 2017 à 2019. La Figure I.19 montre les sites potentiels pour les barrages et les rivières qui se trouvent dans la région nord du pays.



Figure I.18. Localisation des centrales hydroélectriques en Algérie.



Figure I.19. Emplacements des barrages et des rivières en Algérie pour la production d'hydroélectricité.

Tableau I.7. Centrales hydroélectriques en Algérie.

No	Centrale hydroélectrique	Capacité installée (MW)
1	Darguina (Bejaia)	71.5
2	Ighil Emda (Bejaia)	24
3	Mansouria (Bejaia)	100
4	Erraguene (Jijel)	16
5	Souk El Djemaa (Relizane)	8.085
6	Tizi Meden (Tizi ouzou)	4.458
7	Ighzernchebel (Alger)	2.712
8	Ghrib (Ain defla)	7.000
9	Gouriet (Bejaia)	6.425
10	Bouhanifia (Mascar)	5.700
11	Oued Fodda (Chlef)	15.600
12	Beni Behde (Tlemcen)	3.500
13	Tessala (Alger)	4.228
Total		269.208

1.4.4. Géothermie

L'énergie géothermique est une solution prometteuse pour augmenter l'intégration des ER dans le pays en raison de la disponibilité d'un grand nombre de sources chaudes [45]. Seules quelques études

ont été publiées sur les potentielles ressources géothermiques en Algérie. Par exemple, Hakim Saïbi a résumé les données et les paramètres géothermiques de l'Algérie à partir des données d'exploration géothermique disponibles auprès du CDER [46]. Récemment, Abdelkader Ait Ouali et al [47] ont présenté des études pour évaluer le potentiel de production d'énergie géothermique dans le Centre-Nord de l'Algérie, dans des endroits où se trouvent 31 sources thermiques (ex. l'Ouarsenis, Biban, et la Kabylie).

D'après ces études, il y a plus de 240 sources chaudes disponibles et distribuées d'est en ouest et situées à une altitude modérée dans les régions montagneuses du pays. La température la plus élevée enregistrée est de 98 °C pour la zone orientale, de 68 °C pour la zone occidentale et de 80 °C pour la zone centrale. Dans la zone sud, la température moyenne est de 50 °C. La Figure I.20 illustre les emplacements du potentiel géothermique en Algérie.

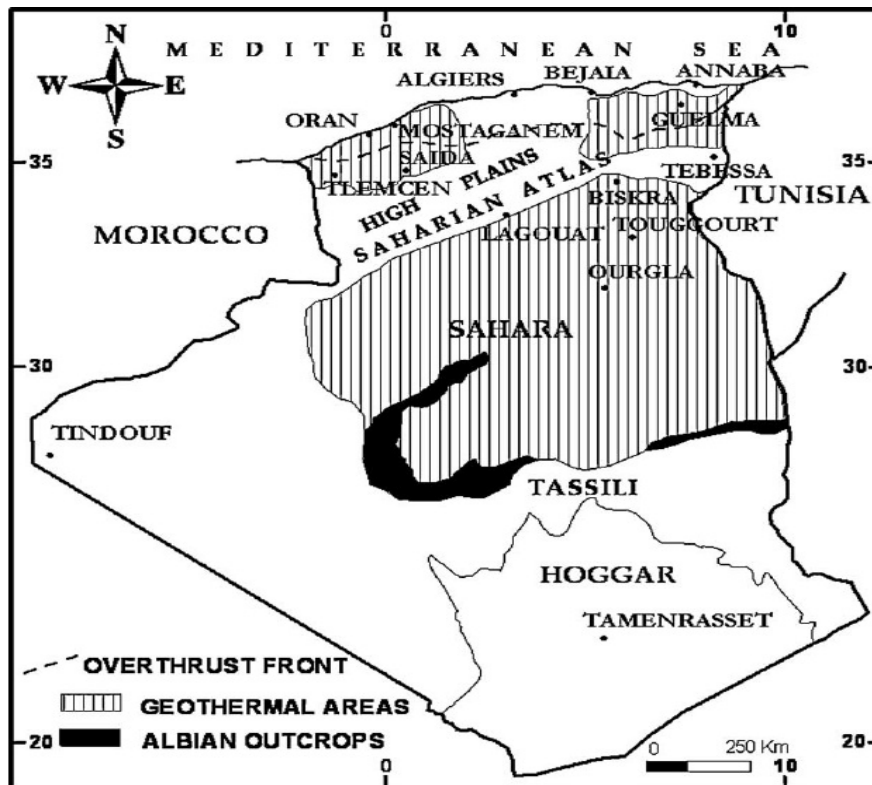


Figure I.20. Localisation des principales zones géothermiques en Algérie.

1.4.5. L'énergie de la biomasse

La biomasse offre potentiellement de grandes promesses avec un taux de 3.7 MTep provenant des forêts et 1.33 MTep par an grâce aux déchets agricoles et urbains. Selon l'enquête présentée dans [48], un potentiel électrique de plus de 1700 GWh peut être atteint à partir de la valorisation des déchets.

Les émissions de CO₂ dans le pays sont largement influencées par la production d'électricité à partir du pétrole et du gaz. L'Algérie s'est classée 83 à l'indice de performance environnementale (IPE)

sur 180 pays en 2018 [7]. L'Algérie s'est engagée dans la contribution déterminée au niveau national (Intended Nationally Determined Contribution (INDC)) et a accepté de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 7% d'ici 2030. Cet objectif est soutenu par le programme national d'ER qui vise à contribuer à hauteur de 27% au mix énergétique à partir de sources solaires et éoliennes d'ici 2030.

La Figure I.21 présente l'évolution des émissions de CO₂ en Algérie pour la période 2007-2018. Le CO₂ émis dans le pays était de 135.5 millions de tonnes en 2018, soit 6% de plus qu'en 2017 [31]. La tendance du CO₂ a augmenté depuis la dernière décennie, avec une croissance moyenne de 4.1% en raison de l'augmentation de la demande d'énergie entraînant une augmentation de la production d'électricité à partir de ressources en combustibles fossiles [12]. L'Algérie est considérée comme l'un des plus importants émetteurs de CO₂ parmi les pays Africains. Elle est classée au troisième après l'Afrique du Sud et l'Égypte et cela est dû à la croissance économique (utilisation croissante de l'énergie) [31,5].

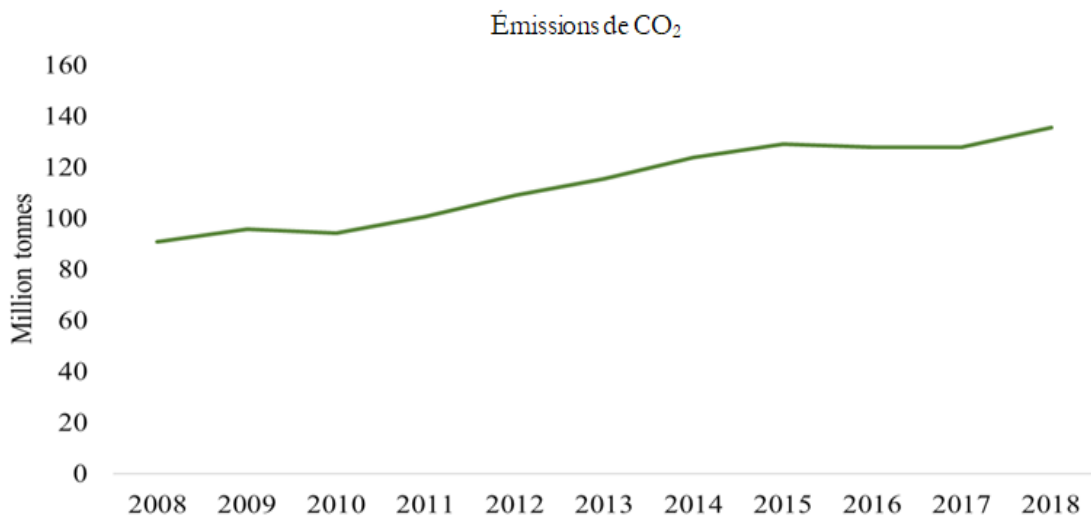


Figure I.21. Tendence des émissions de CO₂ en Algérie de 2008 à 2018.

I.5. Covid 19 et zones d'ombre-énergie

L'évolution du marché intérieur a été marquée par une baisse importante de la demande d'énergie cette année, sous toutes ses formes. La consommation nationale d'énergie (Gaz et Produits pétroliers) est passée de 67 millions de TEP en 2019 à 59 millions de TEP en 2020, soit une baisse de -13%. Le détail de cette consommation fait apparaître, une forte diminution (-17%) de la demande en produits pétroliers comparativement à 2019. Pour le gaz naturel, la consommation nationale a elle aussi connu une décroissance (-7%), tirée par celle des besoins de la génération électrique et de ceux des ménages, pour atteindre au final un volume de 44 milliards de m³, contre près de 47 milliards de m³ en 2019.

En ce qui concerne l'électricité, les efforts déployés par le Groupe Sonelgaz ont permis, en dépit de la crise sanitaire "Covid 19", de porter la capacité installée à 23 GW contre 22 GW en 2019, à la suite de l'entrée en service de nouvelles centrales. La production électrique a connu à l'inverse une décroissance de près de 3% en 2020, passant de 76 TWh en 2019 à 74 TWh en 2020. Ces réalisations ont été accompagnées, par un renforcement des réseaux électriques et gaziers, avec la réalisation de pas moins de 4200 km de lignes électriques (HT/MT/BT) et 785 postes (MT/BT), ainsi que 450 km de canalisations et 49 postes gaz.

Les ventes d'électricité durant l'année 2020 se sont élevées à 63 TWh, en baisse de -4% par rapport aux réalisations de 2019, et ont concerné tous les clients, notamment de la basse tension (-4.2%). De même pour le gaz, dont les ventes ont enregistré une régression de -1.3% à 18.0 milliards m³ en 2020. L'effort consenti par le secteur au cours de l'année 2020 a permis aussi de raccorder près de 370 milles nouveaux foyers à l'électricité et 362 milles foyers au gaz naturel, ramenant ainsi le nombre d'abonnés à 10.4 millions d'abonnés pour l'électricité et 6.4 millions clients pour le gaz.

En termes de raccordement en énergie électrique, raccordement des périmètres agricoles, 1706 ont été raccordés sur 3864 projets, soit 44%. Concernant les investisseurs, sur 1279 demandes de raccordement à l'électricité, 306 projets ont déjà été mis en service (24%). Pour le gaz, 78 projets (22%) sont raccordés sur 360 demandes enregistrées. Sur un objectif 4381 projet de raccordement des zones d'Ombre par l'électricité, 822 projets ont été réalisés (19%), et 482 projets sur 1882 ont été raccordés pour le gaz soit 25%. Enfin, et en termes de création d'emploi, le secteur de l'énergie emploie aujourd'hui plus 285 milles agents contre 284 milles en 2019, soit une création de près de 1000 emplois directs [49].

Au 1^{er} trimestre de l'année 2020, la consommation mondiale d'énergie primaire a baissé de 3.8% par rapport au 1^{er} trimestre de l'année 2019. Les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont pour leur part été réduites de 5% durant cette période. Sur l'ensemble de l'année 2020, l'AIE estime, en prenant pour hypothèse «une levée progressive des mesures de confinement dans la plupart des pays au cours des prochains mois», que:

- La consommation mondiale d'énergie primaire pourrait baisser de 6% par rapport au niveau de celui de l'année 2019. Cette chute équivaldrait au «niveau de consommation annuelle de l'Inde, 3^e principal consommateur d'énergie au monde». La chute de la demande énergétique en 2020 devrait être plus marquée dans les économies développées (-9% aux États-Unis et -11% selon les projections de l'AIE);
- La consommation mondiale d'électricité pourrait plus particulièrement chuter de 5% par rapport à celui de l'année 2019 (correspondrait, selon l'AIE à «la plus forte baisse depuis la Grande Dépression» dans les années 1930);

- Les émissions mondiales de CO₂ liées à l'énergie pourraient diminuer de près de 8% par rapport à celui de l'année 2019. Elles enregistreraient alors leur plus bas niveau depuis 2010. L'AIE appelle à ne pas se féliciter de cette baisse, les émissions étant susceptibles de connaître un important rebond par la suite, comme après la crise financière de 2008.

Les émissions mondiales de CO₂ liées à l'énergie pourraient chuter d'environ 2.6 milliards de tonnes pour l'année 2020 selon les estimations de l'agence internationale d'énergie [50]. L'évolution des émissions annuelles de CO₂ liées à l'énergie entre 1900 et 2020 est montrée dans la Figure I.22.

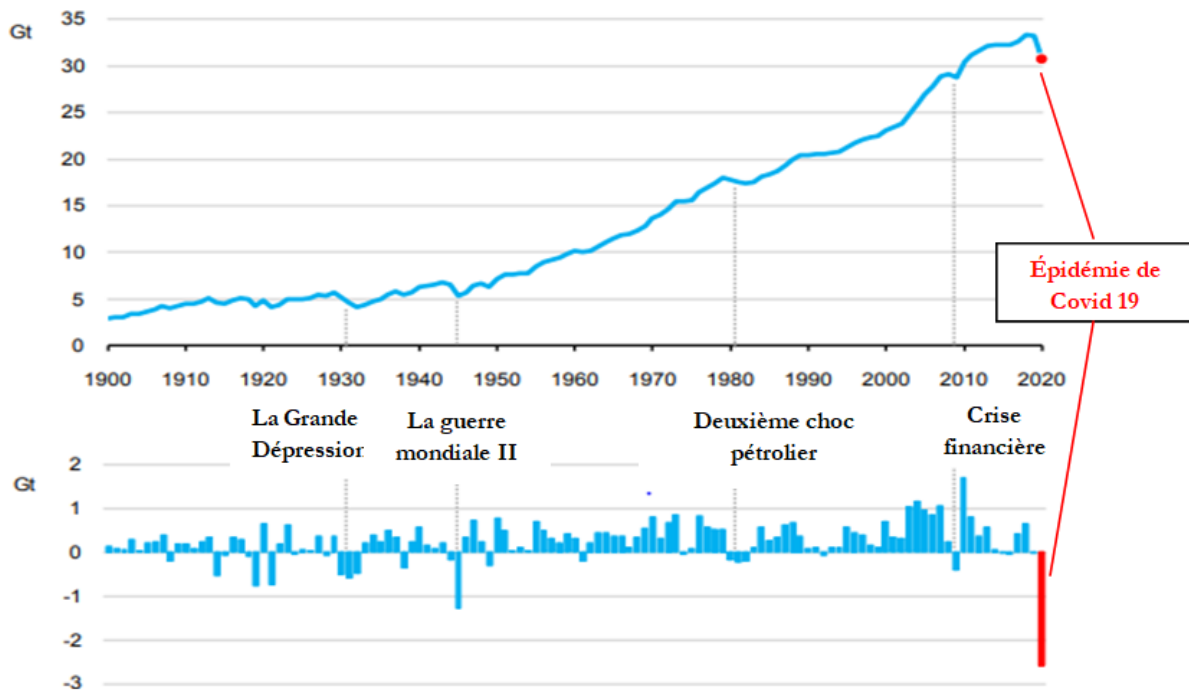


Figure I.22. Évolution des émissions de CO₂ annuelles mondiales 1900-2020.

• **Avantages environnementaux et socio-économiques des EnR**

Les avantages environnementaux et socio-économiques de la réalisation des énergies renouvelables au cours des dernières années, selon la société SKTM, sont indiqués ci-dessous [5,51].

- Réduction significative des émissions de gaz à effet de serre, environ 600 000 t CO₂ évitées;
- Economie de quelques millions de m³ de gaz naturel et d'environ 300 Mm³ de gasoil en 2 ans;
- Production d'énergie de plus de 930 000 MWh;
- Part dans la couverture de la demande nationale d'électricité (par exemple plus de 15% pour PIAT);
- Création de plus de 3400 emplois directs et indirects, dont 311 pour l'ingénierie, l'exploitation et la maintenance;

- Transfert de technologie et de savoir-faire par l'encadrement pendant le montage et la période de formation: ingénierie du système PV, système de contrôle, exploitation et maintenance des centrales d'énergie renouvelable et gestion de projet;
- Promotion des sous-traitants (35 entreprises Algériennes de génie civil, de montage, de location de machines et privées ont participé à la phase de réalisation).

I.6. Contexte, défis et barrières de la transition vers les ER

Pour promouvoir l'orientation vers l'utilisation des ER, il est impératif de considérer le contexte, les défis et les barrières de la transition vers les énergies renouvelables.

1.6.1. Contexte

- Le développement de sources alternatives d'énergie et l'adoption d'un mix énergétique à moyen et long terme;
- La disponibilité du potentiel d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire;
- Les engagements internationaux de l'Algérie dans le cadre de la lutte contre les problèmes environnementaux (changement climatique) et, plus généralement, du développement durable (Accord de Paris sur le climat adopté en 2015);
- La satisfaction de la demande et sécurisation de l'approvisionnement énergétique à long terme (électricité et gaz);
- La préservation des ressources fossiles.

1.6.2. Défis

- Diversification de l'économie nationale du pays et la création de nouvelles dynamiques socio-économiques autour des ER;
- Réduction de la consommation de combustibles;
- Développement d'un mix énergétique;
- Promotion de l'économie de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

1.6.3. Barrières

Les principaux obstacles au développement des énergies renouvelables sont cités ci-dessous, en se concentrant sur les contraintes déclarées par l'Union Européenne:

- Absence d'une trajectoire stable et efficace des politiques en matière d'énergies renouvelables.
- Manque de réglementation et d'incitations ou application manquante, absence (ou insuffisance) de mécanismes de réduction des droits de douane de la TVA sur l'importation de composants et d'équipements d'énergie renouvelable.

- L'industrie locale des énergies renouvelables ne bénéficie d'aucune incitation spécifique et efficace pour se développer.
- Le manque de diversité des mécanismes d'incitation et de soutien pour promouvoir les investissements dans les ER;
- La faiblesse des infrastructures de soutien aux technologies des énergies renouvelables (laboratoires d'essai, main-d'œuvre qualifiée, fabrication locale de composants et de pièces);
- Insuffisance de la formation et de l'éducation au niveau universitaire ou de la formation des professionnels des énergies renouvelables pour répondre aux besoins du programme national des énergies renouvelables;
- Faible coordination entre les universités, les centres de recherche et le secteur industriel.
- Faible publicité de l'importance des énergies renouvelables pour la population dans les systèmes éducatifs, les journaux et la télévision.
- Manque de prise de conscience des avantages des énergies renouvelables et faible connaissance des agriculteurs sur l'importance des ER comme le pompage photovoltaïque, notamment dans les régions éloignées.
- Faible nombre de conférences et de séminaires dans le domaine des énergies renouvelables.

D'après ce que nous avons vu en termes de données et de statistiques, les coûts de construction et d'exploitation de nouvelles unités de production augmentent chaque jour, ce qui oblige les services publics à rechercher à élaborer des politiques énergétiques qui répondent aux objectifs de réduction des émissions de carbone, de sécurité énergétique et d'accessibilité financière. Par conséquent, trouvé d'autre solution sans contraintes supplémentaires pour le confort des clients, la qualité de l'énergie et d'investissement.

Traditionnellement, les services publics d'énergie ont investi dans l'expansion de leur capacité de base pour faire face aux augmentations à long terme de la demande d'énergie [52]. Avec la prise de conscience croissante de la contribution de la production de combustibles fossiles au changement climatique, les services publics de l'énergie subissent une pression politique pour diversifier leurs mélanges de combustibles vers des alternatives à faibles émissions de carbone.

Les solutions proposées pour surmonter les défis de la sécurité énergétique comprennent la construction de nouvelles capacités de production, l'augmentation des interconnexions avec d'autres pays, les énergies renouvelables, le développement de technologies de stockage de l'énergie et la gestion de la demande [53].

La construction de nouvelles capacités en tant qu'alimentation de secours est coûteuse, car les centrales électriques ne sont utilisées que rarement pendant les périodes de pointe. Par ailleurs, le rôle

que peut jouer l'interconnexion suscite un intérêt croissant, notamment sur le marché commun européen. L'interconnexion fait référence à la transmission transfrontière d'électricité le long de lignes à haute tension entre les pays, bien que cela nécessite la mise en place d'une infrastructure adéquate et de processus de transaction réglementaires [54].

Le stockage de l'énergie est susceptible de jouer un rôle important à l'avenir, mais les technologies de stockage sont actuellement au stade de la recherche et des essais. L'hydroélectricité par pompage est l'une des seules technologies commercialement développées et largement utilisées, mais son déploiement est géographiquement limité [55]. En outre, la nature géographiquement distribuée des sources renouvelables variables peut empêcher certains systèmes de stockage d'énergie d'être mis en pratique [56]. Les autres options de stockage comprennent les volants d'inertie, le stockage d'énergie à air comprimé, les batteries de véhicules électriques et les grands réservoirs de stockage thermique [57].

De nombreuses solutions sont proposées pour atteindre les objectifs stratégiques proviennent de l'approche traditionnelle consistant à faire correspondre l'offre à la demande. Par contre, le concept de la gestion de la charge vise à inverser ce raisonnement en cherchant à faire correspondre la demande à l'offre disponible, ce concept s'ajoute à d'autres solutions et fait participer activement les clients à un marché qui leur était traditionnellement invisible [58]. La gestion de la demande d'énergie comprend les activités réalisées par les utilisateurs finaux pour modifier leur consommation de la meilleure façon possible pour l'avantage du service public et les clients. La mise en œuvre de ces activités visant à produire les courbes de charge quotidiennes, mensuelles ou saisonnières souhaitées dans différents secteurs de consommation d'énergie. Il existe une définition large du concept, qui inclut les objectifs politiques actuels de réduction des émissions, de sécurité énergétique et d'accessibilité financière, et englobe l'efficacité énergétique, la réponse à la demande, la production sur site et le stockage de l'énergie.

I.7. Etat de l'art sur la gestion de la charge

Le terme gestion de la demande/de la charge (Demand Side Management DSM en anglais) a été inventé par Clark Gellings (Institut de recherche sur l'énergie électrique, USA) en 1984 [59]. Les activités de DSM sont celles qui impliquent des actions du côté de la demande, soit directement, soit indirectement stimulées par le service public. Elle vise également à impliquer activement les consommateurs dans la gestion de leur consommation d'énergie et dans la manière dont ils peuvent économiser de l'argent en rendant leur consommation importante pour eux plus et aussi "visible" [60].

Si la demande globale d'énergie est réduite (plutôt que le déplacement de la charge), la DSM peut réduire les émissions de CO₂. La définition de Gellings et Chamberlin [61] citée ci-dessus est utile,

mais on peut penser qu'elle n'inclut pas directement les priorités politiques actuelles de nombreux pays visant à réduire la consommation globale d'énergie et les émissions de CO₂.

La définition de Eissa [62] est large et couvre un spectre complet d'actions et de technologies spécifiques. Cette définition est plus récente et couvre un ensemble plus large de technologies: la gestion de la charge, l'efficacité énergétique (utiliser moins d'énergie pour fournir les mêmes services), la réponse à la demande (la réponse des clients aux paiements incitatifs ou aux changements de prix [63], le stockage de l'énergie et la micro-génération (la production d'énergie à petite échelle, souvent <50 kW).

L'auteur affirme que l'objectif global de la gestion de la charge devrait désormais être de réduire la consommation globale d'énergie et de modifier les habitudes de consommation pour aider à lisser la demande. Une telle définition exclurait alors certains aspects traditionnels du concept, ex. la stratégie de croissance de la charge, où les services publics augmentent délibérément les charges en période de capacité excédentaire, ce qui pourrait devenir plus courant dans des conditions d'énergie éolienne excédentaire et de capacités de stockage limitées [61,64].

1.7.1. Programmes de la gestion de la charge

Dans cette section, les différents programmes DSM seront brièvement expliqués. Cette explication comprendra l'objectif principal du programme et les changements apportés sur une courbe de charge typique après l'application de ce programme. Les principales techniques de gestion de la charge selon la catégorisation de Gellings sont les suivantes: le remplissage des vallées, le déplacement de la charge, l'écrêtage des pointes, la croissance de la charge, la stratégie de conservation d'énergie ainsi que la forme de la charge flexible.

Ces programmes diffèrent d'un service public à l'autre, car ils dépendent du nombre de clients, du type de charge (commerciale, industrielle ou résidentielle), des avantages de la technique, du niveau de réaction ou de satisfaction des clients vis-à-vis du programme appliqué, etc. Les stratégies présentées dans la Figure I.23 peuvent être décrites de la manière suivante [65-68].

- a) Ecrêtage des pointes: il s'agit du processus de réduction de la demande de charge au moment des heures de pointe.
- b) Remplissage des vallées: c'est le processus qui consiste à augmenter la charge aux heures creuses pour améliorer le facteur de charge du système.
- c) Déplacement de la charge: c'est le processus qui consiste à réduire l'électricité au moment de la demande de pointe et à augmenter la charge aux heures creuses. Le principe combine les avantages de l'écrêtage de pointe et du remplissage de vallée.

- d) Stratégie de conservation d'énergie: c'est la diminution de la demande globale d'énergie en augmentant l'efficacité de l'utilisation de l'énergie. Autrement, il s'agit de la réduction des charges tout au long de la journée.
- e) Stratégie de croissance de la charge: il s'agit du processus d'augmentation ou de renforcement de la charge au moment du surplus d'électricité. C'est aussi l'utilisation accrue de l'énergie électrique soit pour remplacer des équipements inefficaces fonctionnant aux combustibles fossiles ou pour améliorer la productivité et la qualité de vie des consommateurs.
- f) Forme de la charge flexible: il s'agit du processus permettant aux clients d'utiliser l'énergie en fonction de leurs besoins. Le principe peut être réaliser par des contrats et tarifs spécifiques avec la possibilité de contrôler de manière flexible l'équipement des consommateurs.

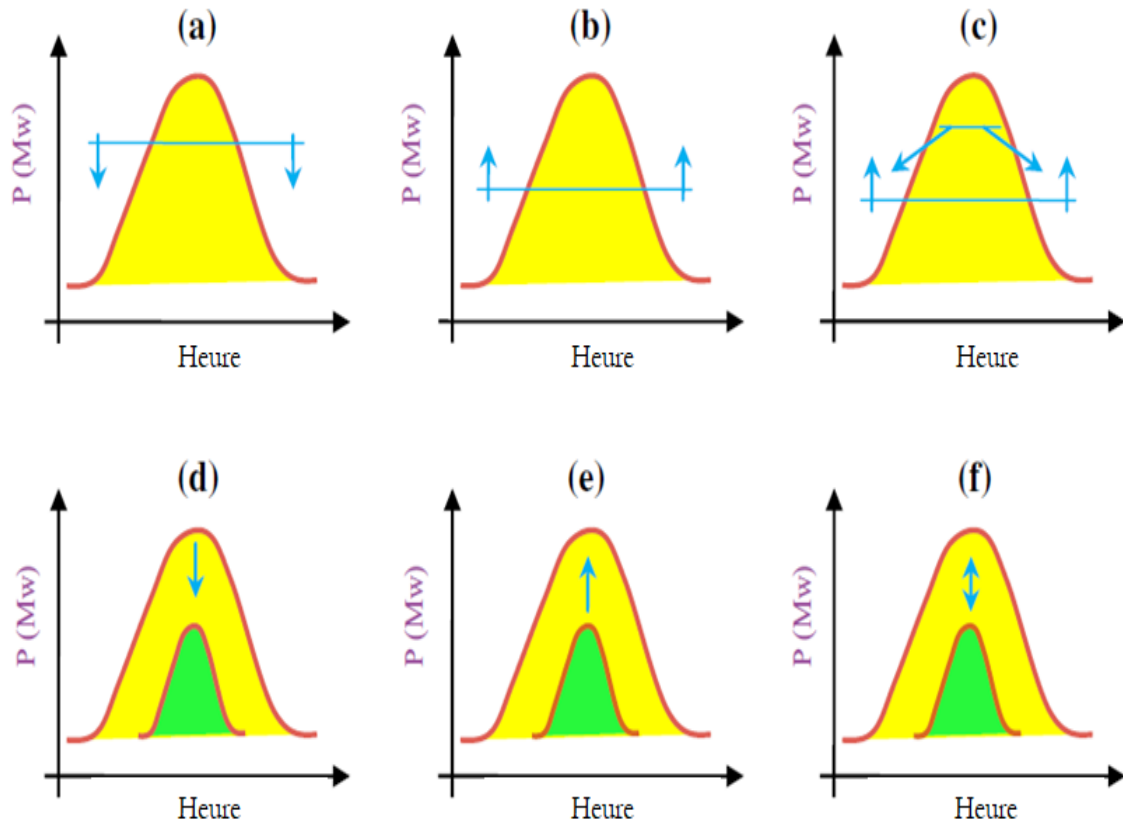


Figure I.23. Les stratégies de la gestion de la charge.

1.7.2. Modélisation des stratégies de DSM

Dans cette section nous avons présentée la formulation mathématique des techniques DSM en tant que problème d'optimisation. Les contraintes correspondantes pour chaque stratégie sont aussi présenter. Deux fonctions objectives sont proposées, soit pour maximiser le facteur de charge du système pour le service public, soit pour minimiser le coût total de la facture d'électricité pour le client. L'objectif de ces fonctions est d'améliorer les courbes de charge et la qualité de l'énergie.

Bien qu'il existe deux types de fonction objective pour les cinq techniques DSM, les contraintes imposées au type de demande à différents intervalles de temps varient d'une technique à l'autre et dépendent également des particularités de la charge et du système électrique.

Les fonctions objectives sont définies comme suit:

- Minimisation de la facture d'électricité de l'utilisateur final.

$$\text{Min (Coût)} = \left[\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \times t(j) \times Ce_{(i,j)} \right] + \left[\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \times cd(i,j) \right] \quad (I.1)$$

- Maximisation du facteur de charge du système global.

$$\text{Max (LF)} = \left[\left[\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \times t(j) \right] / \sum_{j=1}^J t(j) \right] / \sum_{i=1}^M P_{(i,K)} \quad (I.2)$$

Où;

$$\text{Max (LF)} = \left[\left[\sum_{j=1}^J P_{TO(j)} \times t(j) \right] / \sum_{j=1}^J t(j) \right] / P_{TO(K)} \quad (I.3)$$

Le facteur de charge est défini comme le rapport entre la quantité d'électricité utilisée par un consommateur pendant une période donnée et la quantité qui aurait été utilisée si la consommation était restée au niveau de demande le plus élevé du consommateur pendant toute cette période. Il s'agit également du rapport entre la charge moyenne et la charge de pointe pendant un intervalle de temps donné.

Où;

L.F est le facteur de charge du système;

$P_{(i,j)}$ est la demande du type de charge i à l'intervalle de temps numéro j ;

N est le nombre total de types de demande de charge;

J est le nombre total d'intervalles de temps;

$P_{TO(j)}$ est la demande totale pour tous les types de charges de $j=1$ à $j=J$ sur l'intervalle de temps numéro j ;

k est le nombre d'intervalles de temps où se produit la demande maximale pour tous les types de charge de $i=1, N$ sur toute la durée de $j=1$ à $j=J$;

Coût est le coût total de la demande électrique et de la consommation d'énergie;

$Ce_{(i,j)}$ est le coût de l'énergie pour le type de charge i à l'intervalle de temps j ;

$cd_{(i,j)}$ est le coût de la demande pour le type de charge i à l'intervalle de temps j .

Dans ce qui suit, les différentes techniques DSM, y compris la fonction d'objectif et les contraintes correspondantes, sont présentées comme un problème d'optimisation. La description de la méthode et l'effet sur la forme de la charge ainsi que les moyens de mise en œuvre sont également donnés.

1.7.2.1. Remplissage de la vallée

Le programme implique la construction de charges en dehors des heures de pointe. C'est souvent le cas lorsqu'il y a capacité sous-utilisée qui peut fonctionner avec des combustibles à faible coût. L'effet net est une augmentation de la consommation totale d'énergie, alors que la demande de pointe reste fixe (Figure I.24). En conséquence, le facteur de charge sera amélioré. L'objectif peut être atteint par la création de nouvelles charges électriques en dehors des heures de pointe, comme la recharge de voitures électriques et l'énergie thermique.

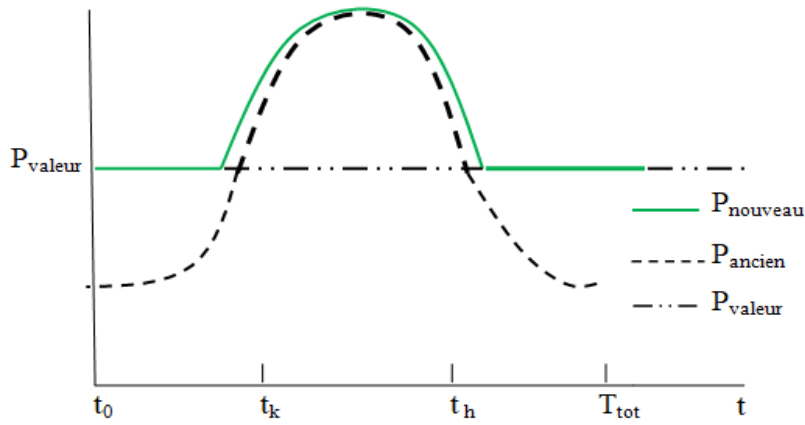


Figure I.24. Représentation de la technique de remplissage de la vallée.

La fonction objective de cette stratégie est formulée pour maximiser le facteur de charge du système comme dans l'équation (I.1) précédente sous réserve de la contrainte d'égalité suivante.

$$P_{nouveau}(i, j) = P_{ancien}(i, j) \forall t_k \rightarrow t_h \quad (I.4)$$

Avec les contraintes d'inégalité suivante de:

$$\begin{aligned} P_{nouveau}(i, j) &\geq P_{ancien}(i, j) \forall t_0 \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_{tot} \\ P_{nouveau}(i, j) &\leq P(valeur) \forall t_0 \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_{tot} \end{aligned} \quad (I.5)$$

Où;

$P_{nouveau}(i, j)$ est la demande du type de charge i à l'intervalle de temps j après l'application de la technique DSM.

$P_{ancien}(i, j)$ est la demande du type de charge i à l'intervalle de temps j avant l'application de la technique DSM.

P_{valeur} est une valeur limite extrême donnée par le planificateur pour la demande de charge après l'application du programme DSM.

k est l'intervalle de temps auquel la demande totale de tous les types de charge $P_{T_o}(k)$ est maximale.

1.7.2.2. Déplacement de la charge

Il s'agit du déplacement des charges des périodes de pointe vers les périodes creuses (Figure I.25). L'effet net de cette stratégie est une diminution de la demande de pointe, sans aucun changement dans la consommation totale d'énergie. Cela améliore effectivement le facteur de charge du système et réduit le coût de la facture d'électricité. Le moyen de mise en œuvre peut être réalisé par des tarifs de temps des tarifs d'utilisation et/ou l'utilisation de dispositifs de stockage qui décalent le moment de fonctionnement des appareils électriques conventionnels.

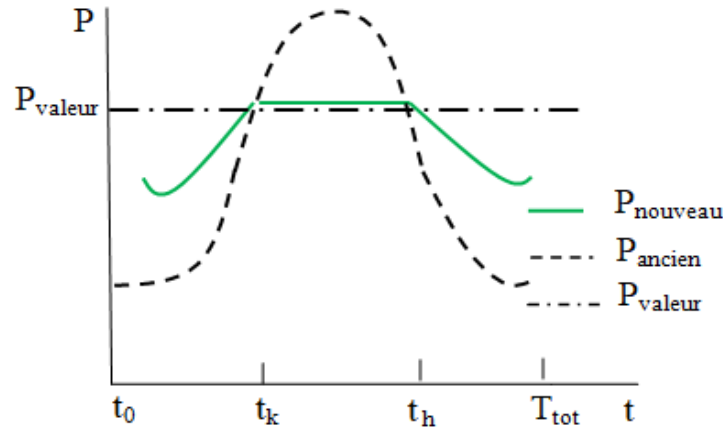


Figure I.25. Stratégie de déplacement de la charge.

La fonction objectif est formulée soit pour maximiser le facteur de charge du système, soit pour minimiser la facture d'électricité de l'utilisateur final, comme dans les équations (I.1) et (I.2) respectivement sous réserve de contrainte d'égalité (équation I.6):

$$\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{\text{nouveau}}(i, j) \times t(j) = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{\text{ancien}}(i, j) \times t(j) \quad (I.6)$$

L'énergie avant et après l'application de la technique de transfert de charge est égale à :

$$P_{\text{nouveau}}(i, j) = P_{\text{valeur}} \quad \forall t_k \rightarrow t_h \quad (I.7)$$

Et les contraintes d'inégalité de:

$$P_{\text{nouveau}}(i) \geq P_{\text{ancien}}(i) \quad \forall t_0 \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_{\text{tot}} \quad (I.8)$$

Et;

$$P_{\text{nouveau}}(i) \leq P_{\text{valeur}} \quad \forall t_0 \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_{\text{tot}} \quad (I.9)$$

$P_{\text{nouveau}}(i)$ est la demande du type de charge i après l'application de la technique DSM.

$P_{\text{ancien}}(i)$ est la demande du type de charge i avant l'application de la technique DSM.

1.7.2.3. Écrêtage de pointe

Le programme de l'écrêtage des pointes consiste à réduire les charges des services publics pendant les périodes de demande de pointe (Figure I.26). L'effet net est une réduction à la fois de la demande de point et de la consommation totale d'énergie. Par conséquent, le facteur de charge du système est amélioré, également, la facture d'électricité du client est réduite.

La mise en œuvre est réalisée par le contrôle direct du service public sur les appareils des clients ou les équipements d'utilisation finale peut être effectué pour réduire les périodes de demande de pointe.

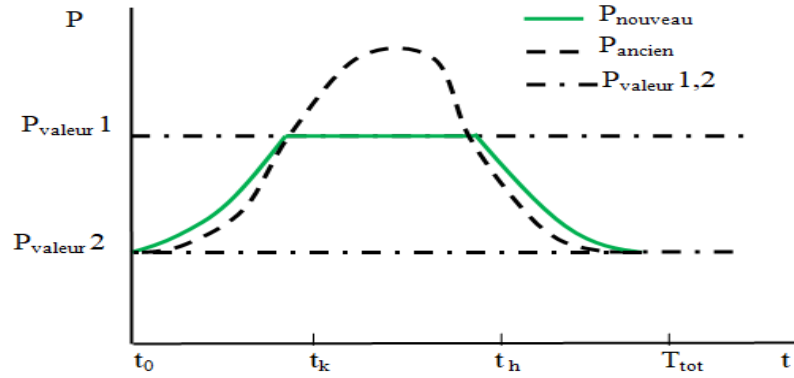


Figure I.26. Schéma d'écrêtage de pointe.

La fonction objective pour cette stratégie est formulée de manière à maximiser le facteur de charge du système.

Sous réserve de contrainte d'égalité:

$$P_{\text{nouveau}}(i) = P_{\text{ancien}}(i) \forall t_0 \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_{\text{tot}} \quad (\text{I.10})$$

Et les contraintes d'inégalité:

$$\begin{aligned} P_{\text{nouveau}}(i, j) &\leq P_{\text{valeur}}^1, \forall \in \{t_k, t_h\}, \\ P_{\text{nouveau}}(i, j) &\geq P_{\text{valeur}}^2, \forall \in \{t_k, t_h\}, \\ P_{\text{valeur}}^2 &\leq P_{\text{valeur}}^1 \end{aligned} \quad (\text{I.11})$$

Où;

$P_{\text{valeur}}^1, P_{\text{valeur}}^2$ sont des valeurs limites données par le planificateur, qui dépendent de la nature de charge et de l'activité de l'utilisateur, pour la demande de charge après application du programme DSM.

1.7.2.4. Conservation de l'énergie

La demande de pointe et la consommation totale d'énergie des utilisateurs finaux sont réduites par l'application de cette stratégie qui est l'un des techniques les plus efficaces (Figure I.27). La mise en œuvre est réalisée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils et la promotion des dispositifs d'économie d'énergie.

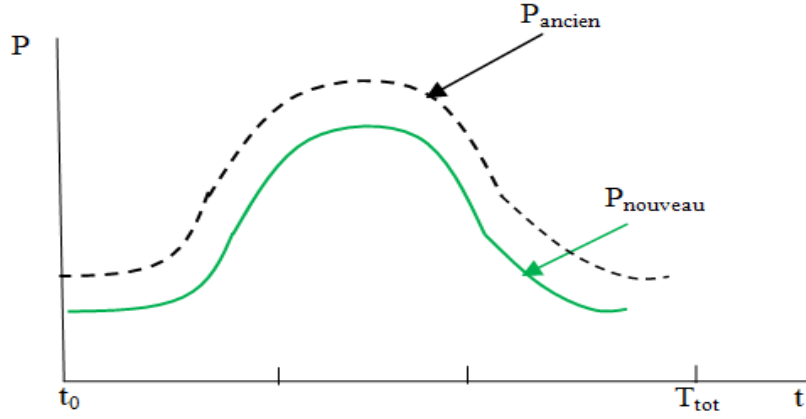


Figure I.27. Technique de conservation de l'énergie.

La fonction objective de cette stratégie est formulée de manière à minimiser le coût de la facture d'électricité du client sous réserve de contrainte d'inégalité:

$$P_{\text{nouveau}}(i, j) \leq P_{\text{ancien}}(i, j), \forall t \in \{t_0, T_{\text{tot}}\} \quad (\text{I.13})$$

1.7.2.5. Croissance de la charge

Comme il est montré dans la Figure I.28, l'effet net de cette stratégie est une augmentation de la demande de pointe et de la consommation totale d'énergie. Les véhicules électriques, le chauffage, et l'électrification peuvent également être des moyens efficaces pour l'augmentation des charges.

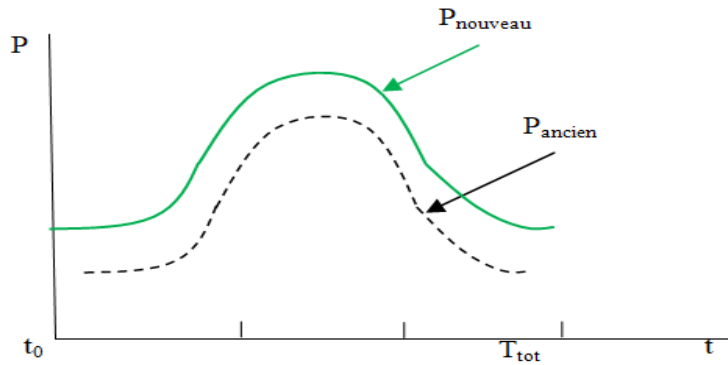


Figure I.28. La stratégie de croissance de la charge.

La fonction objective est formulée de manière à minimiser les factures d'électricité des clients sous réserve des contraintes d'inégalité:

$$P_{\text{nouveau}}(i, j) \leq P_{\text{ancien}}(i, j), \forall t \in \{t_0, T_{\text{tot}}\} \quad (I.14)$$

Où;

$P_{\text{nouveau}}(i, j)$ est la demande du type de charge i à l'intervalle de temps j après l'application de la technique DSM.

$P_{\text{ancien}}(i, j)$ est la demande du type de charge i à l'intervalle de temps j avant l'application de la technique DSM.

1.7.2.6. Forme de la charge flexible

La stratégie de forme de charge flexible est celle qui permet d'obtenir un réseau véritablement intégré en facilitant le contrôle et la réponse dynamiques à la fois à la charge du consommateur et à l'utilisation de la production et du stockage distribués. Dans ce cas, la forme de la charge flexible comprend les deux techniques: la stratégie de croissance de la charge et la conservation de l'énergie. Si la demande est augmentée, nous sommes dans le scénario de croissance de la charge et si la quantité de demande est diminuée, nous sommes dans le scénario d'économie d'énergie.

Chaque programme de DSM est évalué quant à sa viabilité du point de vue de la société, de la compagnie d'électricité, du consommateur et, dans certains cas spécifiques, du contractant (s'il est utilisé dans le programme). En utilisant les estimations des coûts et des avantages annuels pour chaque partie intéressée, le taux de rendement interne et la valeur actuelle nette peuvent être calculés. Ces mesures permettent de comparer un programme DSM à des options d'approvisionnement en énergie et à d'autres options d'investissement. Le coût de l'énergie économisée (kWh) et la réduction de la demande de pointe (kW) sont des mesures utiles pour la comparaison des résultats avec et sans application du DSM [69].

Les avantages techniques et économiques de chaque stratégie de DSM sont évalués à l'aide de deux indices de base. Il s'agit de:

- L'indice de qualité de la gestion du côté de la demande (DSMQI);
- L'indice d'appréciation de la gestion du côté de la demande (DSMAI).

Ces indices aideront les parties prenantes, telles que les ingénieurs, les économistes, le personnel de gestion et les consommateurs, à apprécier la raison pour laquelle une technique particulière de la gestion de la charge est utilisée.

- **Indice de qualité de la gestion de la demande (DSMQI)**

Il s'agit d'un indice qui quantifie les avantages techniques liés à un programme particulier de DSM, il est calculé mathématiquement [70].

$$DSMQI = \frac{kVA_{sansDSM}}{kVA_{avecDSM}} \quad (I.15)$$

Il est souhaité que le $DSMQI > 1$; plus le ratio est élevé, plus les avantages du programme de gestion de la charge sont importants.

Où;

$kVA_{sansDSM}$ et $kVA_{avecDSM}$ sont le kVA avec et sans DSM, respectivement.

- **Indice d'appréciation de la gestion de la demande (DSMAI)**

Il s'agit d'un indice qui met en évidence le gain économique des programmes DSM. Le DSMAI est défini de la manière suivante.

$$DSMAI = \frac{CkWh_{sansDSM}}{CkWh_{avecDSM}} \quad (I.16)$$

$CkWh_{avecDSM}$ et $CkWh_{sansDSM}$ sont le coût du kWh avec et sans DSM, respectivement.

En outre, il y a la technique de réponse à la demande DR proche de la DSM, qui est un concept multidimensionnel avec une grande variété de définitions. Certaines sont plus explicites, et d'autres moins. Il est assez difficile de comparer et d'évaluer ces définitions. Le DR couvre évidemment un certain nombre de relations ou de liens entre le consommateur et le fournisseur, y compris des relations techniques, économiques et juridiques.

D'un point de vue technique, la RD est essentiellement un moyen d'assurer, ou d'aider à maintenir, la stabilité du système et le fonctionnement optimal des unités de production d'énergie. La perspective technique comprend également un ensemble d'outils (passifs et actifs) pour réduire la demande de charge pendant les périodes de pointe et les événements d'urgence.

Le point de vue économique s'intéresse à la réaction du consommateur aux conditions et signaux du marché, c'est-à-dire à l'augmentation ou à la diminution du prix en temps réel, au lien plus étroit entre les prix de gros et de détail de l'énergie. En plus, une série d'outils économiques tels que diverses structures de tarifs, des récompenses et compensations, et d'autres outils promotionnels peuvent être mentionnés.

Les paramètres/conditions techniques et économiques de la fourniture d'énergie sont définis dans un contrat (accord ou acceptation d'un tarif) entre le fournisseur et le consommateur. L'inclusion de mesures de DR dans cet accord en ferait une partie des obligations légales.

Le concept DR est aujourd'hui utilisé par divers agents sur les marchés de l'énergie avec différentes interprétations. Dans certains cas, le concept est utilisé comme un "parapluie" pour couvrir une multitude d'actions, et dans d'autres cas, il définit simplement une action spécifique de contrôle de la charge. Certaines des définitions les plus courantes sont énumérées ci-dessous:

La définition de l'agence internationale de l'énergie AIE est comme suit [71]:

"La réponse à la demande fait référence à un ensemble de stratégies qui peuvent être utilisées sur les marchés concurrentiels de l'électricité pour accroître la participation du côté de la demande, ou des clients finaux, à la fixation des prix et à la compensation du marché".

Laurita [72]:

"La réponse à la demande est:

- Les clients qui réduisent leur consommation d'électricité en réponse à des prix de gros élevés de l'électricité ou à des événements liés à la fiabilité du système;
- Les clients sont payés pour leur performance en fonction des prix du marché de gros.

La définition de centre de recherche sur la réponse à la demande (Demand Response Research Center) est donnée comme suit [73]:

"La réponse à la demande (DR) est une action visant à réduire la charge lorsque:

- Des contingences se produisent qui menacent l'équilibre entre l'offre et la demande;
- Les conditions du marché augmentent les coûts d'approvisionnement".

Harrington [74]:

" À son niveau le plus général, la réponse à la demande est la capacité de la demande (d'électricité) à répondre aux variations des prix du marché en temps "marchand" ou "réel". Elle peut être obtenue par une réduction de la demande, déplaçant la charge vers une période moins coûteuse, ou en substituant une autre ressource à l'électricité livrée (ex. le gaz ou l'autoproduction)."

La réponse à la demande est défini aussi par le comité de coordination de la réponse à la demande (Demand Response Coordinating Committee (DRCC)) [75] comme:

"La fourniture d'électricité aux clients sur les marchés de détail et de gros un choix par lequel ils peuvent répondre à des prix dynamiques ou basés sur le temps ou à d'autres types d'incitations en réduisant et/ou en déplaçant l'utilisation, en particulier pendant les périodes de pointe, de sorte que ces modifications de la demande puissent répondre à des questions telles que la tarification, la fiabilité, l'intervention d'urgence et la planification, l'exploitation et le report des infrastructures."

Kiliccote [76]:

"Il existe deux types de programmes de réponse à la demande: les programmes sensibles au prix et les programmes sensibles à la fiabilité. Bien qu'il existe différentes conceptions de programmes sensibles au prix à l'échelle nationale, l'objectif de ces programmes est de modifier les habitudes de consommation d'électricité des participants en fonction de la fluctuation des prix du marché, en supposant que les utilisateurs finaux consommeront de l'énergie lorsque le prix est peu élevé et trouveront des moyens de réduire leur consommation lorsqu'il est élevé."

La gestion de la charge et la réponse à la demande RD sont des activités qui influent sur la consommation d'électricité des clients. Les termes DSM et RD ont des significations relativement proches, mais sont utilisés pour désigner des philosophies différentes. Malgré certaines similitudes entre les deux termes, l'objectif du RD est de modifier la consommation d'électricité des utilisateurs finaux (c.-à-d. la courbe de charge), généralement entre 1 et 4 heures, en réponse à un signal externe (ex., prix, incitatif, etc.) reçu du fournisseur de services ou du service public. D'autre part, la DSM se concentre en général sur l'amélioration de l'efficacité de la consommation d'électricité, dans le domaine du client [77].

Ces techniques de DSM sont généralement associées à des mécanismes financiers (incitations) destinés à encourager la participation des clients. À cet égard, deux principaux types de mécanismes de gestion de la consommation sont largement étudiés dans la littérature: les programmes basés sur les incitations (IBP) et les programmes basés sur les prix (PBP) [78]. Les programmes IBP et PBP sont subdivisés selon les critères suivants la Commission fédérale de régulation de l'énergie (Federal Energy Regulatory Commission (FERC)) [79].

Les IBP sont classées en six catégories en fonction de leur mode de fonctionnement:

- Le contrôle direct de la charge (DLC);
- Interruptible/courbable (I/C);
- Appel d'offres à la demande (Demand Bidding DB);
- DR d'urgence (emergency DR);
- Marché de la capacité (CM);
- Marché de services auxiliaires (AS).

Dans le cas de l'IBP, les participants reçoivent une incitation financière s'ils modifient leur consommation selon des spécifications définies dans un contrat. Le DLC et I/C sont les types les plus couramment utilisés, notamment pour les applications industrielles et commerciales.

Dans le cas du DLC, le service public dispose d'un accès à distance au réseau local d'habitation (home area network HAN) pour contrôler directement certaines charges domestiques. Par contre, dans le cas de l'I/C, le service public n'offre des remises aux clients que pour un montant spécifique de réduction d'électricité.

Dans le système DB, les consommateurs font une offre de réduction de la charge à un prix donné, et si leur offre est acceptée, ils réduisent leur consommation, sinon ils sont pénalisés. Dans le cas de l'EDR, des incitations financières sont proposées lorsque la fiabilité du système est en danger. Dans le cas du CM, une réduction de la charge est s'engage avant l'apparition des conditions critiques.

Enfin, le cas de l'AS est comme dans le cas du DB, les consommateurs proposent un montant de réduction de la charge sur le marché des services auxiliaires. Si leur offre est acceptée, ils effectuent la réduction et reçoivent le prix du marché comme compensation [80,81]. Cependant, la participation directe aux marchés n'est pas toujours possible en raison des exigences minimales de la capacité.

Deuxièmement, dans le cas du PBP, le service public affecte indirectement la consommation d'électricité des consommateurs à l'aide de mécanismes de tarification variables dans le temps, généralement dans le but de réduire le pic à la moyenne de la demande d'électricité (peak-to-average ratio PAR). En d'autres termes, les mécanismes de tarification variable dans le temps sont conçus pour modifier le comportement du client, affectant ainsi le modèle de consommation. Par exemple, un prix plus élevé incite les clients à réduire leur consommation, ce qui leur permet de modifier la quantité et le moment de leur consommation d'énergie électrique en fonction de leurs besoins et préférences. Divers mécanismes de tarification, tels que la tarification en fonction de l'heure d'utilisation (TOU), la tarification en temps réel (RTP) et la tarification en cas de pic critique (CPP) sont utilisés par les services publics pour encourager les clients à participer activement à la PBP [82].

- La tarification en fonction de l'heure de consommation TOU est un mécanisme de tarification dans lequel des taux différents sont utilisés en fonction de l'heure de la journée. Plusieurs blocs d'heures au cours de la journée sont définis comme des périodes d'heures creuses, de charge moyenne et d'heures pleines. Le tarif TOU est conçu pour être plus élevé pendant les périodes de pointe, et plus bas pendant les périodes creuses. Par exemple, la province de l'Ontario au Canada utilise la tarification en fonction de l'heure de consommation avec des périodes d'heures creuses, d'heures moyennes et d'heures pleines [83].
- Le RTP a des tarifs dynamiques qui changent pour chaque heure de la journée. Les prévisions de ces tarifs sont communiquées aux utilisateurs finaux par la compagnie d'électricité un jour ou une heure à l'avance [84]. Le RTP est plus fluctuant que le TOU et reflète mieux l'équilibre en temps réel entre la production et la demande. Cependant, il peut également être plus difficile pour les

utilisateurs finaux de programmer leur consommation en raison des fréquentes fluctuations tarifaires.

- Le CPP est un mécanisme de tarification qui est parfois utilisé en plus du TOU afin de présenter des frais plus élevés à l'utilisateur final pendant les périodes où les conditions d'exploitation sont critiques, comme lors de contingences et n'est donc utilisé que quelques fois par an. Par exemple, en Californie, la SDGE utilise un programme CPP [85].

Les programmes de DR sont donc un concept clé non seulement pour réduire la facture d'électricité, mais aussi pour diminuer les émissions de CO₂ grâce à la réduction du besoin de centrales électriques de pointe polluantes. Par conséquent, la réduction de la consommation présente des avantages à la fois pour les clients et pour les services publics. Du côté des clients, les utilisateurs finaux d'énergie peuvent modifier leurs habitudes de consommation de manière à réduire leurs dépenses d'électricité.

Du côté des services publics, les programmes de DR peuvent réduire le stress de l'exploitation sur les équipements du réseau, diminuer le risque d'interruption de service, assurer une utilisation efficace des sources d'énergie renouvelables, sécuriser le réseau, assurer la fiabilité et la stabilité du réseau [86]. En même temps, le DR profite à la société dans son ensemble, car il contribue à réduire les pics de prix du marché ainsi que les émissions de gaz à effet de serre nocifs provenant des centrales électriques à combustible fossile. La Figure I.29 montre les programmes de la réponse à la demande.

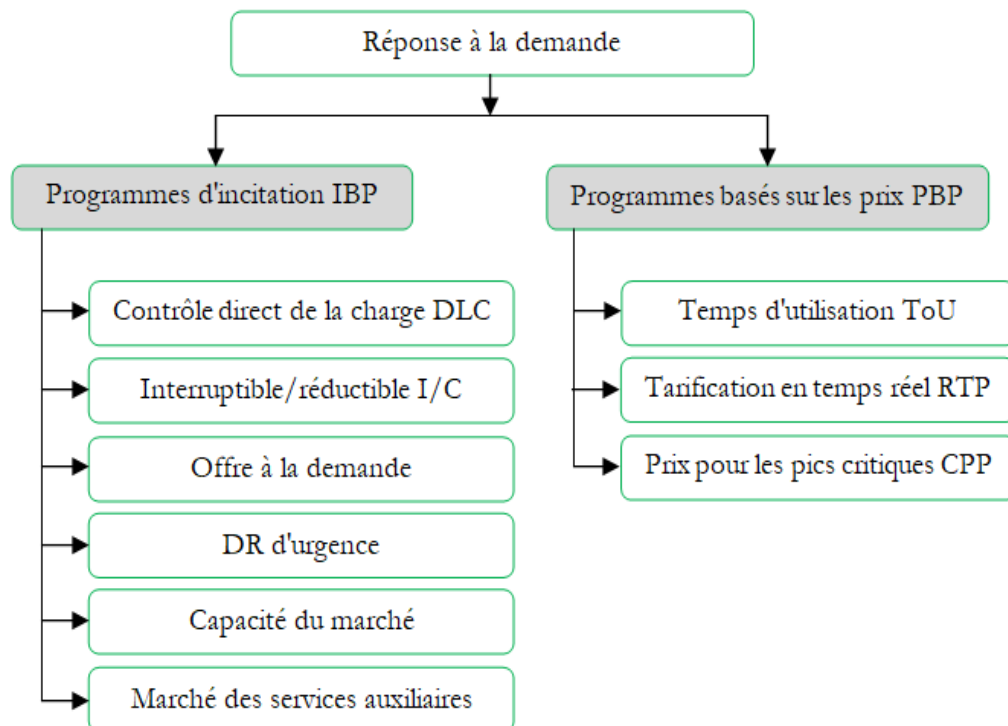


Figure I.29. Programmes de réponse à la demande [87].

1.7.3. Avantage de concept de la gestion de la charge

La gestion de la charge et la réponse à la demande exigent un certain "sacrifice" du confort et de la liberté des consommateurs. L'objectif fondamental de l'analyse coûts-avantages des programmes de DSM est de pouvoir sélectionner l'option la plus efficace et la plus durable parmi tous les stratégies disponibles, sur la base de leur potentiel technique et leur faisabilité. Si les objectifs économiques et techniques sont généralement considérés comme prioritaires, la DSM et la RD peuvent également améliorer les paramètres sociaux et environnementaux du fonctionnement du marché. Les avantages de l'application de ces programmes sont partagés à la fois par les clients et les services publics à savoir l'augmentation de l'efficacité économique globale, l'atténuation du pouvoir de marché, l'amélioration de la fiabilité du système, la réduction des prix moyens de l'énergie, l'impact environnemental, en plus c'est un service aux consommateurs.

Les principaux avantages sont résumés dans les points suivants [66,88-93]:

- Lorsque les clients modifient leur comportement en matière de consommation d'électricité et réduisent ou déplacent leur consommation et leurs coûts en période de pointe vers les périodes creuses, il en résulte une utilisation plus efficace du système électrique.
- Les programmes de DR contribuent à la réduction du pouvoir de marché des fournisseurs d'énergie traditionnels et nouveaux, en particulier lorsque l'offre et/ou les approvisionnements limités et/ou des contraintes de transmission qui pourraient conduire à un pouvoir de marché.
- Dans des conditions d'urgence, la DR améliore la fiabilité du système électrique.
- Réduction de la volatilité des prix (gestion des risques). Les prix sur les marchés de gros de l'électricité varient de jour en jour et d'heure en heure. Par conséquent, le DR réduit le risque des fournisseurs et des consommateurs fournisseurs et des consommateurs sur le marché.
- La mise en œuvre du DR peut réduire les coûts de production, de transport et de distribution et aider à réduire les prix du marché de gros.
- Le DR aide les consommateurs à mieux comprendre et gérer leur consommation d'électricité.
- Les avantages directs d'un programme de DSM sont le nombre de kWh économisés par an et la réduction de la demande de pointe. La valeur de ces économies pour un consommateur dépend du tarif (prix de l'électricité).
- La réponse à la demande peut contribuer à réduire les coûts de production d'électricité à travers la réduction et/ou le retardement du développement de nouvelles centrales électriques et en permettant une utilisation plus efficace de la capacité de production existante.
- Les avantages éventuels, y compris les économies de maintenance et de main-d'œuvre associées à la technologie efficace, ont une valeur pour la compagnie d'électricité qui dépend du coût

marginal "évitée" ou à long terme d'une nouvelle fourniture d'énergie (par exemple, une centrale électrique et/ou une ligne de transmission).

- Le coût évité est le coût de l'énergie pour le prochain kW de capacité ajouté au système, qui varie selon que les économies sont réalisées pendant les heures de pointe ou pendant les heures creuses, et selon que la capacité excédentaire est disponible à ce moment-là. Par conséquent, toutes les parties prenantes sont gagnantes si ces coûts énergétiques évités augmentent en termes réels au fil du temps.

En ce qui concerne les effets socio-économiques et environnementaux, le concept DSM contribue indirectement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), et offre donc des avantages économiques et environnementaux indirects. Par exemple, des emplois sont créés dans le secteur des services énergétiques et les économies réalisées par les consommateurs sont réinvesties dans d'autres biens et/ou services. Les impacts environnementaux indirects peuvent inclure les avantages d'une élimination accélérée des chlorofluorocarbones (CFC) des climatiseurs ou la création d'une installation d'élimination des lampes fluorescentes utilisées.

1.7.4. Obstacles et défis de la DSM

L'utilisation inefficace de l'électricité donne lieu à un potentiel élevé de DSM en Algérie. Par conséquent, il existe un certain nombre d'obstacles qui empêchent la mise en œuvre de programmes de la gestion de la charge, et donc la réalisation effective du potentiel de DSM [66,70,89].

En Algérie, la pénétration des programmes de gestion de la charge dans le marché est freinée par plusieurs obstacles qui sont influencés par le prix, le financement, la structure du marché, la fourniture d'informations et les facteurs sociaux, culturels et comportementaux. Par conséquent, ces obstacles et défis doivent être identifiés et surmontés.

- L'absence de normes de performance énergétique élevées et les lacunes dans leur application.
- Manque de continuité dans les programmes institutionnels d'incitation à l'efficacité énergétique.
- Faible sensibilisation à l'efficacité énergétique et aux programmes de la gestion de la charge.
- Comme les appareils et les commandes à haut rendement énergétique sont plus chers que les appareils standards, les consommateurs ne montrent pas d'intérêt à les acheter.
- Manque de communication et de confiance entre les services publics et les consommateurs.
- Absence d'incitations fiscales pour les investissements dans la DSM.
- Imposition de taxes et de droits de douane sur les produits manufacturés importés, y compris les équipements à haut rendement énergétique.
- Le manque d'audits énergétiques, qui empêche les compagnies de recueillir des informations fiables sur leurs opérations actuelles.

I.8. Conclusion

La demande croissante d'énergie électrique en Algérie a créé des défis pour ajouter une capacité installée et élargir l'infrastructure de transmission et de distribution existante.

La capacité de production d'énergie électrique a augmenté régulièrement au fil des ans, mais elle reste inférieure à la demande croissante d'énergie électrique. Cela offre de grandes possibilités de la mise en œuvre d'activités de gestion de la consommation. En outre, l'utilisation et la consommation relativement peu efficaces de l'électricité par les consommateurs offrent une marge importante pour que la DSM contribue à accroître l'efficacité de l'investissement dans le système.

En plus, la DSM joue un rôle important dans la réalisation des objectifs d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie et constitue donc un élément crucial dans la quête d'un avenir énergétique durable pour l'Algérie. Le secteur du DSM dans le pays est encore à ses débuts et présente un fort potentiel d'économies d'énergie pour différentes catégories de consommateurs, seul des mesures d'efficacité énergétique et de maîtrise d'énergie sont lancées par le service public pour le moment. Une partie très importante de l'activité DSM est la formulation d'un plan d'action pour la mise en œuvre d'un programme DSM qui nécessite du temps et des ressources.

En termes de consommation, l'éclairage est l'un des besoins énergétiques les plus primaires. L'éclairage dans la plupart des pays en développement est encore basé sur les combustibles fossiles et caractérisé par une faible efficacité énergétique. En Algérie, un total de 80% de la consommation énergétique dans chaque commune revient à l'éclairage public. Par conséquent, il existe un grand potentiel d'économies d'énergie dans ce secteur qui peut être réalisé par l'utilisation de la DSM et l'intégration des énergies renouvelables afin de choisir un éclairage moins coûteux et durable, ce qui fait l'objet du prochain chapitre.

Références du chapitre

- [1] Lakhdar H.M., Rime B., Bruno C., Massive integration of renewable energies in the Algerian electricity system: Integration factors and evaluation methodology, Alger. Large Electr. Netw. Conf., 2019, pp. 1-6.
- [2] Harrouz A., Abbes M., Colak I., & Kayisli K., Smart grid and renewable energy in Algeria, 2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), doi:10.1109/icrera.2017.8191237, 2017, pp. 1166-1171.
- [3] Stambouli A.B., Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, vol. 15, pp. 1169-81.
- [4] Bélaïd F., Youssef M., Environmental degradation, renewable and non-renewable electricity consumption, and economic growth: Assessing the evidence from Algeria, Energy Policy, 2017, vol. 102, pp. 277-87.
- [5] Bouraiou A., Necaibia A., Boutasseta N., Mekhilef S., Dabou R., Ziane A., Status of renewable energy potential and utilization in Algeria, Journal of Cleaner Production, 2020, vol. 246, 119011.
- [6] Bouznit M., Pablo-Romero M del P., Sánchez-Braza A., Measures to promote renewable energy for electricity generation in Algeria, Sustainability, 2020, vol. 12, 1468.
- [7] Renewables 2020 Global Status Report, REN21 Secretariat, Paris, 2020.
- [8] World Energy Outlook 2019, IEA, Paris, 2019.
- [9] Global warming report, Intergovernmental Panel on Climate Change, 978-92-9169-151-7, 2018, pp. 10-30.
- [10] Gadonneix P., Sambo A., Guobao Z., Kim Y.D., Teyssen J., Lleras J.A.V., World energy issues monitor 2020, World Energy Council, 2020.
- [11] Stambouli A.B., Khiat Z., Flazi S., Kitamura Y., A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, vol. 16, pp. 4445-60.
- [12] Administration USEI, Country Analysis Executive Summary: Iran 2019, pp. 1-9.
- [13] Bilgili M., Bilirgen H., Ozbek A., Ekinci F., Demirdelen T., The role of hydropower installations for sustainable energy development in Turkey and the world, Renewable Energy, 2018, vol. 126, pp.755-64.
- [14] Association IH, others. Hydropower status report 2020. Int Hydropower Assoc London, UK 2020.
- [15] Zimny J., Michalak P., Bielik S., Szczotka K., Directions in development of hydropower in the world, in Europe and Poland in the period 1995-2011, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, vol. 21, pp. 117-30.
- [16] Stat Data Brows IEA, International Energy Agency, 2019.
- [17] Global Renewables Outlook, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020.
- [18] Renewable capacity highlights, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020.
- [19] Khaider K., Mohammed G., Bournissa M., Renewable energy in Algeria reality and perspective, Journal of Information System and Technology Management, 2018, vol. 3, no. 10, pp. 01-19.
- [20] Abed F.M., Al-Douri Y., Al-Shahery G.M.Y., Review on the energy and renewable energy status in Iraq: The outlooks, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, vol. 39, pp. 816-27.
- [21] Lu S.M., A global review of enhanced geothermal system (EGS), Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, vol. 81, pp. 2902-21.

- [22] Wilberforce T., El Hassan Z., Durrant A., Thompson J., Soudan B., Olabi A.G., Overview of ocean power technology, *Energy*, 2019, vol. 175, pp. 165-81.
- [23] Transition Énergétique en Algérie, Commissariat aux Énergies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique CEREFÉ, 2020, [online], <http://www.cerefe.gov.dz/fr/2020/11/29/transition-energetique-en-algerie>, Accès [25.05.2021].
- [24] Renewable Capacity Statistics 2021, International Renewable Energy Agency (IRENA), March 2021, https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2021.pdf?la=en&hash=1E133689564BC40C2392E85026F71A0D7A9C0B91, ISBN: 978-92-9260-342-7.
- [25] National Office of Statistics (ONS), [online], <http://www.ons.dz/IMG/pdf/Demographie2018.pdf>, Accès [20.05.2021].
- [26] Himri Y., Malik A.S., Boudghene Stambouli A., Himri S., Draoui B., Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, pp. 1584-1591.
- [27] GDP Ibrahim Index of African Governance, [online], <http://mo.ibrahim.foundation/news/2018/african-governments-failed-translate-economic-growth-improved-sustainable-economic-opportunity-citizens/>, 2018, Accès [15.04.2021].
- [28] Renewables global status report, 2018.
- [29] Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, Administration USEI. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/Pdf/OverviewPdf> 2013. <https://doi.org/www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
- [30] Bilan Énergétique National, [online], <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=bilan-des-realisations-2>, Accès [21.05.2021].
- [31] Dudley B., others. BP statistical review of world energy 2019. BP Stat Rev London, UK 2019;7:2019.
- [32] SPE (La Société Algérienne de Production de l'Électricité) plan de développement 2018.
- [33] Ministry of Energy, [online], <http://www.energy.gov.dz>, Accès [21.05.2021].
- [34] Énergies Nouvelles, Renouvelables et Maîtrise de l'Énergie, Ministère de l'énergie, 2016, pp. 1-25.
- [35] SONALGAZ, The national balance of electricity and gas 2015, 2015:15.
- [36] Haffaf A., Lakdja F., Meziane R., Ouled Abdeslam D., Study of economic and sustainable energy supply for water irrigation system (WIS), *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2021, vol. 25, 100412.
- [37] Africa Energy Series, Algeria Special Report, 2020.
- [38] Dabou R., Bouchafaa F., Arab A.H., Bouraiou A., Draou M.D., Neçaibia A., Mostefaoui M., Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria, *Energy Conversion and Management*, 2016, vol. 130, pp. 200-206.
- [39] Himri Y., Merzouk M., Merzouk N.K., Himri S., Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria, *Sustain Energy Technol Assessments*, 2020, vol. 38, 100643.
- [40] Abdeslame D., Kasbadji Merzouk N., Mekhtoub S., Abbas M., Dehmas M., Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus, *Renewable Energy*, 2017, vol. 103, pp. 630-640.
- [41] Daaou Nedjari H., Haddouche S.K., Balehouane A., Guerri O., Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives, *Energy*, 2018, vol. 147, pp. 1240-55.

- [42] Zahraoui Y., Basir Khan M.R., AlHamrouni, I., Mekhilef, S., Ahmed M., Current status, scenario, and prospective of renewable energy in Algeria: A Review, *Energies*, 2021, vol. 14, 2354.
- [43] World Small Hydropower Development Report 2016. United Nations Ind Dev Organ Vienna, Int Cent Small Hydro Power, Hangzhou, 2016.
- [44] Hydropower status report 2019, International Hydropower Association, 2019.
- [45] Ministère de l'énergie, *Energie 2020*, [online], <https://www.energy.gov.dz/>, Accès [19.05.2021].
- [46] Saïbi H., Geothermal resources in Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, pp. 2544-52.
- [47] Ouali A.A., Issaadi A., Maizi D., Ayadi A., Bouhdjar A., Geothermal potential in the Ouarsenis-Biban-Kabylie (North Central Algeria): hot spring catalogue, *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, vol. 12, 741.
- [48] Akbi A., Saber M., Aziza M., Yassaa N., An overview of sustainable bioenergy potential in Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 72, pp. 240-245.
- [49] Ministère de l'énergie, synthèse du bilan des réalisations 2020 du secteur de l'énergie données préliminaire, 2021, <https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/synthesebilanprovisaires202060067c45dff77.pdf>, Accès [19.05.2021].
- [50] Agence Internationale de l'Energie, [online], <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>, Accès [19.05.2021].
- [51] Sonelgaz report, [online], <http://www.fce.dz/wpcontent/uploads/2018/01/sonelgaz-acteur-et-partenaire-majeur-de-la-transitionenergetique.pdf>, Accès [19.05.2021].
- [52] Torriti J., Hassan M.G., Leach M., Demand response experience in Europe: policies, programmers and implementation *Energy*, 2010, vol. 35, no. 4, pp. 1575-1583.
- [53] Barrett M., A renewable electricity system for the UK – a response to the 2006 energy review, University College London (UCL), 2006.
- [54] Galarraga I., González-Eguino M., Markandya A., *Handbook of sustainable energy* Edward Elgar Publishing Limited, 2011, pp. 5.
- [55] Deane J.P., Gallachóir B.P.Ó., McKeogh E.J., Examen technico-économique des centrales hydroélectriques à accumulation par pompage existantes et nouvelles, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, vol. 14, pp. 1293-1302.
- [56] Beaudin M., Le stockage de l'énergie pour atténuer la variabilité des sources d'électricité renouvelables: une revue actualisée, *Énergie pour le développement durable*, 2010, vol. 14, pp. 302-314.
- [57] Evans A., Strezov V., Evans T.J., Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, pp. 4141-4147.
- [58] Darby S., The effectiveness of feedback on energy consumption - a review for DEFRA Environmental Change Institute, University of Oxford, 2006.
- [59] Gellings C.W., The concept of demand-side management for electric utilities, *Proceedings of the IEEE* 1985, 73:10.
- [60] Stromback J., Dromacque C., Yassin M.H., The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison, *Vaasaett*, 2011.
- [61] Gellings C.W., Chamberlin J.H., *Demand-side management: concepts and methods*, 2nd ed.. USA, The Fairmont Press, Inc, 1993.

- [62] Eissa M.M., Demand side management program evaluation based on industrial and commercial field data, *Energy Policy*, 2011, vol. 39, pp. 5961-9.
- [63] Albadi and El-Saadany., A summary of demand response in electricity markets, *Electric Power Systems Research*, 2008, vol. 78, pp. 1989-96.
- [64] Warren P., A review of demand-side management policy in the UK, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 29, pp. 941-951.
- [65] Haffaf A., Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Photovoltaic customer generation as a concept of demand side management, *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 2018, vol. 67, no. 1, pp. 13-20.
- [66] Juozas A., Demand side activities for electric load reduction, Doctoral Thesis, Lund University of Sweden, June 2007.
- [67] Haffaf A., Lakdja F., Meziane R., Ould Abdsallem D., Solar energy and LED technologies for street lighting demand side management SLDSM, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020, vol. 96, no. 4, pp. 33-38.
- [68] Haffaf A., Lakdja F., Meziane R., Ould Abdsallem D., Promotion and effective integration of school rooftop PV system based load management activities: A case study, *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 2020, vol. 15, no. 4, pp. 501-511.
- [69] Hussein A.A., Mathematical formulation of the demand side management (DSM) problem and its optimal solution, 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.
- [70] Eze C.U., Agwu D.D., Uzoechi, L.O., A new proposed demand side management technique, *International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies*, 2016, vol. 8, no. 6, pp. 271-281.
- [71] IEA., The power to choose, demand response in liberalised electricity markets, International Energy Agency, ISBN 92-64-10503-4, 2003.
- [72] Laurita, B., What is demand response? Why is it important, Why should I care?, ISO New England, 2005.
- [73] Watson, D., New Developments in demand response, Lecture at Pacific Energy Center, Pacific Gas&Electric Company, San Francisco, May 23, 2005.
- [74] Harrington P., The power to choose-enhancing demand response in liberalised electricity, Metering Europe; Billing Europe; CRM/CIS Europe 1-3, October Paris, 2003.
- [75] Delurey D., Demand response in the U.S, Wedgemere Group, Copenhagen, Denmark May 27, 2005.
- [76] Kiliccote S., Piette M.A., Advanced control technologies and strategies linking demand response and energy efficiency, ICEBO 2005 Conference Paper, LBNL58179, 2005.
- [77] Kostková K., Omelina L., Kyčina P., Jamrich P., An introduction to load management, *Electric Power Systems Research*, 2013, vol. 95, pp. 184-91.
- [78] Setlhaolo D., Xia X., Zhang J., Optimal scheduling of household appliances for demand response, *Electric Power Systems Research*, 2014, vol. 116, pp. 24-8.
- [79] Lee M., Aslam O., Foster B., Kathan D., Kwok J., Medearis L., Assessment of demand response and advanced metering, Federal Energy Regulatory Commission, 2011, <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2010-dr-report.pdf>, Accès [12.01.2021].
- [80] Albadi M.H., El-Saadany E., Demand response in electricity markets: An overview, In: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-5.

- [81] Khajavi P., Abniki H., Arani A., The role of incentive based demand response programs in smart grid, In: Proceedings of the 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), IEEE, 2011, pp. 1-4.
- [82] Hu Z., Kim J.h, Wang J., Byrne J., Review of dynamic pricing programs in the US and Europe: status quo and policy recommendations, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, vol. 42, pp. 743-51.
- [83] Ontario Energy Board, Electricity prices, [online], <https://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates>, Accès [21.05.2021].
- [84] Hammerstrom D., Ambrosio R., Brous J., Carlon T., Chassin D., DeSteele J., Pacific northwest gridwise testbed demonstration projects, Pacific Northwest National Laboratory, 2007, http://sites.energetics.com/MADRI/toolbox/pdfs/pricing/pnnl_2007_pacific_nw_gridwise_olympic_p_eninsula.pdf, Accès [21.05.2021].
- [85] Electricity price, SDGE, 2016, [online], <http://www.sdge.com/business/demand-response/cpp>.
- [86] Yi P., Dong X., Iwayemi A., Zhou C., Li S., Real-time opportunistic scheduling for residential demand response, IEEE Transaction Smart Grid 2013, vol. 4, no. 1, pp. 227-34.
- [87] Celik B., Roche R., Suryanarayanan S., Bouquain D., Miraoui A., Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, vol. 80, pp. 260-275.
- [88] Haffaf A., Lakdja F., Gestion de la charge avec source de production photovoltaïque, Première Conférence Nationale sur l'Electrotechnique et Les Energies Renouvelables (CNEER'18), Saida, Algérie, 13-14 Novembre 2018.
- [89] Harish V.S.K.V., Kumar, A., Demand side management in India: Action plan, policies and regulations. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, vol. 33, pp. 613-624.
- [90] Haffaf A., Lakdja F., Meziane R., Hybrid PV/Battery/Diesel power source sizing and simulation under DSM Strategies, Journal of Electrical and Electronics Engineering, 2020, vol. 13, no. 1, pp. 39-44.
- [91] Haffaf A., Lakdja F., Synthèse générale sur la gestion de la charge dans le réseau électrique intelligent, International Conference on Nanomaterials And Renewable Energies ICNRE 2018, 15-17 October 2018, Skikda, Algeria, 2018.
- [92] Haffaf A., Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Sustainable and cost-effective configuration of street lighting system, Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA), 2020, vol. 68, no. 1, pp. 98-106.
- [93] Haffaf A., Lakdja F., Optimisation de dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes envers la gestion de la charge, 11èmes Journées Scientifiques et Techniques, Innovation et partenariat, dans un contexte mondial de transition énergétique. Oran, du 19-22 Novembre 2017.



Chapitre II

Gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage publique

Chapitre II

Gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage public

II.1. Introduction

Face à la croissance continue de la demande d'énergie électrique, il est nécessaire que les sociétés prennent des mesures pour répondre à cette demande, et ceci par le biais de diverses technologies afin d'améliorer l'impact local et national des pays. De plus, l'infrastructure énergétique doit être développée et s'adapter rapidement à l'augmentation du niveau de vie dans un endroit déterminé. Et l'éclairage public c'est l'une des infrastructures qui doit répondre aux besoins des usagers, à l'expansion et à la croissance c'est l'un des besoins fondamentaux de la société moderne utilisé dans différentes applications et domaines (ex. les routes, les parkings et les rues). Aujourd'hui, la lumière joue un rôle vital dans notre vie et personne ne peut imaginer la vie sans lumière, qui est va au-delà de l'usage mais sert aussi au confort, à la réduction des accidents de la route, à la décoration, pour des raisons commerciales et esthétiques et à la sécurité dans notre vie quotidienne. En terme énergétique, une question importante doit être posée. Est-ce que nous gaspillons notre énergie et notre argent dans le système d'éclairage public existant ici en Algérie ?. La réponse de cette question fera l'objet de ce chapitre.

II.2. Consommation d'éclairage public en Algérie

De nombreux types de lampes peuvent être utilisés pour l'éclairage public, comme les lampes à vapeur de mercure, les lampes HPS, les lampes aux halogénures métalliques ou lampes fluorescentes compactes. D'après l'enquête que nous avons menée, les lampadaires HPS sont le type le plus communément utilisé sur nos routes principales et dans d'autres applications.

Par conséquent, nous devons chercher une bonne technologie de la lumière qui satisfasse nos besoins pour profiter de la vie, mais en même temps, nous voulons que notre lumière satisfasse les besoins en énergie, en économies et en environnement vert [1]. Une bonne lumière est définie comme la lumière qui assure et garantie la satisfaction, la performance, le confort, l'économie, fonctionnalité, le niveau d'éclairage, la distribution et la sécurité. En outre, le système d'éclairage doit être remboursé et couvrir son coût pendant toute sa durée de vie [1,2].

L'éclairage public en Algérie utilise généralement l'énergie électrique classique comme source d'énergie. En plus, l'utilisation de vieilles technologies de lampes HPS développées dans les années 1960 qui contiennent deux puissances 400 watt et 250 watt, a conduit à la consommation d'électricité élevée en raison du nombre croissant de lampes de rues et les espaces publics [3].

Alors, le pays peut avoir une charge plus importante s'ils continuent à utiliser ce type des lampes de sodium haut pression (High pressure sodium HPS) pour l'éclairage public.

En plus, lors de la conférence nationale sur l'efficacité énergétique organisée par l'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) le 12 Mars 2019, le ministre de l'énergie a déclaré que: "l'éclairage public représente 40 % de la consommation nationale du pays, environ 6500 MW sur les 14500 MW consommés". En plus, l'éclairage public consomme une grande partie du budget de chaque commune là où la facture est estimée à 13 milliards de dinars annuellement. Il est donc nécessaire de rationaliser l'utilisation de l'électricité afin de réduire considérablement ce type de consommation [4].

Ainsi, il est nécessaire de lancer le "plan de sensibilisation à l'utilisation des lampes LED, qui est un programme ambitieux pour l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque", et ceci pour l'utilisation rationnelle de l'énergie électrique avec des composants de faible consommation comme un sujet important dans le secteur de l'éclairage public.

II.3. Gestion de l'offre et de la demande dans l'éclairage publique

L'utilisation efficace de l'énergie dans les systèmes d'éclairage des routes comprend l'utilisation de technologies de lampes efficaces, de bons systèmes de contrôle et de conceptions efficaces des appareils et d'autres facteurs liés à l'objectif de l'éclairage efficace des rues à un endroit spécifique. L'étude de faisabilité sur l'utilisation de la technologie LED alimentée par un petit générateur solaire photovoltaïque intégré comme gestion de la demande d'éclairage public est présentée et analysée.

L'objectif est donc de combiner les deux processus d'optimisation, le premier consistant à considérer la stratégie de conservation comme l'une des techniques de gestion de la charge du côté de la demande, et le second à envisager la gestion de l'offre par l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque du côté de la production. Ces deux concepts sont décrits ci-dessous. Les raisons et les objectifs de ce chapitre sont d'attirer l'attention sur l'énorme potentiel de la gestion de la demande dans le secteur de l'éclairage public, l'avantage de l'utilisation de la technologie LED, et d'attirer l'attention sur le potentiel de la production d'énergie solaire dans le pays qui peut être exploitée dans différentes applications allant de quelques kW à une utilisation à grande échelle.

II.3.1. Gestion de la demande

Le concept de gestion de la demande (DSM) est défini comme la planification et la mise en œuvre d'activités visant à modifier la consommation énergétique des clients afin de modifier la forme de la courbe de charge en termes de temps de d'utilisation et/ou d'amplitude d'énergie consommé. Ce changement est assuré par l'une des techniques de DSM qui sont: l'écrêtage des pointes (pic), technique de déplacement de la charge, le remplissage des vallées, la conservation stratégique, croissance stratégique de la charge, et la stratégie de la charge flexible [5]. En raison de la grande quantité d'énergie consommée par la charge de l'éclairage public, les programmes d'efficacité

énergétique dans ce domaine sont les bienvenus. Les possibilités d'économies d'énergie dans l'éclairage public étant nombreuses, certaines d'entre elles sont examinées dans cette section. L'une d'entre elles est la directive qui exige le remplacement des technologies les moins efficaces dans l'éclairage public et extérieur par des technologies plus efficaces sur le plan énergétique. Une nouvelle technologie d'éclairage a été développée sous la forme de diodes électroluminescentes (Light emitting diode LED) qui sont basées sur les phénomènes physiques du matériau semi-conducteur ont été découvertes depuis le 1900, mais leur utilisation à grande échelle n'a été possible qu'après l'apparition de la LED blanche en 1990 [6]. Et aujourd'hui, la technologie de l'éclairage LED devient un candidat car elle surpasse la lampe HPS en termes d'économie d'énergie et d'argent. De plus, elle donne le niveau de lux requis par la lampe HPS avec une consommation d'énergie plus faible par comparaison. Même si la technologie de diodes électroluminescentes pénètre les marchés de l'éclairage public, trois types de lampes sont actuellement couramment utilisés dans les installations d'éclairage public à savoir les halogénures métalliques (MH), la vapeur de mercure (MV) et la vapeur de sodium haute pression (HPS). Les caractéristiques techniques des différentes lampes utilisées dans l'éclairage public sont présentées dans le Tableau II.1 [7-10].

Tableau II.1. Détails techniques de la technologie des lampadaires.

Type de lampe	Indice de Rendu des couleurs (CRI)	Efficacité lumineuse (lm/W)	Durée de vie (heurs)
Sodium haute pression (HPS)	30	50–150	15,000–24,000
Sodium basse pression (LPS)	5	100–190	18,000–24,000
Vapeur de mercure (MV)	50	50	10,000.00
Halogénure de métal (MH)	70–95	70–130	8000–12,000
Fluorescent	60–90	40–100	6000–45,000
Lampe fluorescente compacte (CLF)	60–90	50–75	6000–15,000
Incandescent	90–100	5–25	1000
Induction	50–90	60–90	100,000
Emission de lumière à plasma (LEP)	50–90	60–90	100,000
Diode électroluminescent (LED)	70–90	Up to 160	100,000+

A partir du tableau nous pouvons tirer les remarques suivantes:

- L'industrie a reconnu les lampes de sodium haute et basse pression comme une norme en raison de sa grande efficacité et du maintien du flux lumineux, mais le principal inconvénient est le rendu des couleurs.
- La MV consomme beaucoup d'énergie et sa durée de vie est faible.

- La MH possède les meilleures propriétés de rendu des couleurs et son efficacité lumineuse est considérablement élevée, mais son principal inconvénient est la faible durée de vie de la lampe. La lampe à incandescence a également un rendu des couleurs élevé, mais son efficacité et sa durée de vie sont faibles.
- Les lampes fluorescentes ont une efficacité élevée allant de 55 à 100 lumens/watt ainsi qu'un bon rendu des couleurs. Bien que les lampes fluorescentes aient un bon maintien du lumen, elles tombent en panne à la fin de leur vie utile et contiennent du mercure (menace importante pour la santé des plantes, des animaux et des êtres humains).
- L'éclairage à induction est similaire aux tubes fluorescents mais en diffère car il n'a pas d'électrode, donc a une longue durée de vie (100 000 heures). Il possède un bon indice de rendu des couleurs (IRC), avec une bonne efficacité d'environ 60-90 lm/W.
- Le plasma électroluminescent est la technologie la plus récente en matière de sources lumineuses. Étant une source de lumière sans électrode, il a une longue durée de vie (100 000 h). Il possède également un bon IRC et une bonne efficacité et par conséquent, il tend à minimiser le coût de l'énergie.
- La LED a la durée de vie la plus élevée, allant de 40 000 à plus de 100 000 heures. Elle permet d'économiser beaucoup d'énergie, mais le coût de l'investissement est élevé.
- En comparaison avec les lampes de diode à haut rayonnement (HID), le coût d'acquisition de la technologie d'éclairage LED est élevé, mais sa consommation d'énergie est deux fois moins élevée que celle des HID, ce qui permet de réaliser des économies d'énergie substantielles, tant en kilowatts qu'en factures.

Autrement, les lumières LED sont jusqu'à 80% plus efficaces que les éclairages traditionnels tels que les lampes fluorescentes et à incandescence, 95% de l'énergie des LED est convertie en lumière et seulement 5% est gaspillée sous forme de chaleur. Ceci est comparé aux lampes fluorescentes qui convertissent 95% de l'énergie en chaleur et seulement 5% en lumière. Les LED consomment également beaucoup moins d'énergie que l'éclairage traditionnel.

La Figure II.1 montre les nombreux avantages d'éclairage à base de la technologie LED, tels qu'une intensité de luminosité élevée, une faible consommation d'énergie et une longue durée de vie. Elles peuvent être 10 fois plus efficaces que les anciennes lampes à incandescence classiques. D'autre part, le coût initial élevé est le principal inconvénient de cette technologie [1,11,12].

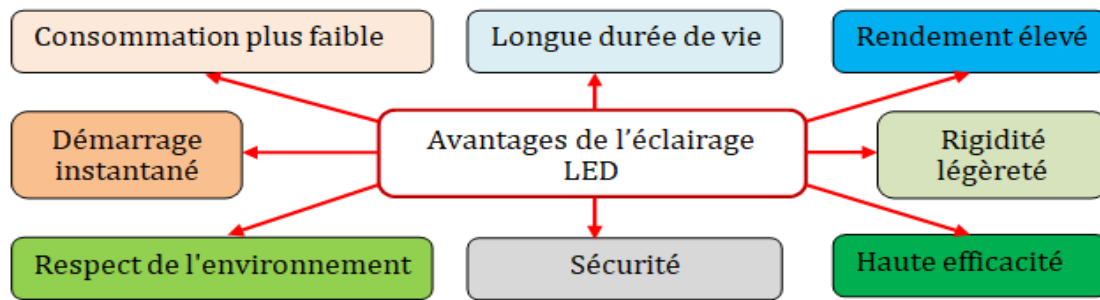


Figure II.1. Avantages de la l'éclairage a base de la technologie LED.

II.3.2. Gestion de l'offre d'énergie de l'éclairage

En termes d'alimentation, les économies et l'impact local peuvent être améliorés et augmentés si le système l'éclairage public LED est associé à une source d'énergie solaire (PV). Le concept de gestion de l'offre dans le secteur de l'éclairage public (Lighting supply side management LSSM), qui est assuré par la promotion de la production photovoltaïque distribuée à petite échelle. Pourquoi l'énergie solaire photovoltaïque ?, car le système PV est l'un des principales sources d'énergie renouvelables dans notre pays avec ses nombreuses avantages tels que non polluant, très prometteur, illimité, et son entretien facile [13]. L'éclairage public solaire (Solar street lighting SSL) est défini comme un éclairage qui utilise la lumière solaire comme source d'énergie, ce type d'éclairage devient de plus en plus populaire comme moyen pour réduire les coûts d'installation, d'entretien, et de fonctionnement [14]. En plus, permet de réduire la consommation d'énergie et le coûts du cycle de vie, réduire les coûts d'installation et des lignes de transmission, et les pertes des conducteurs peuvent également être réduites en utilisant le solaire-LED.

II.4. Possibilités d'économie d'énergie

Il existe plusieurs activités et mesures afin de réaliser d'économie d'énergie dans le secteur de l'éclairage public, voici quelques-unes des possibilités en termes d'utilisation des systèmes et de contrôle.

1. Remplacer les lampes moins efficaces et installer en conséquence des lampes d'éclairage à haut rendement de plus faible puissance.
2. Réduire le nombre de lampes d'éclairage: cette possibilité peut être réalisée en deux régimes:
 - Réduire le nombre de lampes tout en obtenant un niveau d'éclairage approprié selon les normes internationales, et le reste des lampes sont supprimées.
 - Réduire le nombre de lampes allumées à certaines heures de la nuit.
3. Le choix et la sélection technique et économique de la source d'énergie pour les systèmes d'éclairage.

4. L'amélioration et l'utilisation de contrôle efficace par l'installation du dispositif plus précis de contrôle de l'éclairage, il existe plusieurs types:
- Commutation par cellules photoélectriques pour détecter la quantité de lumière dans une zone et par conséquent allumer ou éteindre les lampes d'éclairage.
 - Modernisation du contrôle horaire car les heures de coucher et de lever du soleil sont variables tout au long de l'année.
 - La promotion de commandes intelligentes (smart) de l'éclairage public repose sur des systèmes programmables qui réagissent automatiquement à des facteurs externes, tels que les conditions météorologiques, la densité du trafic, et l'état des routes. Ces nouvelles technologies sont très efficaces et très économe en énergie et donc rentable (Fourniture de la lumière au moment et à l'endroit où elle est nécessaire).

II.5. Étude de cas

Cette partie décrit et examine la faisabilité économique de l'utilisation de l'énergie solaire dans le secteur d'éclairage publique et la comparaison entre les technologies conventionnelles de sodium haute pression HPS de 400 W, HPS de 250 W et la technologie proposé qui est l'LED de 100 W comme mesures et activités de gestion de la demande dans ce secteur.

Ensuit, trois configurations sont simulées avec les deux type de lampes qui sont le sodium a haute pression (HPS 400 W) et la lampe diodes électroluminescentes (LED 100 W), à savoir: système d'éclairage public isolé, système d'éclairage public connecté au réseau avec stockage et éclairage public connecté au réseau sans stockage. L'analyse comparative de la faisabilité technique et économique entre différentes configurations simulées est réalisé par le logiciel HOMER qui est basée sur plusieurs critères et facteurs d'évaluation, notamment le coût totale actuel net (NPC), le coût de l'énergie (CoE) et le coût de la facture d'électricité.

II.5.1. Localisation et ressources solaire

Le cas sous étude c'est le village de Brabra à M'sila situé à (35.39° Nord de latitude, 4.54° de longitude Est et une altitude moyenne par rapport au niveau de mer près de 442 m). L'emplacement du site choisi sur la carte du pays et sur Google Earth est illustré à la Figure II.2.

Les données sur le rayonnement solaire (RS), température et de l'indice de clarté pour le lieu étudié sont tirés de la base de données sur la surface d'énergie solaire et la météorologie (NASA: Accès en janvier 2019) [15], et sont résumé dans le Tableau II.2. D'après ce tableau, le rayonnement solaire pour cet endroit devient très important entre Mars et Septembre, la moyenne mensuel de rayonnement global quotidien varie entre minimum de 2.62 kWh/m²/jour en Décembre et un

maximum de 8.02 kWh/m²/jour pour le mois de Juillet avec un moyenne annuelle de 4.56 kWh/m²/jour et un indice de clarté estimé à 0.504.

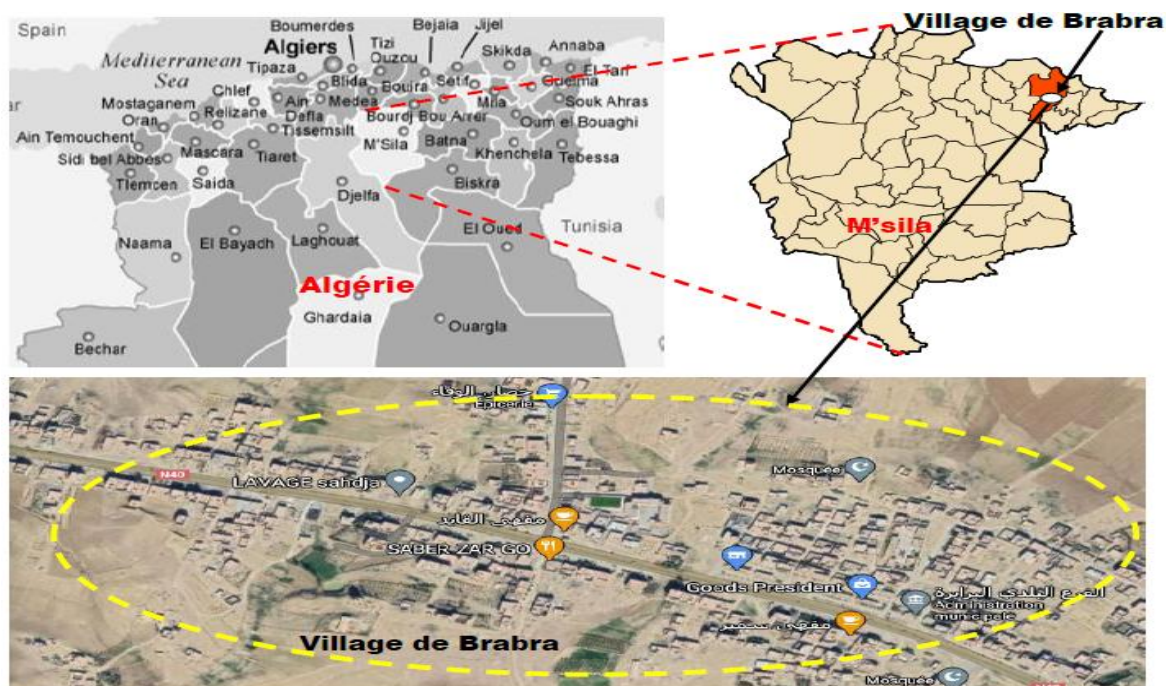


Figure II.2. Situation géographique du village de Brabra sur la carte d'Algérie et sur Google Earth.

Tableau II.2. Rayonnement solaire, indice de clarté et la température.

Mois	Indice de clarté	Rayonnement (kWh/m ² /j)	Température °C
Janvier	0.293	2.95	6.91
Février	0.372	3.86	8.6
Mars	0.519	5.45	11.92
Avril	0.618	6.31	15.31
Mai	0.753	7.27	20.5
Juin	0.862	8.02	25.7
Juillet	0.85	8.02	28.75
Août	0.727	7.21	28.29
Septembre	0.543	5.61	23.45
Octobre	0.437	4.53	18.42
Novembre	0.318	3.21	12.51
Décembre	0.264	2.62	8.32

II.5.2. Développement de la courbe de consommation

La première étape lors de la conception d'un système photovoltaïque solaire consiste à déterminer la puissance totale et la consommation d'énergie en wattheures (Wh) par jour de toutes les charges qui doivent être alimentées par le système PV. Dans ce cas, le nombre total des lampes est de 120, fonctionnent 12 heures par jour de 18h de soir à 6h du matin. La consommation d'énergie

quotidienne moyenne de la charge d'éclairage publique peut être calculée en utilisant l'équation (II.1).

$$D_C = \frac{L_p * D_o * N}{1000} (\text{kWh}) \quad (\text{II.1})$$

Où;

L_p est la puissance de lampe (W),

D_o est la moyenne journalière (Heures),

N est le nombre total de luminaires.

La consommation annuelle d'énergie d'éclairage A_{EC} est donnée par l'expression suivante.

$$A_{EC} = D_C * 365 \quad (\text{II.2})$$

La consommation annuelle totale d'énergie pour un total de 120 lampes est calculée à l'aide de l'équation (II.3).

$$T_{AEC} = \sum_{1}^{120} A_{EC} (\text{kWh}) \quad (\text{II.3})$$

Où;

A_{EC} , T_{AEC} sont la consommation annuelle d'énergie par lampe et la consommation annuelle totale d'énergie de l'ensemble des lampes en (kWh), respectivement.

La comparaison entre les trois différentes charges, c'est-à-dire la lampe HPS (400 W), HPS (250 W) et la lampe LED (100 W) est abordée. La charge quotidienne, la charge de pointe et le profil de consommation d'une seule lampe pour les trois types de lampes sont indiqués dans le Tableau II.3 et la Figure II.3.

Tableau II.3. Données de la charge électrique.

Informations sur la charge électrique			
Type de lampe	LED	HPS	HPS
Charge/lampe (W)	100	250	400
Consommation quotidienne (kW/j)	1.19	2.98	4.77
Charge de pointe (kW)	0.193	0.482	0.771

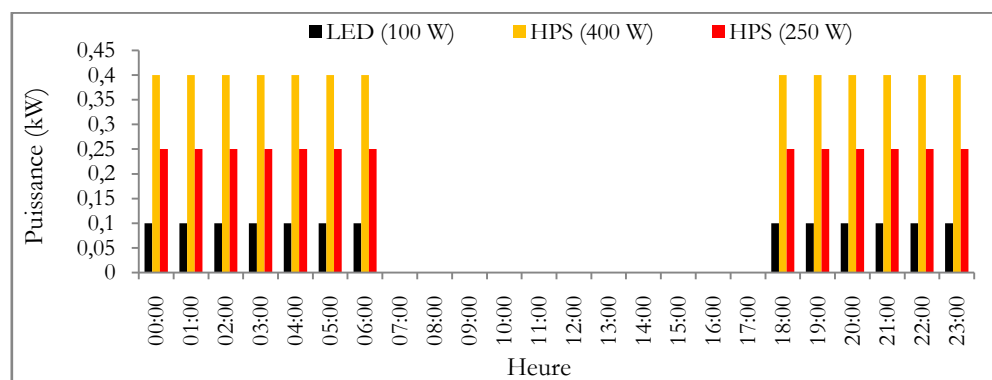


Figure II.3. Profil de charge journalière pour chaque type de lampe.

II.5.3. Modélisation et dimensionnement des composants du système

La Figure II.4 montre le schéma globale de configuration de système d'éclairage public à base d'énergie solaire photovoltaïque, qui se compose de trois éléments principaux, à savoir le générateur d'énergie (Panneau PV) comme source primaire, un système de stockage de l'électricité (Batterie), et le convertisseur de puissance pour la conversion de l'énergie du courant continu (Bus DC) au courant alternatif (Bus AC) [16].



Figure II.4. Schéma d'un système d'éclairage public photovoltaïque.

En fonction des besoins de consommation d'énergie pour chaque lampes à utiliser, le système d'éclairage public nécessite une étape de conception, de dimensionnement appropriés et une étape de modélisation du composants de système a savoir le module solaire PV et de la batterie de stockage. La section suivante aborde la modélisation mathématique des composants du système.

II.5.3.1. Panneau solaire PV

La source d'énergie primaire de ce système c'est les panneaux photovoltaïques qui reçoivent le rayonnement solaire et le convertissent en électricité de forme continue (DC). La puissance de sortie du générateur PV dépend du profil de rayonnement solaire et de la température ambiante sur le site d'installation et aussi sur les spécifications des modules PV. La puissance de sortie est calculée à l'aide de l'équation (II.4) [17].

$$PV_{\text{output}} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \left[1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC}) \right] \quad (II.4)$$

Où;

Y_{PV} est la capacité nominale du panneau en (kW),

P_{PV} est la puissance de sortie sous les conditions de test standard (STC),

f_{PV} est le facteur de déclassement en (%),

G_T est le rayonnement solaire sur le panneau PV en (kW/m²),

$G_{T,STC}$ est le rayonnement solaire sur le panneau PV dans les conditions d'essai standard en (kW/m^2),

α_p est le coefficient de température ($\%/^{\circ}C$),

$T_{c,STC}$ est la température dans les conditions d'essai standard ($25^{\circ}C$).

T_C en ($^{\circ}C$) est la température sur la cellule du module donnée par l'équation (II.5) [18].

$$T_C = T_a + \left(\frac{NOCT - 20^{\circ}C}{G_r} \right) * G_T \quad (II.5)$$

Où; T_a est la température ambiante en ($^{\circ}C$),

NOCT est la température normale des cellules en ($^{\circ}C$),

G_r est l'irradiation de référence.

La production d'électricité des panneaux photovoltaïques est basée sur les spécifications des modules PV comme dans l'équation suivante [19].

$$PV_{output} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{GT}{G_{T,STC}} \right) \quad (II.6)$$

En ce qui concerne le dimensionnement des panneaux photovoltaïques, l'équation suivante peut être utilisée [20].

$$PV_P = \frac{E_l}{E_{nsol} \cdot \eta_{conv} \cdot f} \quad (II.7)$$

Où;

PV_P est la puissance de pointe PV en (kWc),

E_l est l'énergie électrique requise par la charge (Wh/j),

E_{nsol} est la durée du mois le plus défavorable,

η_{conv} (%) est le rendement du convertisseur,

f c'est un facteur reflétant les pertes et les ajustements.

Noté que ce système PV ne comprend pas de système de suivi solaire.

II.5.3.2. Modélisation du système de stockage

En raison de la nature intermittente de l'énergie renouvelable, le système de stockage d'énergie (SSE), qui est la batterie dans ce cas, est utilisé pour le stockage de l'énergie afin de l'utiliser en cas d'insuffisance et/ou d'absence d'énergie provenant du système d'alimentation PV (exemple le nuage ou pendant la nuit). Le processus est le suivant: le générateur photovoltaïque produit de l'énergie en courant continu en fonction des conditions météorologiques pendant la journée, puis charger les batteries de stockage. Ensuite dans la nuit, l'énergie provenant de la batterie est utilisée pour alimenter

la charge d'éclairage. L'équation (II.8) peut être utilisé pour calculée la capacité de stockage du système [21].

$$B_{sc} = \frac{DL * BA_d}{\eta_{Ba} * DoBD * V_{sn}} \quad (II.8)$$

Où;

D_L est le besoin énergétique quotidien (Wh),

BA_d est le nombre de jours d'autonomie,

η_{Ba} est le rendement énergétique de batterie,

$DoBD$ est la profondeur de décharge de la batterie,

V_{sn} est la tension nominale des batteries (V).

Le problème de la surcharge et de la décharge du système de stockage par batteries est exprimé par les équations (II.9) et (II.10).

$$B_{s.min} \leq B_s \leq B_{s.max} \quad (II.9)$$

$$B_{s.min} = (1 - DoD_{max}) * B_s = (SoC_{min}) * B_s \quad (II.10)$$

Où;

$B_{s.min}$ est la taille minimale de la batterie,

B_s est la taille de la batterie,

$B_{s.max}$ est la taille maximale de la batterie,

DoD_{max} est la profondeur maximale de décharge,

SoC_{min} est l'état de charge minimal.

La contrainte de l'état de charge de la batterie est donnée par l'équation (II.11).

$$SoC_{min} \leq SoC(i) \leq SoC_{max} \quad (II.11)$$

La batterie choisie dans cette étude est de type Hoppeck 16 OpzS 2000, a une capacité nominale de 2000 Ah, une tension de 12 V, et un débit de 6803 kWh sur toute sa durée de vie, avec un état de décharge minimum de 30%.

II.5.3.3. Convertisseur de puissance

Dans ce système, un onduleur est utilisé pour convertir l'énergie électrique du courant continu en courant alternatif (AC). Les propriétés techniques du convertisseur sont les suivantes: la durée de vie prévue d'une unité est de 15 ans et le rendement de 90%.

Le rôle du convertisseur dans ce système est de transformer le courant continu du bus DC en courant alternatif du bus AC. Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport entre la puissance côté charge (kW) et la puissance à l'entrée de l'onduleur, comme indiqué dans l'équation (II.12) [22].

$$P_{in} = \frac{P_{out}}{\eta_{inv}} \quad (II.12)$$

Où;

P_{in} est la puissance DC à l'entrée de l'onduleur (kW),

P_{out} est la puissance alternative de sortie (kW),

η_{inv} est le rendement de l'onduleur en (%).

Les détails économiques des composants du système en termes d'investissement, de coût de remplacement, de coûts annuels de fonctionnement et de maintenance sont résumés dans le Tableau II.3. (Noté que le taux de change est de 119.36 (\$/DA), 133.71 €/DA, (source : <http://www.andi.dz>)).

Tableau II.3. Coût des composants des systèmes d'éclairage public [23].

Panneau photovoltaïque	
Puissance PV nominale (P_{PV})	1 kW
Coût des panneaux photovoltaïques (C_{PV})	1176 \$
Coût de remplacement	1176 \$
Coût annuel de maintenance ($C_{O\&M}$)	0 \$/an
Rendement du photovoltaïque (η_{PV})	20%
Durée de vie	20 ans
Système de suivi	No
Batterie (Hoppecke 16 OPzS 2000)	
Coût de la batterie (C_{Ba})	276 \$
Coût de remplacement	276 \$
Capacité nominale	2000 Ah
Durée de vie	10 ans
Coût d'exploitation et de maintenance ($C_{O\&M}$)	20 \$/an
Convertisseur	
Puissance nominale du convertisseur (P_{Conv})	1 kW
Coût du convertisseur (C_{Conv})	341 \$
Coût de remplacement	341 \$
Coût d'exploitation et de maintenance ($C_{O\&M}$)	3 \$/an
Durée de vie	15 ans
Rendement (η_{Conv})	90%

II.6. Formulation des critères d'évaluation

Le choix et la sélection d'un système d'éclairage public efficace est liés à de nombreux facteurs importants, notamment la consommation d'électricité, le prix et la durée de vie. Dans notre étude, nous avons basé sur une nouvelle façon de penser, c'est le point de vue économique, c'est-à-dire en termes d'investissement minimum du cycle de vie et la réduction du coût de la facture d'électricité.

À cette fin, une évaluation économique complète, l'analyse de performance et la comparaison des technologies d'éclairage public HPS et LED sont effectuées sur la base de trois critères économiques différents.

II.6.1. Coût total net actuel TNPC

Le coût total net actuel TNPC qui est le facteur de base dans l'étape d'optimisation par le logiciel HOMER est utilisé comme fonction d'objective économique dans notre étude. Le TNPC peut être calculé en utilisant l'équation (II.13) [24].

$$TNPC = \frac{C_{AT}}{CRF(i_r, N_{proj})} \quad (II.13)$$

Où;

TNPC (\$) est le coût total net actuel,

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

CRF est le facteur de récupération du capital exprimé par l'équation (II.14).

$$CRF(i_r, N_{proj}) = \frac{i_r(1+i_r)^{N_{proj}}}{(1+i_r)^{N_{proj}}-1} \quad (II.14)$$

Où;

i_r est le taux d'intérêt en (%),

N_{proj} est la durée de vie du projet (20 ans).

II.6.2. Coût de l'énergie CoE

Le coût de l'énergie CoE c'est le deuxième facteur d'optimisation utilisé dans notre étude. Il est défini comme le coût unitaire du kilowattheure (\$/kWh) de l'énergie électrique produit par le système (le coût total annualisé de l'énergie produit divisé par la charge total couverte) [25].

Le coût de l'énergie est donné par l'expression (II.15).

$$CoE (\$/kWh) = \frac{C_{ann, tot} (\$/year)}{E_{tot} (kWh/year)} \quad (II.15)$$

Où;

$C_{ann,tot}$ est le coût total annualisé du système,

E_{tot} est production totale d'électricité par an, qui donné par l'équation (II.16).

$$E_{tot} = E_{AC} + E_{DC} \quad (II.16)$$

Où;

E_{AC} et E_{DC} sont l'énergie alternative et l'énergie continue couverte par le système énergétique, respectivement.

Dans le cas de l'étude d'un système connecté au réseau électrique, l'équation (II.15) est remplacée par l'équation (II.17).

$$CoE (\$/kWh) = \frac{C_{ann, tot} (\$/year)}{E_{tot} + E_{R\acute{e}s, vente} (kWh/year)} \quad (II.17)$$

Où;

$E_{R\acute{e}s, vente}$ en (kWh) est la quantité d'électricité vendue par le système au réseau électrique.

Enfin, le coût annuel de la facture d'électricité A_{Ebc} est calculé à l'aide de l'équation (II.18).

$$A_{Ebc} (\$) = A_{Ec} (kWh) * CoE \quad (II.18)$$

Où;

A_{Ebc} est le coût de la facture d'électricité (\$),

A_{Ec} est la consommation annuelle d'énergie en (kWh),

CoE en (\$/kWh) est le coût unitaire d'un kilowattheure produit.

II.7. Résultats de la simulation et discussion

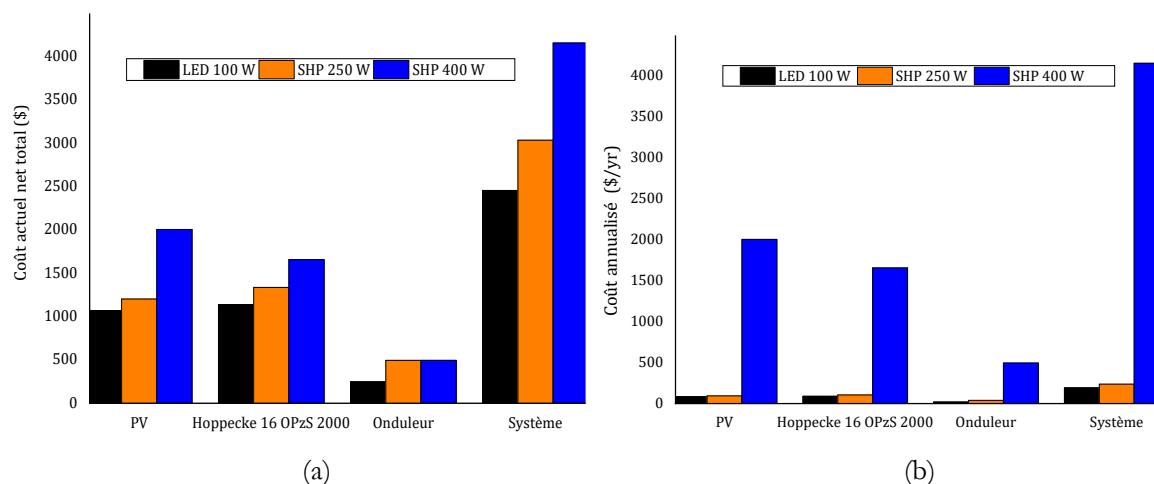
Le logiciel HOMER simule différentes configurations de système sur la base des données d'entrée telles que: les ressources solaires, les données de consommation, les coûts des composants et des équipements, etc. Il affiche ensuite toutes les configurations possibles en fonction de la valeur du coût totale actuel net TNPC.

Le Tableau II.4 résume les résultats techniques de la configuration optimale du système d'éclairage public pour chaque type de lampe. Les résultats économiques pour les deux technologies sont également présentés dans ce tableau.

Tableau II.4. Résultats de l'optimisation technique et économique.

Valeurs	LED 100 W	HPS 250 W	HPS 400 W
Système photovoltaïque (kW)	0.8	0.9	1.5
Nombre de batteries	2	2	2
Taille du convertisseur (kW)	0.5	1	1
Coût de fonctionnement (\$/an)	62	85	117
Coût actuel net (\$)	2,456	3,063	4,158
Coût annualisé (\$/an)	192	237	325
Coût de l'énergie (\$/kWh)	0.442	0.258	0.228
Production d'énergie et fonctionnement annuel			
Charge primaire en CA (kWh/an)	434	919	1,428
Production PV (kWh/an)	1,268	1,427	2,378
Débit annuel (kWh/an)	520	1,101	1,711
Fraction renouvelable (%)	100	100	100
Charge non satisfaite (kWh/an)	0	169	313
Déficit de capacité (kWh/an)	0	187	348
Excès d'électricité (kWh/an)	710	246	540

Une description détaillée des résultats en termes de coût total actuel net (TNPC) et de coût annualisé (CA) par type de composants pour les trois types de lampes est présentée à la Figure II.5.

**Figure II.5.** Coût total actuel net (a), coût annualisé de chaque système simulé (b).

A partir du Tableau II.4 des résultats techniques et économiques, les conclusions suivantes peuvent être tirées:

- Pour la consommation totale d'énergie (120 lampes), l'utilisation de lampes LED à la place des anciennes lampes entraîne une réduction significative de la quantité d'énergie consommée. Soit 171360 kWh pour les lampes HPS (400 W) et de 110280 kWh pour les lampes HPS (250 W), et 52080 kWh lors de l'utilisation de lampes LED.
- Chaque unité de système d'éclairage publique à LED de 100 W comprend un module PV de 0.8 kW, 2 batteries et un convertisseur d'une capacité de 0,5 kW. Le coût d'exploitation est de 62

\$/an. Le coût total actuel net est de 2 456 \$, et le coût unitaire de l'énergie est estimé à 0.442 \$/kWh.

- Le résultat du système avec la lampe HPS (250 W), indique que le système optimisé est composé de panneaux PV de 0.9 kW, deux batteries et un onduleur de 1 kW avec un coût énergétique minimal (CoE) de 0.258 \$/kWh et un coût actuel net de 3 063 \$.
- Pour les lampes HPS (400 W), le système optimal est le suivant: 1.5 kW de puissance PV, 2 batteries et un convertisseur de 1 kW, avec un coût de fonctionnement, un coût total actuel net, et un coût unitaire d'énergie de 117 \$/an, 4 158 \$ et 0.228 \$/kWh, respectivement.
- L'application de la gestion de la demande d'éclairage public par l'utilisation de la technologie LED permet de réaliser de grandes économies, à savoir 45 \$ et 133 \$ en termes de coût annualisé et 607 \$ et 1702 \$ en termes de coût total actuel net par rapport au système sans gestion de la charge utilisant le HPS (250 W) et HPS (400 W), respectivement.

Le coût total annuel de la facture d'électricité est de 23019.36 \$, 28452.24 \$ et 39070.08 \$, respectivement pour les lampes LED, HPS (250 W) et HPS (400 W). A noté que l'utilisation de la lampe LED comme mesure de gestion de la charge entraîne une réduction de la consommation d'énergie, et par conséquent une réduction significative du coût de la facture d'électricité, i. e. une économie de 5432.88 \$ (19.09%) et 16050.72 \$ (41.08%) par rapport au système avec HPS (250 W) et HPS (400 W), respectivement.

II.8. Choix de configurations du système d'éclairage public

Dans cette partie, plusieurs configurations de systèmes d'éclairage public sont proposées et simulées avec les mêmes conditions climatiques précédentes utilisent les deux type de lampes (LED de 100 W et HPS de 400 W). Comme il est montre la Figure II.6, le système comprend en générale les éléments suivantes: les panneaux photovoltaïque, les batteries de stockage, le réseau électrique, l'onduleur pour la conversion d'énergie, et la charge.

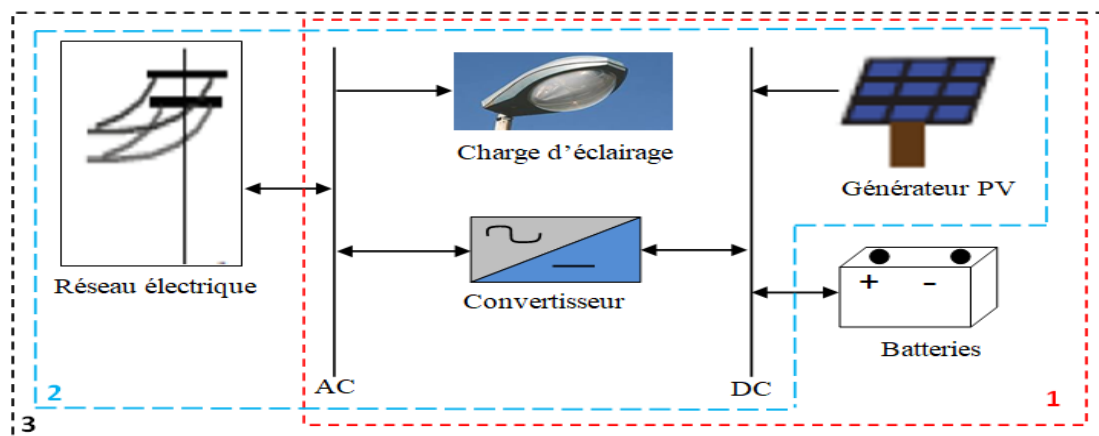


Figure II.6. Configurations des systèmes d'éclairage public, système solaire en isolé (1), système solaire/réseau (2) et système solaire/stockage/réseau (3).

Les trois différents scénarios proposés de système d'éclairage public sont:

- Premier scénario (1): Système solaire isolé d'éclairage public,
- Deuxième scénario (2): Système solaire/réseau d'éclairage public,
- Troisième scénario (3): Système d'éclairage public solaire/stockage/connecté au réseau.

La faisabilité techno-économique et la comparaison entre différentes configurations de chaque scénario est effectuée par le logiciel HOMER après avoir obtenu les éléments nécessaires tels que: le choix du site, la demande d'énergie, les données météorologiques, les détails techniques et économiques, la modélisation des composants du système et les contraintes. La sélection de la configuration et du scénario optimaux se fait sur la base des critères suivants: la valeur du coût total actuel net (TNPC), du coût de l'énergie (CoE), la fraction renouvelable (FR), et du coût de la facture d'électricité. La méthodologie adoptée dans cette recherche avec les étapes de simulation et d'optimisation est présentée à la Figure II.7.

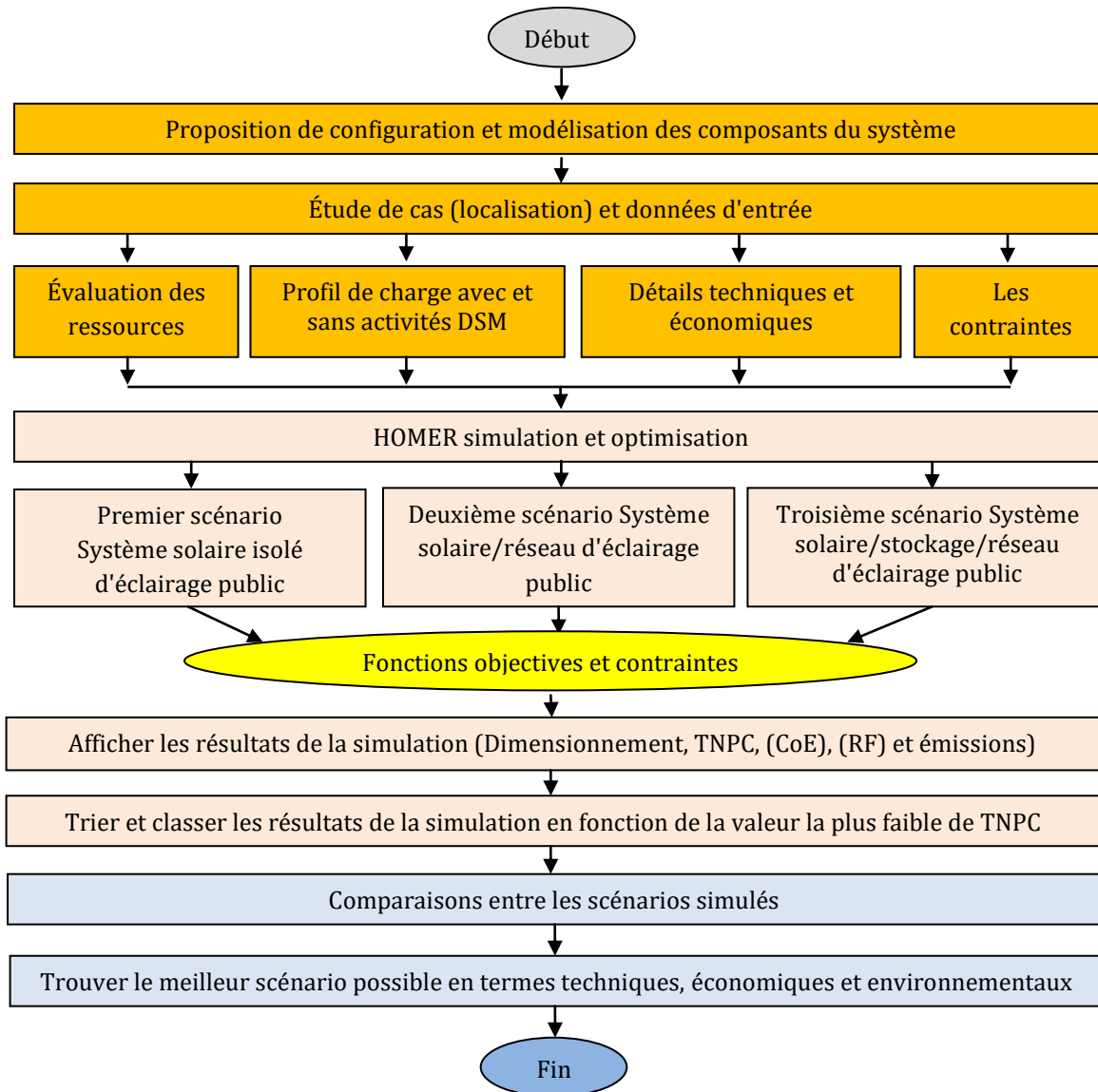


Figure II.7. Organigramme de la méthodologie de recherche adoptée.

II.8.1. Profil de consommation

L'élaboration du profil de charge électrique est nécessaire pour la simulation des systèmes d'énergie électrique quelque soit dans le cas de système isolé ou bien le raccordé au réseau. Dans ce cas, seul les deux lampes sont utilisées, la lampe de sodium haute pression conventionnelle HPS et la nouvelle technologie de diode électroluminescente LED.

La puissance nominale, la consommation quotidienne et le pic de consommation sont respectivement de 400-100 W, 4.77-1.19 kWh/jour, et 0.771-0.193 kW pour les technologies HPS et LED. Le profile de consommation journalier est illustré dans la Figure II.8.

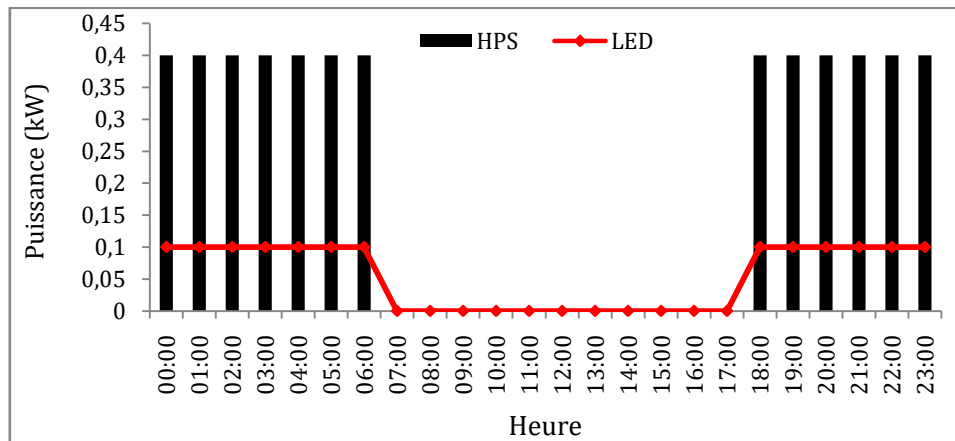


Figure II.8. Profils de charge journalière pour les lampes LED et HPS.

II.9. Résultats de choix de configuration

Les résultats du dimensionnement, de la simulation et d'optimisation sont présentés et discutés en détail dans cette section. Différents indicateurs sont utilisés pour analyser et comparer différentes configurations, tels que: le TNPC, le coût de l'énergie CoE, la production d'électricité, l'énergie achetée et vendue au réseau, et le coût annuel de la facture d'électricité.

Chaque scénario est analysé pour les deux types de charge. Enfin, une comparaison générale entre les trois scénarios simulés est également effectuée.

II.9.1. Premier scénario: système d'éclairage public solaire isolé

Les résultats techniques et économiques obtenue de la configuration optimale pour le premier scénario sont résumés en détail dans le Tableau II.5.

Pour l'éclairage public qui utilise la lampe HPS de 400 W, 1.5 kW photovoltaïque, 2 batteries avec une puissance nominale d'onduleur de 1 kW c'est la configuration optimale du premier scénario. Cependant, chaque unité d'éclairage pour la technologie LED de 100 W est composée d'un générateur PV de 0.8 kW, de 2 batteries et d'un 0.5 kW la puissance nominale de l'onduleur. D'un point de vue économique, la configuration optimale présente les coûts énergétiques et les valeurs de

TNPC de 0.228-0.442 \$/KWh, de 4158-2456 \$, respectivement dans le cas d'utilisation de lampe HPS et de la technologie LED.

Tableau II.5. Résultats techniques et économiques pour le premier scénario.

Résultats techniques		
Type de lampe	LED 100 W	HPS 400 W
Système photovoltaïque (kW)	0.8	1.5
Nombre de batteries	2	2
Taille du convertisseur (kW)	0.5	1
Résultats économiques		
Coût de fonctionnement (\$/an)	62	117
Coût actuelle nette (\$)	2,456	4,158
Coût annualisé (\$/an)	192	325
Coût de l'énergie (\$/kWh)	0.442	0.228
Fonctionnement du système		
Production PV (kWh/an)	1,268	2,378
Excès d'électricité (kWh/an)/(%)	710/56	540/22.7

La production d'énergie électrique par mois de la configuration optimale de ce scénario est indiquée à la Figure II.9. Dans ce système d'éclairage, la production d'électricité est plus élevée pendant les mois de Juin et Juillet avec 0.4 kW pour l'HPS et 0.21 kW pour la technologie LED.

Par contre, la plus faible énergie produit se trouve pendant les mois de l'hiver comme Janvier et Décembre, et ceci due de la faible potentiel solaire existant dans ces périodes. L'énergie totale produit est toujours plus élevée dans le cas de système avec la lampe HPS en raison de la taille du générateur photovoltaïque, soit 2378 kWh/an par rapport au 1268 kWh/an dans le cas d'un système avec la lampe LED.

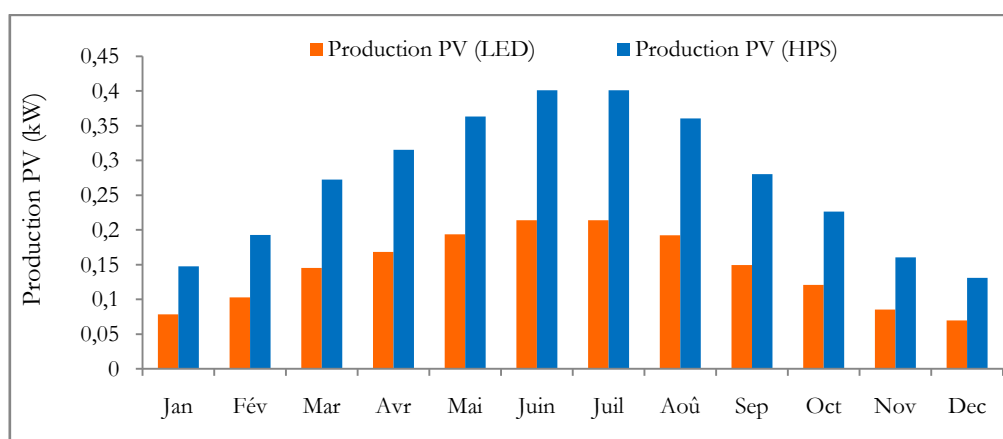


Figure II.9. Production mensuelle du générateur PV pour le premier scénario.

L'énergie excédentaire dans cette configuration est estimé a 540 kWh/an et de 710 kWh/an, qui représente respectivement les pourcentages 22.7% et 56% de la production énergétique totale lorsque les technologies HPS et LED sont utilisées.

II.9.2. Deuxième scénario: Système d'éclairage public solaire/réseau

De même, les résultats du deuxième scénario en termes techno-économiques sont donnés et analysées dans cette section. Noté que dans ce scénario, en plus de la première configuration, le réseau électrique est ajouté et il n'y a pas de batteries de stockage. En ce qui concerne la taille du système dans ce scénario, on suppose qu'elle est la même que dans le premier scénario lorsqu'on utilise la technologie LED. Sur le plan économique, la configuration pour la lampe HPS donne un TNPC de 2033 \$ et un CoE de 0.091 \$/kWh. Cependant, 1053 \$ et 0.190 \$/kWh sont respectivement le coût total actuel net et le CoE lorsque la technologie LED est utilisée. Les fractions d'énergie renouvelable (REF) pour cette configuration sont 0.476% et 0.783% pour le système d'éclairage à lampe HPS et LED, respectivement.

II.9.3. Troisième scénario: Système d'éclairage solaire/stockage/réseau

La taille du système proposé pour ce troisième scénario utilisant les technologies HPS et LED est composée de 1 kW photovoltaïque, de 2 batteries, et un onduleur de puissance nominale de 1 kW. Sur le plan économique, cette configuration conduit à une TNPC de 3174 \$ avec un CoE de 0.143 \$/kWh pour le système avec lampe HPS, et 2193 \$, 0.395 \$/kWh sont respectivement la TNPC et le coût de l'énergie lors de l'utilisation de LED. Cependant, le coût total actuel net du système avec une la lampe HPS est 51.79% plus élevée que celle de système utilisant la technologie LED. En termes de productivité, la Figure II.10 montre l'énergie achetée du réseau électrique et l'énergie vendue au réseau électrique par le système avec LED et HPS.

L'énergie vendue au réseau électrique est dépend de quantité de l'énergie produite par le système solaire photovoltaïque, qui dépend également du rayonnement solaire reçu sur le site. Comme le montre la Figure II.10, il y a un échange d'énergie avec le réseau électrique lorsqu'on utilise la lampe classique HPS de 400 W, l'énergie annuelle produite et de 1427 kWh/an, qui sont ensuite vendue au réseau avec le profil mensuel indiqué dans la même figure.

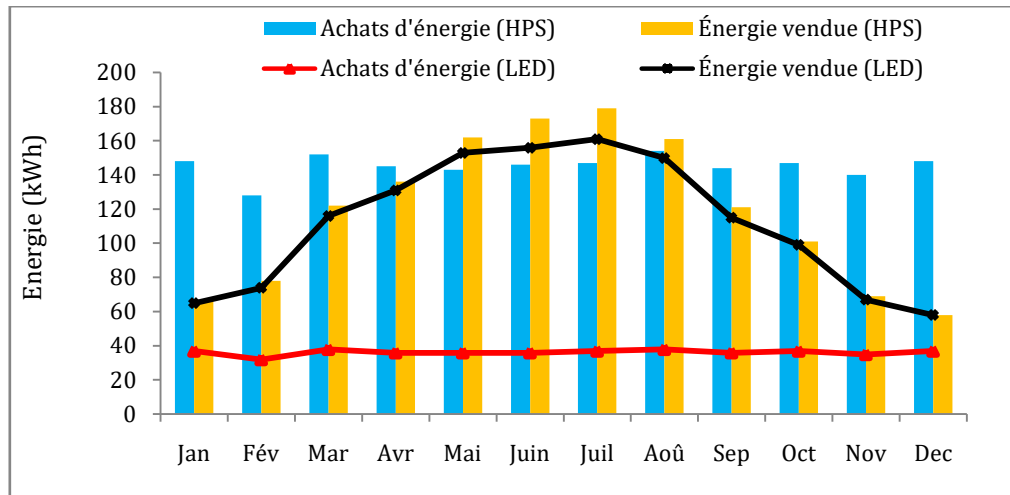


Figure II.10. Profil mensuel des achats et des ventes d'électricité.

La répartition mensuelle de l'énergie achetée au réseau électrique, qui dépend de la consommation de la lampe, est à peu près constante sur l'année, soit environ au total 1741 kWh/an. Le maximum d'énergie vendue est observé en Juillet avec 179 kWh, suivi par le mois de Juin avec environ 173 kWh. De l'autre côté, le minimum est observé en Décembre avec 58 kWh, et le total net des achats d'énergie sont estimés à 314 kWh.

Dans le cas de l'utilisation de la technologie LED comme outil pour la conservation d'énergie, on observe qu'il y a une variation tout au long de l'année de l'énergie annuelle vendue au réseau électrique, son maximum est observé en été, soit 161 kWh au mois de Juillet et le minimum dans les mois d'hiver, donc en Janvier avec 65 kWh. Cependant, une quantité constante d'énergie achetée est observée sur l'année, soit environ 37 kWh/mois. Dans ce cas, le total net d'achats d'énergie est estimés à -910 kWh, le signe négatif (-) signifie que la somme de l'énergie vendue au réseau est supérieure à la quantité de l'énergie achetée.

La contribution du système solaire et l'énergie achetée du réseau à la couverture de la consommation total pour le système d'éclairage public avec les technologies LED et HPS est illustrée à la Figure II.11.

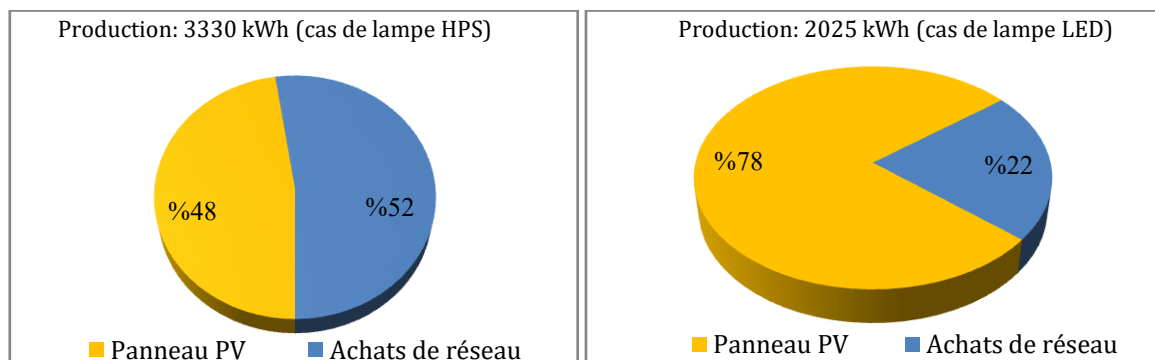


Figure II.11. Participation du PV et des achats de réseau dans la production totale.

Pour le système d'éclairage public utilisant des lampes HPS, la contribution solaire est estimée à un pourcentage de 48%, ce qui représente 1585 kWh, le reste provient des achats du réseau avec 1745 kWh soit un pourcentage de 52% pour une production énergétique totale du système de 3330 kWh. Cependant, dans le cas de l'utilisation de la technologie LED, une contribution significative du générateur solaire PV est observée et estimée à 1585 kWh, ce qui représente 78% de l'énergie totale produite qui est de 2025 kWh. Enfin, la contribution de l'énergie achetée au réseau électrique est estimée à 440 kWh, soit 22 % de la production totale d'électricité.

En ce qui concerne la consommation comme dans la Figure II.12, dans le cas de système d'éclairage public à HPS, 3169 kWh, 1741 kWh (55%), et 1428 kWh (45%) sont respectivement l'énergie totale consommée du système, la charge électrique de la lampe HPS et les ventes d'énergie au réseau électrique.

Cependant, dans le cas d'un système à LED, la consommation totale d'énergie est estimée à 1782 kWh ont la consommation de la lampe LED, soit 434 kWh (24%) et la quantité d'énergie vendue au réseau électrique est de 1782 kWh (76%).

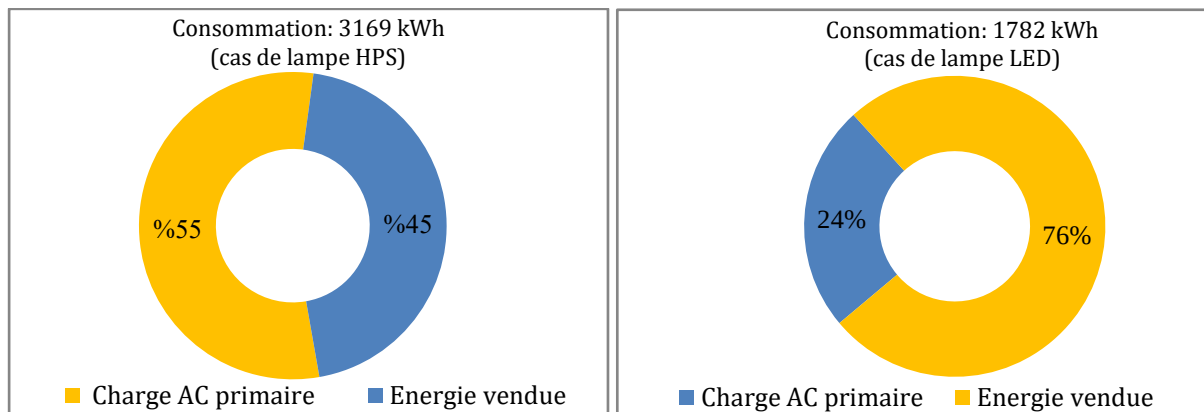


Figure II.12. Pourcentage de la charge et de l'énergie vendue au réseau électrique.

II.9.4. Comparaison générale

Economiquement, une comparaison générale entre les trois scénarios d'éclairage public simulés est effectuée pour les deux types de lampes LED et HPS, en tenant compte des valeurs des coûts actuel net (NPC), du coût de l'énergie, du caractère renouvelable du système et du coût de la facture d'électricité annuelle, comme le montrent les deux Figures II.13 et II.14.

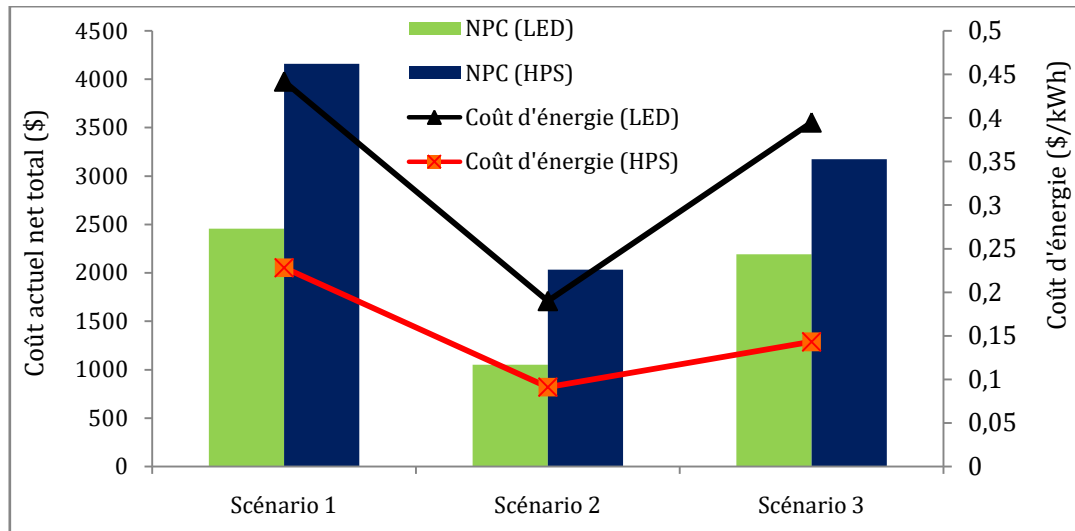


Figure II.13. Résultats des coûts actuels nets et du coût de l'énergie pour chaque scénario.

Comme le montre la Figure II.13, le premier scénario a le coût actuel net la plus élevé, suivi des troisièmes et deuxième scénarios. Les valeurs de NPC en (\$) pour les deux types de lampes LED et la lampes de sodium haute pression, sont respectivement de (2456-4158), (1053-2033), et (2193-3174) pour le premier, le deuxième et le troisième scénario. En outre, le coût énergétique du premier scénario est le plus élevé, suivi par le troisième scénario. Par contre, le deuxième scénario a la valeur de coût énergétique la plus faible pour les deux types de lampes.

Le coût énergétique pour le système optimal utilisant la technologie LED est de 0,442 \$/kWh, 0,19 \$/kWh et 0,395 \$/kWh pour les premier, deuxième et troisième scénarios, respectivement. Cependant, 0,228 \$/kWh, 0,091 \$/kWh et 0,143 \$/kWh sont les coûts énergétiques pour les premier, deuxième et troisième scénarios lorsque des lampes de type HPS sont utilisées. En comparant les technologies HPS et LED dans les trois configurations simulées, le système d'éclairage public avec LED a la plus faible NPC par rapport au système utilisant des lampes HPS, mais il a les coûts énergétiques les plus élevés (CoE).

Enfin, le dernier indicateur utilisé pour l'analyse économique est le coût de la facture d'électricité. La Figure II.14 montre le coût annuel de la facture d'électricité pour les différents scénarios proposées et pour les deux types de lampes. Le coût est calculé à l'aide des équations (II.19) et (II.20).

$$EBC_{HPS}(\$) = EC_{HPS} * CoE_{HPS} \quad (II.19)$$

$$EBC_{LED}(\$) = EC_{LED} * CoE_{LED} \quad (II.20)$$

Où;

EBC_{HPS} et EBC_{LED} en (\$) sont le coût de la facture d'électricité pour les lampes HPS et LED, respectivement.

EC_{HPS} et EC_{LED} en (kWh) sont la consommation d'électricité lors de l'utilisation de lampes HPS et LED, et CoE_{HPS} et CoE_{LED} sont le coût d'un kilowattheure obtenu dans un système d'éclairage public avec lampe HPS et LED, respectivement.

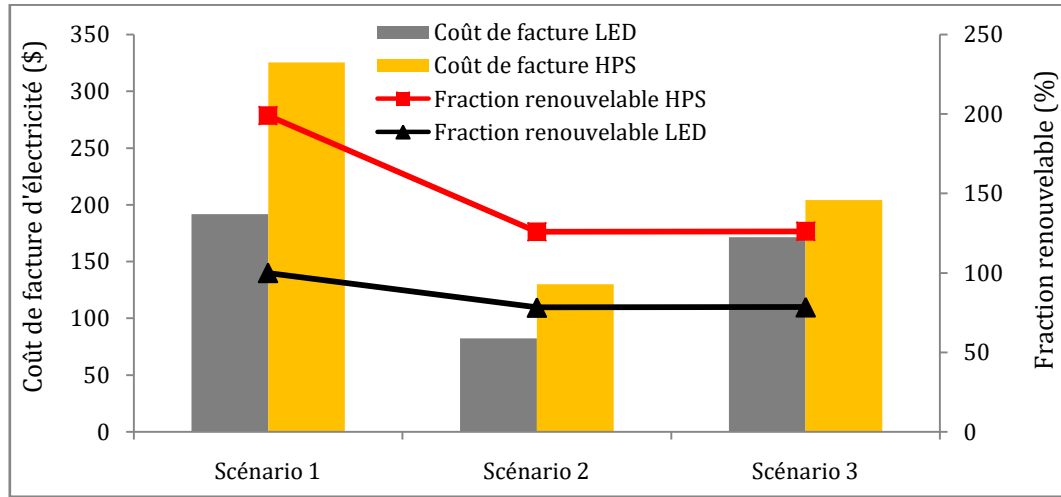


Figure II.14. Coût de la facture d'électricité et la fraction renouvelable.

Nous pouvons voir que le coût annuel de la facture d'électricité varie d'un scénario à l'autre, le système d'éclairage public avec la lampe HPS ayant le coût le plus élevé pour les trois scénarios par rapport au système avec la technologie LED. Les coûts de la facture d'électricité pour les lampes LED et HPS sont respectivement de (191.828-325.584) \$, (82.46-129.948) \$, et (171.43-204.204) \$ pour le premier, le deuxième et le troisième scénario. Sur cette base, le deuxième scénario est le plus économique, et nous pouvons dire que l'utilisation de la technologie LED est considérée comme un outil de gestion de la demande dans le secteur de l'éclairage public car elle réduit et économise la consommation d'énergie avec environ 30%, en plus de la diminution du coût annuel de la facture d'électricité.

Enfin, l'indice de la fraction renouvelable (FR) est aussi utilisé pour évaluer le caractère renouvelable du système d'éclairage public. Comme le montre la Figure II.14, le RF est égal à 100% dans le premier scénario, tandis que 78.3% et 47.6% sont les FR pour les deux autres scénarios respectivement lorsqu'on utilise la technologie LED et la lampe HPS.

Finalement, la comparaison entre l'utilisation de l'électricité achetée de la société nationale de l'électricité et du gaz Algérien SONEGAS, et l'éclairage de la technologie LED solaire est donné dans le Tableau II.6. La comparaison est effectuée sur la base des données suivantes, une route de 5 Kilomètres, un poteau tous les 40 mètres de longueur, donc besoin de 250 unités pour une durée de 20 ans. Une grande différence est observée entre les deux méthodes d'éclairage en termes de coût du cycle de vie (20 ans) [26].

Tableau II.6. Comparaison entre l'éclairage classique et l'éclairage solaire.

Comparaison	Éclairage avec panneaux solaire	Éclairage avec la méthode traditionnelle
Cout du système	120 000 DA*250 Unités = 30 000 000 DA	70 000 DA * 250 Unités = 17 500 000 DA
Cout de l'installation	4 000 DA * 250 Unités = 1 000 000 DA	17 500 000 DA ×15% = 2 625 000 DA
Cout des constructions	Juste la base 7 500 DA * 250 Unités = 1 875 000 DA	1- Câble: 450 DA * 40 Mètres * 250 Unités = 4 500 000 DA 2- Tranchées: 450 DA * 40 Mètres * 250 Unités = 4 500 000 DA 3- Tube plastique: 50 DA * 40 Mètres * 250 Unités = 500 000 DA 4- Accessoires (minuterie, convertisseur etc.) 3000 DA * 250 Unités = 750 000 DA Total: 12 262 500 DA
Maintenance	Changeur de batterie 10 000 DA * 250 Unit * 3 fois (sur 20 ans) = 7 500 000 DA Changement de lampe LED 15 000 DA * 2 fois (sur une durée de 20 ans) * 250 = 7 500 000 DA	400 Watts Sodium, 10 Heures de travail, 4 KW/jour, Un jour 75 DA estimer, 20 ans, Cout de l'électricité consommée: 50 DA × 250 Unités × 365 jours × 20 ans = 91 250 000 DA Changement de lampes: 200 DA * 12 fois (sur 20 ans) * 250 Unités = 600 000 DA Travailleur pour le contrôle et la maintenance 20 000 DA * 3 Personnes * 20 ans = 1 200 000 DA Total: 93 050 000 DA
Sécurité	12-24V, un voltage très sécuritaire, ne peut pas être comme danger pour l'être humain.	220 V, besoin de plus d'investissement pour la sécurité humain.
Durée de vie (20 ans)	47 875 000 DA	125 437 500 DA

II.10. Conclusion

L'observation de la grande quantité d'énergie consommée d'après l'enquête que nous avons faite sur la consommation d'énergie dans le secteur de l'éclairage en Algérie, nous a poussés à la recherche et à la proposition des solutions pour faire face à ce défi. Par conséquent, l'analyse de la viabilité technique et économique de diverses configurations de systèmes d'éclairage public basée sur la simulation par le logiciel HOMER est réalisée dans le présent chapitre. Les données climatiques et énergétiques d'un petit village (Brabra), M'sila, Algérie, sont utilisées comme cas d'étude. Trois type de lampes y compris le HPS classique existante dans nos rus qui sont (HPS de 400 W et HPS de 250 W), et aussi la technologie LED de 100 W qui est proposée comme activité de gestion de la charge dans ce secteur consommateur. Ensuite, trois scénarios sont simulés et comparés, y compris; 1) Système d'éclairage public solaire isolé, 2) système d'éclairage public solaire connecté au réseau sans stockage, 3) système d'éclairage solaire connecté au réseau électricité avec stockage. L'analyse comparative entre les différents scénarios d'un point de vue technique, économique et environnemental est basée sur des indicateurs tels que le coût total net actuel TNPC, le coût de l'énergie CoE et le coût de la facture d'électricité. Sur la base des résultats d'optimisation obtenus, le système d'éclairage utilisant la technologie LED dans le deuxième scénario s'avère la plus économique par rapport au système utilisant la lampe HPS, avec un coût actuel net, un coût énergétique et un coût de facture d'électricité de 1053 \$, 0.190 \$/kWh et 82.46 \$, respectivement.

Comme conclusion, l'utilisation de la technologie LED comme moyen d'efficacité énergétique et de gestion de la charge réduira la consommation d'énergie, le total NPC et le coût de la facture par environ 30%, 51% et 63.45%, respectivement. L'intégration des activistes de la gestion de la charge, la promotion de l'efficacité énergétique, la conservation d'énergie par l'utilisation de la technologie LED combiné avec le solaire PV à cet endroit et bien sur dans d'autres emplacements est observée une solution rentable, durable et respectueuse de l'environnement.

Références du chapitre

- [1] Masoud M.I., Street lighting using solar powered LED light technology: Sultan Qaboos University Case Study, Proceedings of the 8th IEEE GCC Conference and Exhibition, Muscat, Oman, 1-4 February, 2015.
- [2] Gopal N.T., Chaitanya S.N.V.S.K., Venkateswara Rao B., Saheb S.S., Demand side management of energy efficient street lighting system through CCMS, 3rd IEEE International Conference on Recent Trends in Electronics, Information & Communication Technology (RTEICT-2018), MAY 18th & 19th, 2018.
- [3] SONELGAZ, Electricity Production Company, 2014, [online], <https://www.sonelgaz.dz>, Accès [03.05.2019].
- [4] AMEM, Algerian Ministry of Energy and Mining, 2015, [online], <https://www.hotelsinvictoria.net/mem-algeriaorg/>, Accès [03.05.2019].
- [5] Gellings C.W., Evolving practice of demand-side management, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2017, vol. 5, no. 1, pp. 1-9.
- [6] Tähkämö L., Halonen L., Life cycle assessment of road lighting luminaires-comparison of light-emitting diode and high-pressure sodium technologies, Journal of Cleaner Production, 2015, vol. 93, pp. 234-242.
- [7] IIEC (International Institute for Energy Conservation), Energy efficiency guidelines for street lighting in the pacific- promoting energy efficiency in the pacific (Phase 2), Bangkok, 2015.
- [8] Jeremy L., Damien P., Abdellatif M., Sizing optimization of a stand-alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery, Renewable Energy, 2009, vol. 34, no. 3, pp. 683-691.
- [9] Tähkämö L., Anne Y., Marjukka P., Liisa H., Life cycle cost analysis of three renewed street lighting installations in Finland, International Journal of Life Cycle Assessment, 2012, vol. 17, no. 2, pp. 154-164.
- [10] Babatunde M.O., Akinbulire T.O., Oluseyi P.O., Emezirinwune M.U., Techno-economic viability of off-grid standalone PV-powered LED street lighting system in Lagos, Nigeria, African Journal of Science, Technology, Innovation and Development, 2019, 2012, vol. 11, no. 7, pp. 807-819.
- [11] Dixit A., Pathak G., Sudhakar K., Comparative study of life cycle cost of modern light sources used in domestic lighting, International Journal of Science, Environment and Technology, 2015, vol. 4, no. 2, pp. 364-370.
- [12] <https://www.sepco-solarlighting.com/blog/bid/145611/the-advantages-of-led-lights-for-the-environment>.
- [13] Tahiri F.E., Chikh K., Khafallah M., Saad A., Breuil D., Modeling and performance analysis of a solar PV system under irradiation and load variations, In the 14th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), IEEE, 2017, pp. 234-238.
- [14] Algérie-eco. 2019, [online], <https://www.algerie-eco.com/>, Accès [03.05.2019].
- [15] NASA., Surface Meteorology and Solar Radiation, [online], <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, Accès [03.05.2019].
- [16] Amar-Bensaber A., Benghanem M., Guerouad A., Amar Bensaber M., Power flow control and management of a hybrid power system, Przegląd Elektrotechniczny, 2019, vol. 95, no. 1, pp. 186-190.
- [17] Zhe L., Zengping W., Wanyu X., A techno-economic study of 100% renewable energy for a residential household in Chin, Energies, 2019, vol. 12, 2109.
- [18] Akinyele D., Techno-economic design and performance analysis of nano-grid systems for households in energy-poor village, Sustainable Cities and Society, 2017, vol. 34, pp. 335-357.

- [19] Adaramola S.M., Agelin-Chaab M., Paul S.S., Analysis of hybrid energy systems for application in southern Ghana, *Energy Conversion and Management*, 2014, vol. 88, pp. 284-295.
- [20] Ricaud A., Modules photovoltaïques: Aspects technico-économiques, *Techniques de l'ingénieur*, In Génie électrique, 7 (D3941), 2005.
- [21] Babatunde O., Akinyele D., Akinbulire T., Oluseyi P., Evaluation of a grid independent solar photovoltaic system for primary health Centres (PHCs) in developing countries, *Renewable Energy Focus*, 2018, vol. 24, pp. 16-27.
- [22] Brka A., Al-Abdeli Y.M., Kothapalli G., The interplay between renewable penetration, costing and emissions in the sizing of stand-alone hydrogen systems, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, vol. 40, no. 1, pp. 125-135.
- [23] Dekkiche M., Tahri T., Ahmed B., Belmadani B., Sizing and optimization of a standalone hybrid system for electrification of a remote site at Ouled fares, Algeria, *Advances in Materials and Processing Technologies*, 2016, pp. 125-134.
- [24] Singh P., Baredar B., Gupta B., Techno-economic feasibility analysis of hydrogen fuel cell and solar photovoltaic hybrid renewable energy system for academic research building, *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 145, pp. 398-414.
- [25] Bątkiewicz-Pantula M., Comparative analysis of production costs of electricity generated from various renewable energy sources, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2019, vol. 95, no. 2, pp. 71-74.
- [26] Solalgerie, [online], <https://fr.ensolar.com/solalgerie>.



Chapitre III

*Simulation de stratégies et de
composants de la gestion de la charge*

Chapitre III

Simulation de stratégies et de composants de la gestion de la charge

III.1. Introduction

Actuellement, le secteur énergétique est confronté à deux problèmes majeurs. Premièrement, la croissance continue de la demande d'électricité, qui est selon l'agence internationale de l'énergie (AIE), devrait se poursuivre dans les prochaines années. Deuxièmement, l'utilisation inefficace des ressources pour faire face à cette croissance continue [1,2]. Selon l'Agence internationale de l'énergie, environ 70% de la production énergétique mondiale est basée sur la combustion de divers ressources fossiles, et environ 40% du dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre (CO_2), ce qui entraîne la pollution et d'autres problèmes liés au réchauffement climatique [3,4].

En raison des coûts élevés des lignes de transport, transmission et de distribution, et les pertes d'énergie, la fourniture continue d'électricité des populations a toujours été difficile, en particulier dans les zones éloignées et isolées [5]. Selon l'Agence internationale de l'énergie, en 2016, environ 1.1 milliard de personnes vivront principalement dans des zones éloignées sans accès à l'électricité [6]. Le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité est passé de près de 860 millions en 2018 à 770 millions en 2019, ce qui constitue un record à la baisse ces dernières années.

L'utilisation des énergies renouvelables et les systèmes énergétiques hybrides (SEH) deviennent de plus en plus attractifs pour le pouvoir en raison de son avantage remarquable, notamment dans les régions éloignées. En outre, les systèmes hybrides autonomes peuvent être utilisés à de nombreuses fins, dans les zones rurales et/ou urbaines, pour l'éclairage, l'eau (dessalement, pompage), ainsi que dans les sites de télécommunications [7].

Toutefois, le système énergétique hybride dépend de plusieurs facteurs tels que: la localisation du site, l'intensité des ressources, la charge électrique, et même les variations saisonnières du profil de consommation...etc. Tous ces facteurs font du dimensionnement technico-économique optimal des composants du système hybride un véritable challenge [5,8]. Les techniques d'optimisation, les informations et les méthodes de dimensionnement optimal pour les systèmes hybrides PV/Diesel se trouvent dans la référence [9].

Dans la littérature disponible et d'après l'enquête que nous avons menée, les auteurs ont étudié les SEH avec leur optimisation en termes de coût du système et de dimensionnement optimal des composants. Il a été clairement constaté que les chercheurs ne prennent pas en compte, lors de l'étude des systèmes énergétiques hybrides, l'effet de la demande électrique et sa variation en termes de temps et d'amplitude. C'est-à-dire les stratégies de la gestion de la demande, entre autres, l'écrêtage des pics et le déplacement de la charge, des actions visant à modifier les schémas de consommation d'énergie

électrique afin d'optimiser l'ensemble du système électrique, y compris la production, la distribution et l'utilisation finale par les consommateurs. Ces mesures visent à améliorer l'efficacité énergétique afin de garantir une utilisation plus efficace de l'électricité dans les différents secteurs [10,11]. En plus, il existe plusieurs éléments sont utilisés pour atteindre les objectifs du concept de la gestion de la demande et de ses stratégies, notamment les énergies renouvelables et les dispositifs de stockage.

Ce troisième chapitre est divisé en trois sections dont l'objectif est de présenter la simulation et la présentation des composantes du concept de la gestion de la charge en termes général. Dans un premier temps, nous nous concentrons sur la simulation de certaines stratégies de la gestion de la charge qui sont appliquées à un système d'énergie hybride isolé. Dans un deuxième temps, nous présentons un nouveau concept comme l'une des stratégies de la gestion de la charge appelé le prosommateur d'énergie résidentiel. La description du concept de prosommateur, l'analyse et la discussion des résultats de la simulation sont présentées en détail.

Enfin, dans la troisième section, nous nous concentrons sur l'effet de l'intégration de l'énergie renouvelable en tant que composante du DSM. L'attention particulière est accordée aux systèmes photovoltaïques décentralisés à petite et grande échelle.

III.2. Simulation des stratégies de la gestion de charge

Cette premier section est consacre à la simulation, l'optimisation et la conception d'un système énergétique hybride isolé par rapport au réseau électrique sous différentes stratégies de la gestion de la charge.

Le système proposé pour la simulation et l'optimisation dans ce cas est un système énergétique autonome hybride PV/batterie/diesel conçu pour répondre aux besoins énergétiques d'une maison isolée. Notre choix de système se justifie par le fait que ce type de structure est plus utilisé soit par l'Etat pour l'électrification des clients, soit par le client lui-même lors de son électrification selon ses besoins énergétiques. Le système est composé de générateur photovoltaïque dont la puissance de sortie dépend des spécifications de modules PV, l'irradiation solaire et de la température ambiant. Un générateur diesel utilisé comme source d'énergie de secours pour améliorer la fiabilité du système et la continuité du service est dû à la nature intermittente des énergies renouvelables. Le modèle de générateur diesel est donné par sa puissance de sortie, le prix du carburant est de 0.7 \$/L tiré de la référence.

En plus de système de stockage d'énergie par batteries qui est utilisé pour deux rôles: stocker l'énergie lorsqu'il y a un surplus d'électricité et combler les lacunes lorsque la production renouvelable n'est pas disponible. Le modèle de batterie Hoppecke 16 OPzS 2000 dans le logiciel (HOMER, (voir annexe)) est choisi avec les caractéristiques suivantes: le type de batterie est plomb-acide, le rendement est de 80%, la capacité nominale est de 2000 Ah, la tension nominale est de 2 V/cellule et un débit de

6801 kWh sur toute la durée de vie. Enfin, un onduleur est utilisé pour convertir le courant continu en courant alternatif. Les détails techniques de convertisseur sélectionné sont les suivants: la durée de vie de 15 ans, l'efficacité de l'onduleur et du redresseur sont de 90% et 85%, respectivement.

La performance du système est examinée en termes de faisabilité technique et économique, et évaluée en termes de coût total net actuel, d'investissement en capital, de coût de l'énergie, la fraction d'énergie renouvelable, et les émissions de gaz à effet de serre. La simulation et le dimensionnement optimal avec une analyse technique et économique complète a été réalisée par le logiciel HOMER.

Nous portons une attention particulière à l'examen de l'effet des stratégies du concept DSM sur l'optimisation du système, dans le but d'attirer l'attention sur l'énorme potentiel technico-économique de stratégies telles que la stratégie d'économie d'énergie, l'écrêtement des pointes et la stratégie de déplacement de la charge.

Pour l'optimisation du système hybride, le logiciel HOMER nécessite quatre types de données d'entrée: les données climatiques, le profil de charge, les données techniques et économiques des composants du système.

Les données de rayonnement solaire pour l'emplacement du site ont été obtenues à partir du site de la NASA, avec un rayonnement solaire quotidien moyen de 5.41 kWh/m²/jour, l'indice de clarté mensuel varie de 0.495 à 0.586 avec une moyenne annuelle estimée de 0.543. En outre, les détails économiques des composants du système hybride en termes de coût d'investissement, de coût de remplacement et de coûts annuels d'exploitation et de maintenance sont résumés dans le Tableau III.2 du chapitre II.

Le système hybride PV/batterie/diesel est simulé sous un profil de charge réel et lorsque des mesures de la gestion de la charge sont prises en compte. Initialement, les appareils utilisés ont une faible efficacité énergétique et une consommation d'énergie très élevée, notamment pour l'éclairage intérieur et extérieur, ainsi que des appareils surdimensionnés.

L'utilisation des appareils de haute performance pour augmenter l'efficacité énergétique, la modification des lampes conventionnelles avec la technologie LED, l'élimination des pertes d'énergie et la non-utilisation des appareils surdimensionnés sont quelques-unes des mesures de DSM pour développer une nouvelle courbe de charge.

En outre, trois stratégies de gestion de la charge visant à modifier le profil de consommation sont examinées afin de déterminer ces effets sur le dimensionnement et l'optimisation du système hybride, à savoir: la stratégie de conservation, le déplacement de la charge et la stratégie d'écrêtement des pointes, qui sont présentés dans cette section. Noté que la fonction objectif des stratégies proposées est de minimiser la facture d'électricité du consommateur, comme le montre l'équation (III.1).

$$\text{Min (Cost)} = \left[\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} * t_{(j)} * CE_{(i,j)} \right] \quad (\text{III.1})$$

Où;

$P_{(ij)}$ est la demande de charge du type i à l'intervalle de temps j ,

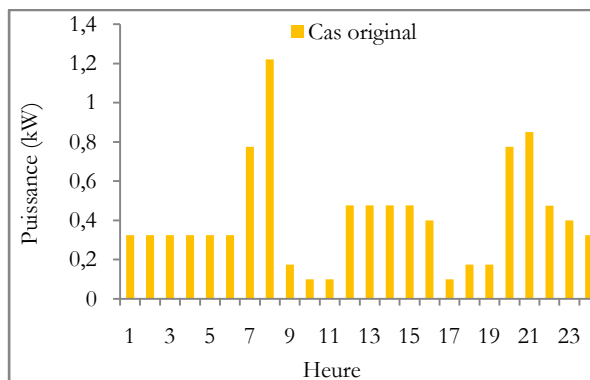
$CE_{(ij)}$ est le coût de l'énergie pour le type de charge i à l'intervalle de temps j ,

J et M sont respectivement le nombre total d'intervalles de temps et le nombre total de types de charges.

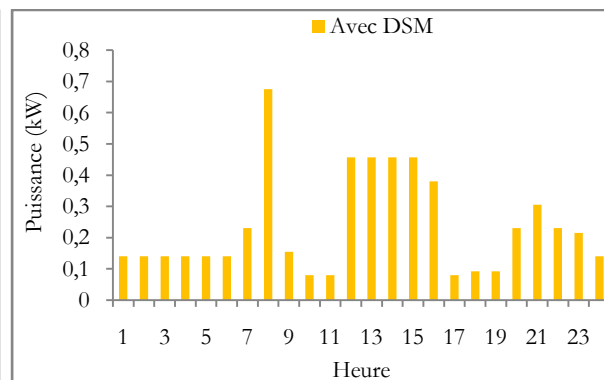
- **Stratégie 1: Technique de conservation stratégique:** La stratégie de conservation de l'énergie est définie comme un moyen efficace de réduire la consommation de l'utilisateur final, mis en œuvre par l'amélioration de l'efficacité des appareils qui conduit à une réduction de la demande de pointe et de la consommation totale d'énergie.
- **Stratégie 2: Déplacement de la charge:** La stratégie consiste à déplacer les charges des périodes de pointe vers les périodes creuses. Il en résulte une diminution de la demande de pointe, sans changement de quantité de l'énergie totale consommée.
- **Stratégie 3: Ecrêtage des pics:** La technique consiste à réduire les charges pendant les périodes de pointe. Dans notre cas, la demande de pointe pour $t=7H$ de la courbe originale est écrêtée de 30%. Le Tableau III.1 présente des informations sur les profils de consommation en termes de charge et de charge de pointe pour le cas initial, lorsque des mesures de DSM sont proposées, et pour les trois scénarios simulés. La Figure III.1 illustre les profils de consommation pour tous les scénarios simulés.

Tableau III.1. La puissance et le pic de pointe pour chaque stratégie.

Les cas	Charge (kWh/j)	Pic de charge (kW)
Cas original	9.81	2.06
Avec DSM	5.59	1.14
Stratégie de conservation	6.88	1.44
Déplacement de la charge	9.81	1.44
L'écrtage de pic	9.45	1.52



(a)



(b)

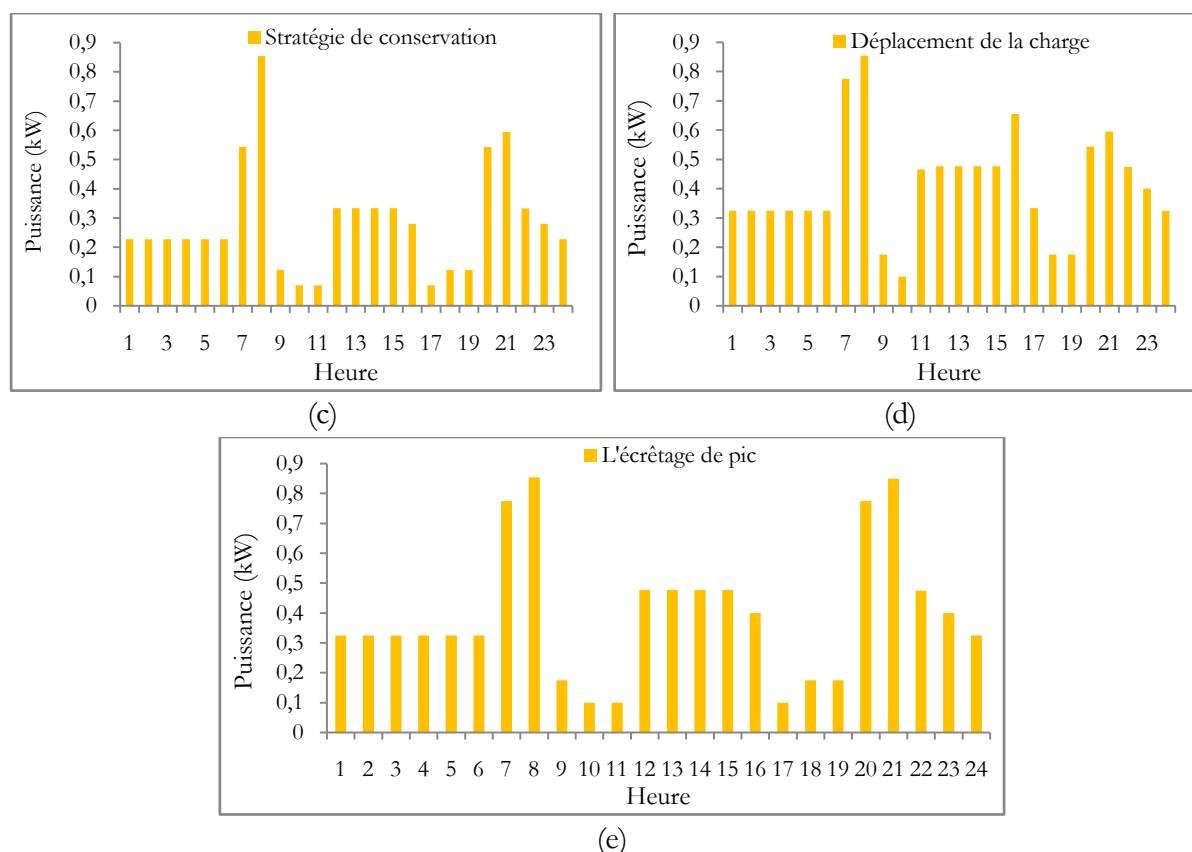


Figure III.1. Profil de charge de chaque stratégie.

Après l'étape de simulation du système hybride proposé, toutes les configurations possibles sont évaluées en termes techniques (nombre de composants et leur puissance nominale), économiques (coût total net actuel (TNPC) et coût de l'énergie (CoE)), et en termes d'émissions de CO_2 .

III.2.1. Résultats et discussion

Les résultats de l'optimisation du système qui est destiné pour fournir une charge primaire de 9.81 kWh/jour sont basés sur un moyen annuel de rayonnement solaire de 4.36 kWh/m²/jour, la durée du projet de 25 ans et un taux d'intérêt annuel effectif de 3%. Les résultats obtenus sur la base de ces données sont présentés et discutés en détail dans cette section. La configuration optimale du système pour le cas d'origine avec une consommation primaire de 9.81 kWh/jour consiste techniquement en un générateur photovoltaïque de 3 kW, un générateur diesel de 1 kW, 4 batteries et un convertisseur de 2 kW. D'un point de vue économique, le système a un coût initial total, un coût actuel net total (TNPC), et un coût énergétique (CoE) respectivement de 5.656 \$, 11.159 \$, et 0.244 \$/kWh.

Le système produit annuellement un total de 5.530 kWh, y compris la contribution de l'énergie solaire de 86% et 14% du générateur diesel, ce qui correspond à 4.755 kWh des panneaux PV et 774 kWh du générateur. L'excédent d'énergie est d'environ 1138 kWh (20.6%) de la production totale. La production énergétique mensuelle moyenne est indiquée dans le Tableau III.2. Les émissions de CO_2 du système sont estimées à 705.486 kg/an. En plus des résultats du cas initial, les résultats technico-

économiques du système électrique hybride simulé pour différents scénarios sont résumés dans le Tableau III.3.

Tableau III.2. Production d'électricité du système énergétique hybride.

Mois	Système PV (kW)	Diesel (kW)
Janvier	0,2948	0,212
Février	0,38553	0,1449
Mars	0,54474	0,0794
Avril	0,63093	0,0074
Mai	0,7269	0,0035
Juin	0,80192	0
Juillet	0,80186	0,0029
Août	0,72088	0,007
Septembre	0,56087	0,0644
Octobre	0,45256	0,0749
Novembre	0,32046	0,2151
Décembre	0,2619	0,2526

- **Scénario d'activités DSM:** Les résultats de la simulation après application des activités de gestion de la charge sont de 6279 \$, 0.244 \$/kWh, 491 \$/an et 522.454 kg/an respectivement pour le coût actuel net total, le coût énergétique, le coût annualisé, et les émissions annuelles de gaz à effet de serre. Les activités de DSM permettent de réaliser des économies: 1 kW de puissance PV, 2 batteries et un convertisseur d'énergie.
- **Stratégie 1 (stratégie de conservation d'énergie):** Le système optimal a un TNPC de 7.993 \$ et un coût unitaire de l'énergie produit de 0.241 \$/kWh. Cette technique permet d'économiser la capacité des panneaux photovoltaïques, nombre de batteries et la puissance du convertisseur par 1 kW, une unité et 0.5 kW, respectivement.
- **Stratégie 2 (déplacement de la charge):** Le NPC total du système est de 10.504 \$, tandis que le CoE est de 0.229 \$/kWh avec un coût total d'opération et une fraction d'énergie renouvelable de 391\$ et 0.868%, respectivement.
- **Stratégie 3 (l'écrêtage de pic):** Dans ce scénario, le système donne un CoE de 0.238 \$/kWh et un coût actuel net total de 10482 \$ avec une fraction de l'énergie renouvelable qui estimé à 0.873%.

La comparaison des résultats obtenus entre les scénarios simulés en termes des coûts actuels et annualisés est présentée dans la Figure III.2.

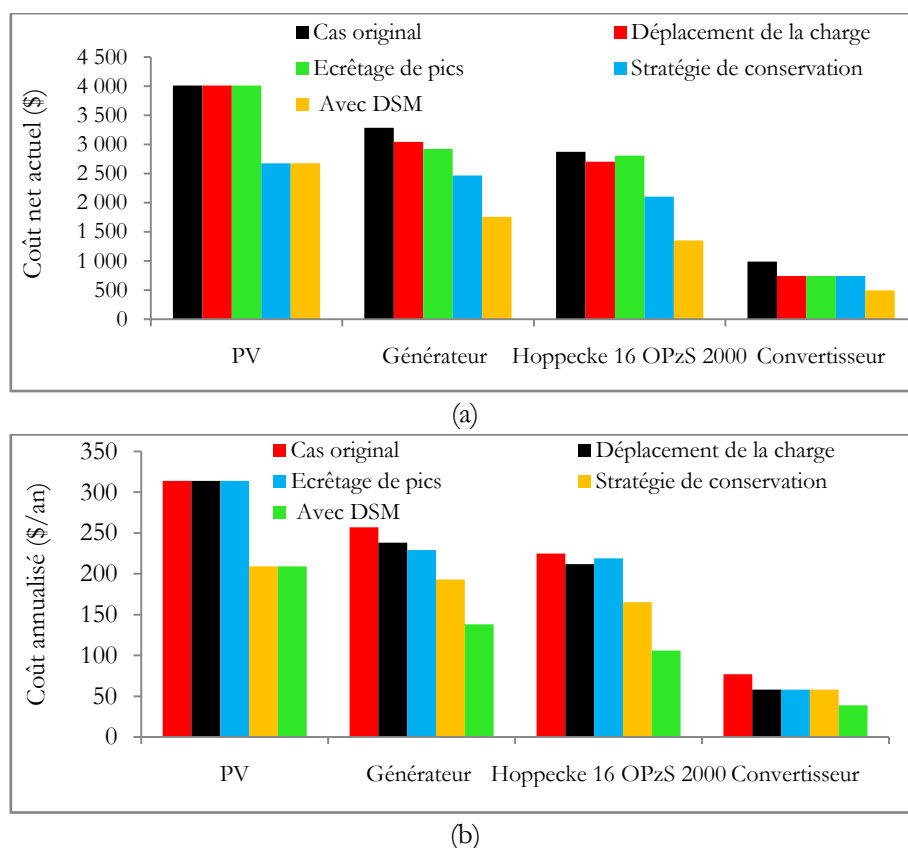


Figure III.2. Coûts nets actuels du système hybride (a) et coûts annualisés (b).

Tableau III.3. Résumé des résultats techniques et économiques des stratégies simulées.

Cases	Cas original	Avec DSM	Stratégie de conservation	Transfert de la charge	L'écrêtage du pic
Résultats techniques					
Taille du PV (kW)	3	2	2	3	3
Nombre de batteries (pièce)	4	2	3	4	4
Générateur diesel (unités)	1	1	1	1	1
Taille du convertisseur (kW)	2	1	1.5	1.5	1.5
DG opération (h/an)	839	428	611	764	735
Carburant (L/an)	261	130	194	242	231
Débit annuel (kWh/an)	2,558	1,121	1,829	2,257	2,433
Résultats économiques					
TNPC (\$)	11,159	6,279	7,993	10,504	10,482
LCOE (\$/kWh)	0.244	0.240	0.241	0.229	0.238
Coût de fonctionnement (\$)	431	211	310	393	391
Production d'électricité (kWh/an)/Fraction (%)					
Charge primaire AC	3,580	2,040	2,511	3,580	3,449
Panneau PV	4,755/86	3,170/89	3,170/85	4,755/87	4,755/87
Générateur	774/14	385/11	579/15	722/13	689/13
Totale	5,530/100	3,555/100	3,749/100	5,477/100	5,445/100
Excès d'électricité	1,138/20.6	1,089/30.6	652/17.4	1,138/20.8	1,221/22.4
Fraction renouvelable (%)	0.860	0.892	0.846	0.868	0.873
Coût du facture d'électricité	873.52	489.6	605.151	819.82	820.862

En outre, les émissions de divers polluants de chaque système optimisé pour différents scénarios sont indiquées dans le Tableau III.4.

Tableau III.4. Émissions environnementales de chaque stratégie.

Polluants	Symbole	Les scénarios				
	Types	Cas original	Avec DSM	Stratégie de conservation	Transfert de la charge	L'écrêtage du pic
Carbon dioxide	CO ₂	687	344	510	636	609
Carbon monoxide	CO	1.69	0.848	1.26	1.57	1.5
Unburned hydrocarbons	UHC	0.188	0.0939	0.139	0.174	0.166
Particulate matter	PM	0.128	0.0639	0.0949	0.118	0.113
Sulfur dioxide	SO ₂	1.38	0.69	1.02	1.28	1.22
Nitrogen oxides	NO _X	15.1	7.57	11.2	14	13.4
Total (kg/an)	-	705.486	522.454	523.7139	653.142	626.4

La comparaison générale des résultats entre les scénarios simulés en termes de critères techniques, économiques et d'émissions est faite, nous pouvons tirer les conclusions suivantes: En termes de coût de l'électricité, le CoE élevé du système PV/batterie/diesel est obtenu dans le cas d'un système sans activités de gestion de la charge. Par contre, le coût le plus faible est observé pour les techniques de déplacement de la charge et de coupure de pointe. En termes de TNPC, le coût le plus bas est enregistré lorsque les activités de DSM sont appliquées avec 6279 \$ et 7993 \$ pour la stratégie de conservation avec une économie d'environ 14,88 \$. Les émissions de CO₂ du système proposé dans le cas réel de gestion de la charge et de la stratégie de conservation d'énergie sont de 522.454 kg/an et de 626,4 kg/an, i.e. les valeurs les plus faibles par rapport au système sans stratégie de DSM avec 705,486 kg/an et 653,142 kg/an pour le cas du transfert de charge.

Enfin, cette partie du chapitre examine et discute la simulation, l'optimisation et l'évaluation de la performance d'un système hybride autonome PV/Batterie/Diesel pour répondre à une demande de charge électrique de 9.6 kWh/jour dans une zone isolée. Le système est également simulé et analysé sous les stratégies de gestion de la demande et à l'aide du logiciel HOMER pour déterminer la configuration optimale de point de vue technicoéconomique. Afin de déterminer l'effet du concept de DSM, différentes stratégies telles que la stratégie de conservation, le transfert de charge et l'écrêtage des pics avec une variation de 30% par rapport au profil de charge initial sont proposés et simulés. Nous pouvons voir que le dimensionnement du système hybride est lié au modèle de charge, c'est-à-dire à la demande d'énergie pendant le jour, la nuit et la saison. Les activités de DSM entraînent une diminution de la demande quotidienne de l'énergie et de la charge de pointe respectivement par 43% et 44%. Lorsque la stratégie de DSM est appliquée, la facture d'électricité annuelle, le TNPC et les émissions de CO₂ sont aussi réduites de 43.95%, 43.73% et 25.94%, respectivement. Nous pouvons

conclure que le concept DSM présente des économies importantes avec un effet environnementale positif.

III.3. Le concept de prosommateur résidentiel

La demande d'énergie des bâtiments et de la construction de bâtiments continue d'augmenter, en raison de l'amélioration de l'accès à l'énergie dans les pays en développement, de l'augmentation du nombre de propriétaires et d'utilisateurs d'appareils consommateurs d'énergie et de la croissance rapide de la superficie mondiale des bâtiments. En plus, les deux sont responsables de plus d'un tiers de la consommation finale d'énergie dans le monde et de près de 40% du total des émissions directes et indirectes de CO₂. La demande énergétique résidentielle représente souvent une part importante de la demande globale d'électricité, elle est importante à la fois pour sa taille actuelle et son potentiel de croissance, avec une augmentation de 1.4% chaque année en moyenne, passant de 39% en 2012 à 43% en 2040. Cependant, il existe un potentiel important d'économies d'énergie dans ce secteur [12,13].

En Algérie et d'après le Commissariat aux énergies renouvelables et à l'Efficacité énergétique (CEREFÉ), l'examen des bilans énergétiques nationaux réalisés par le ministère de l'Energie entre 2010 et 2019 quant à la consommation finale d'énergie, fait ressortir qu'un total de 410 millions TEP ont été consommés au cours des dix dernières années, dont 90 millions TEP dans l'industrie et BTP (Bâtiment et Travaux publics), soit 22% de la consommation globale, 142 millions TEP dans les transports, soit 35% et 177 millions TEP dans le résidentiel et le tertiaire, soit 43%, a fait remarquer le Commissariat.

Cette consommation, explique-t-il, est tirée essentiellement par le secteur résidentiel et tertiaire dont la consommation a presque doublé en enregistrant une augmentation de 11.1 MTEP (soit +89.5%), suivi par le secteur des transports dont la consommation a augmenté de 4.2 MTEP (soit +37.4%), et le secteur de l'industrie et BTP avec une augmentation de 3.2 MTEP (+40.2%) [14].

Une technique très prometteuse représentée par le concept de gestion de la demande est proposée comme solution pour résoudre ce problème d'augmentation de la consommation d'énergie dans ce secteur. Les stratégies de la gestion de la charge qui sont présentées dans le chapitre I sont utilisées pour gérer de manière optimale les ressources énergétiques des clients et leurs profils de demande énergétique. Il s'agit d'une méthode active destinée à rendre les utilisateurs finaux d'énergie plus efficaces à court et à long terme. L'efficacité énergétique joue également un rôle clé dans le contexte du développement durable car elle contribue aux économies d'énergie et à la réduction des émissions de CO₂ [15,16]. En outre, la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre a poussé la

plupart des pays à élaborer de nouvelles politiques énergétiques. Ces politiques ont été conçues pour promouvoir les sources d'énergie renouvelables dans le secteur électrique du futur notamment dans les bâtiments résidentiels [17].

De plus, et avec le développement des énergies renouvelables, le modèle unidirectionnel de réseau électrique fournisseur-consommateur se transforme en un modèle bidirectionnel avec l'appui des réseaux intelligents (Smart Grids). En conséquence, la production d'énergie renouvelable n'est plus centralisée et peut être réinjectée et redistribuée à n'importe quel endroit du réseau, même à partir de la batterie d'une voiture électrique connectée à sa station de recharge (Véhicule au réseau ou V2G en anglais).

Les réseaux intelligents sont des réseaux robustes et autoréparables qui permettent la propagation bidirectionnelle de l'énergie et de l'information au sein du réseau électrique. Ceci introduit un nouveau type d'utilisateur d'énergie qui consomme, produit, stocke et partage l'énergie avec d'autres utilisateurs du réseau électrique [18]. Ce type d'utilisateur est appelé "prosommateur" et il est différent des consommateurs traditionnels d'énergie. Le terme prosommateur désigne un utilisateur d'énergie qui produit de l'énergie renouvelable dans son environnement domestique et stocke l'énergie excédentaire pour une utilisation ultérieure ou l'échange avec les clients du réseau électrique intelligent. Les prosommateurs peuvent également stocker l'énergie excédentaire à l'aide d'un système de stockage d'énergie pour une utilisation ultérieure, ou vendre l'énergie excédentaire au réseau électrique c'est-à-dire aux consommateurs voisins. Noté que le passage du statut de consommateur passif à celui de consommateur actif permet de maximiser toute une série d'avantages économiques, opérationnels et environnementaux dans les domaines suivants: micro génération, réduction de la demande, réponse de la demande, gestion des données et stockage de l'énergie [19-21].

Cette deuxième section du chapitre introduit le concept de prosommateur d'énergie ou aussi appelé la génération de client comme l'une des techniques de la gestion de la charge. Le client résidentiel peut utiliser la production locale d'énergie renouvelable comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne, pour produire de l'énergie électrique qui peut être utilisée localement ou injectée dans le réseau. Dans notre exemple nous avons sélectionnée la production photovoltaïque décentraliser. Le choix du solaire photovoltaïque s'explique par l'abondance du soleil qui est considéré comme une source d'énergie renouvelable prometteuse pour l'avenir du pays notamment dans le Sahara algérien.

L'un des principaux inconvénients du système photovoltaïque est son coût d'installation initial relativement élevé. Cependant, si le choix de la technologie PV et de l'angle d'inclinaison ainsi que l'analyse de performance du système sont correctement effectués, il peut constituer une solution avantageuse et respectueuse de l'environnement.

Puisque le watt photovoltaïque produit est relativement cher, le système PV doit être correctement et idéalement dimensionné en termes techniques et économiques. Il dépend de plusieurs paramètres tels que l'orientation, l'angle d'inclinaison, et le type de cellule solaire, etc. Parmi ces paramètres, les deux derniers ont un impact significatif sur la performance et le rendement de conversion du système.

Dans ce cas, nous avons analysé la production d'énergie associée à trois technologies de cellules solaires différentes (Si-mono, Si-poly, Si-amorphe). En outre, le système PV est simulé sous différents angles d'inclinaison allant de 0° à 90° , afin de trouver la meilleure configuration. Enfin, le calcul des économies d'énergie ainsi que des économies de coûts énergétiques a également été effectué.

III.3.1. Architecture et composantes du concept de prosommateur

L'architecture du prosommateur photovoltaïque est composée de plusieurs éléments. L'installation photovoltaïque locale installée du côté du consommateur qui est destinée à produire de l'énergie électrique utilisée localement ou injectée dans le réseau. La prise en compte de l'activité des mesures DSM du côté de la demande (efficacité énergétique et conservation stratégique) est très utile pour réduire la consommation d'énergie. L'onduleurs pour assurer la connexion avec le réseau électrique. Les moyens de connexion au réseau, les systèmes de protection et de comptage de l'énergie, etc. La Figure III.3 ci-dessous présente un schéma simplifié du système prosommateur photovoltaïque.

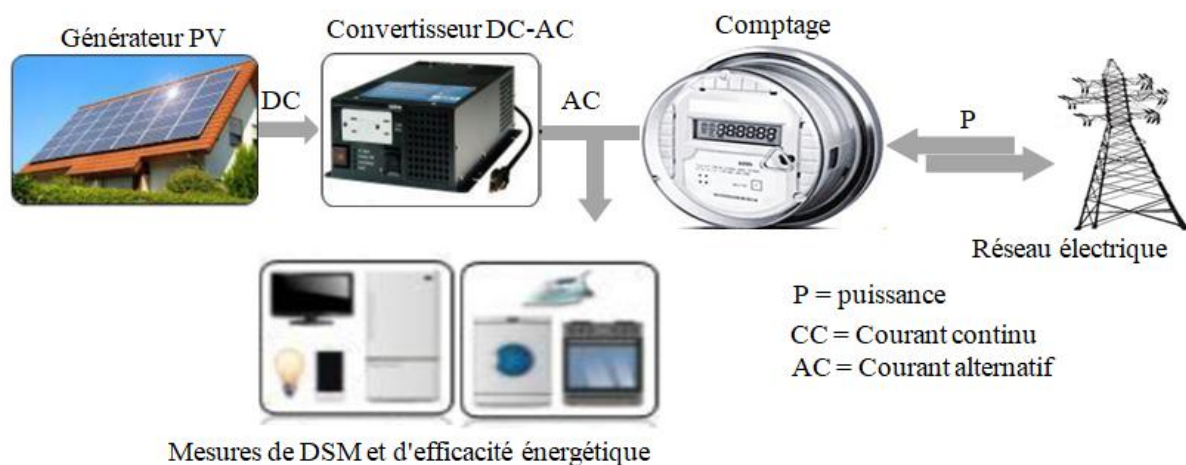


Figure III.3. Schéma représentatif du consommateur photovoltaïque.

III.3.2. Formulation du problème

La gestion de la charge et l'utilisation de la production locale d'énergie renouvelable sont conçues pour identifier le plan énergétique optimal du consommateur. Ce type de solutions est conçu pour plusieurs objectifs. Premièrement, exploiter et maximiser l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources locales. Deuxièmement, réduire le coût de la facture d'électricité journalière, puisque la charge domestique sera couverte par la production locale. Les clients peuvent ainsi bénéficier d'avantages en termes de réduction des coûts associés à l'utilisation des ressources énergétiques du réseau classique.

Enfin, l'optimisation des ressources énergétiques des consommateurs individuels est utilisée pour améliorer l'efficacité du réseau électrique par la réduction de la charge de pointe, éliminant ainsi les grands projets d'électrification. Par conséquent, la conservation des ressources énergétiques pour la future génération et la protection de l'environnement, et la réduction des émissions de CO₂. Dans notre cas, nous avons analysé les deux scénarios suivants.

▪ **Scénario 1: scénario de base sans système PV**

Nous avons calculé le coût de la facture d'électricité en tenant compte du prix d'achat et de vent du kilowattheure de 5 DA selon la société Sonelgaz. Le coût annuel de la facture est calculé comme suit:

$$\text{Coût} = P(\text{DA}) * E(\text{kWh}) \quad (\text{III.2})$$

Où;

$P(\text{DA})$ est le prix du kilowattheure d'énergie et $E(\text{kWh})$ est l'énergie annuelle consommée ou injectée dans le réseau électrique.

L'économie d'énergie (E_n , économie (t)) et le coût de l'électricité (C , économie (t)) sont calculés à l'aide de l'expression suivante.

$$\text{Economie d'énergie} = E(t)_{(\text{sans DSM})} - E(t)_{(\text{avec DSM})} \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Economie de coût} = C(t)_{(\text{sans DSM})} - C(t)_{(\text{avec DSM})} \quad (\text{III.4})$$

$E(t)_{(\text{sans DSM})}$ et $E(t)_{(\text{avec DSM})}$ en (kWh) est l'économie d'énergie au moment (t) sans et avec DSM, respectivement.

$C(t)_{(\text{avec DSM})}$ et $C(t)_{(\text{sans DSM})}$ en (DA) est le coût de l'énergie consommée et/ou injectée dans le réseau avec et sans DSM.

▪ **Scénario 2: Prosommateur photovoltaïque avec et sans DSM**

Dans ce scénario, le concept proposé vise à changer l'état du client, d'un consommateur qui prend de l'énergie du réseau électrique à un producteur et consommateur en même temps (prosommateur).

Dans ce dernier cas, il peut exporter une partie de l'énergie produite vers le réseau électrique.

Les économies d'énergie (E_n , économie (t)) et de coût de la facture d'électricité (C ; économie (t)) peuvent être calculés comme suit.

$$\text{Economie d'énergie (t)} = (E(t)_{(\text{prosommateur avec DSM})}) - (E(t)_{(\text{prosommateur sans DSM})}) \quad (\text{III.5})$$

$$\text{Economie de coût} = (C(t)_{(\text{prosommateur avec DSM})}) - (C(t)_{(\text{prosommateur sans DSM})}) \quad (\text{III.6})$$

Où;

$E(t)_{(\text{prosommateur avec DSM})}$ et $E(t)_{(\text{prosommateur sans DSM})}$ en (kWh) sont l'énergie au moment (t) respectivement avec et sans DSM.

$C(t)$ (prosommateur avec DSM), $C(t)$ (prosommateur sans DSM) en (DA) sont les coûts de l'énergie consommée et/ou injectée dans le réseau avec et sans DSM dans le cas du scénario de prosommateur.

La simulation du système photovoltaïque est exécutée en plusieurs étapes selon la méthodologie suivante

- Début de l'étude: Sélection du site (latitude et longitude) et évaluation de la ressource solaire.
- Calcul de la consommation d'énergie: Considération de la stratégie DSM (modification de la courbe de consommation, et utilisation des sources d'énergie locales et disponibles (PV)).
- Saisissez les données détaillées telles que: L'orientation, la technologie de cellule solaire, la taille du générateur photovoltaïque, et l'angle d'inclinaison (0 degré à 90 degrés).
- Évaluation de la performance du système photovoltaïque: En fonction de l'énergie produite, du rapport de performance, de la technologie des cellules photovoltaïques, l'angle d'inclinaison, etc.
- Comparaison des résultats obtenus.
- Calculer les économies d'énergie et le coût énergétique pour les deux scenarios: 1) consommateur avec et sans DSM, 2) prosommateur avec et sans DSM.

Le système de production d'électricité PV est considéré connecté à la charge où l'électricité est demandée pour l'utilisation domestique d'appareils tels que (éclairage, radio, ventilateurs, télévision, etc.). Le besoin énergétique total de la charge est estimé à 11.78 kWh/jour avec une demande de pointe de 1.3 kW, comme le montre la Figure III.4. La consommation quotidienne totale après la considération du DSM est baissée à 7.66 kWh/jour, avec une charge de pointe de 0.775 kW.

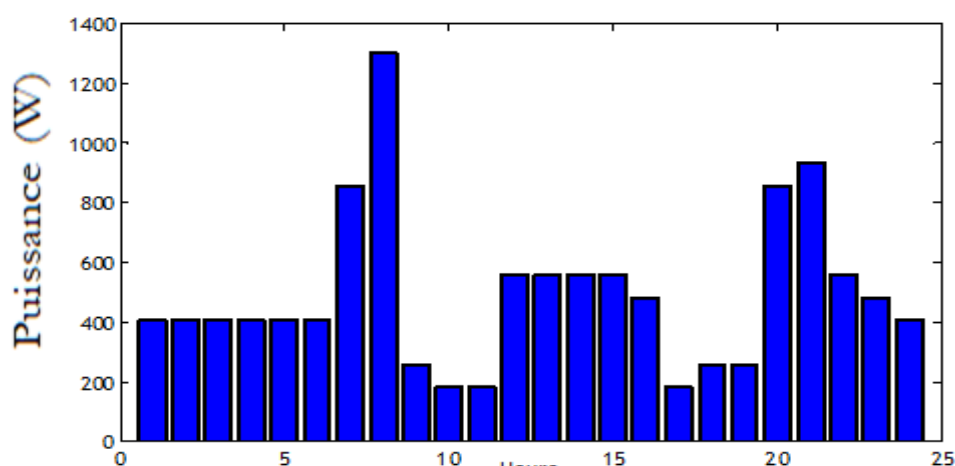


Figure III.4. Profil de charge journalier considéré.

III.3.3. Analyse et discussion des résultats

Dans cette première partie de la section, le logiciel de simulation PVsyst est utilisé pour simuler le système PV avec chacune des trois technologies PV (poly-cristalline, monocristalline, et Si-amorphe).

Ensuite, nous présentons une analyse comparative entre différentes technologies pour examiner la performance et la production d'énergie.

Nous avons déterminé la meilleure configuration du système photovoltaïques en termes d'angle d'inclinaison optimal et la technologie de module photovoltaïque la plus appropriée, ce qui permet un dimensionnement technico-économique du système. D'après les résultats de la simulation, trois paramètres principaux ont été évalués. Le premier paramètre est la quantité totale d'énergie produite par chaque technologie de panneaux. Le deuxième est le rapport de performance annuel. Le troisième est l'angle d'inclinaison optimal qui permet de maximiser le rendement énergétique du système.

III.3.3.1. Production d'énergie PV

La production d'énergie est un paramètre plus important à déterminer. La Figure III.5 montre la production annuelle d'énergie du système correspondant aux différentes technologies pour différents angles d'inclinaison 0, 15, 30, 45, 60, 75, et 90 degrés.

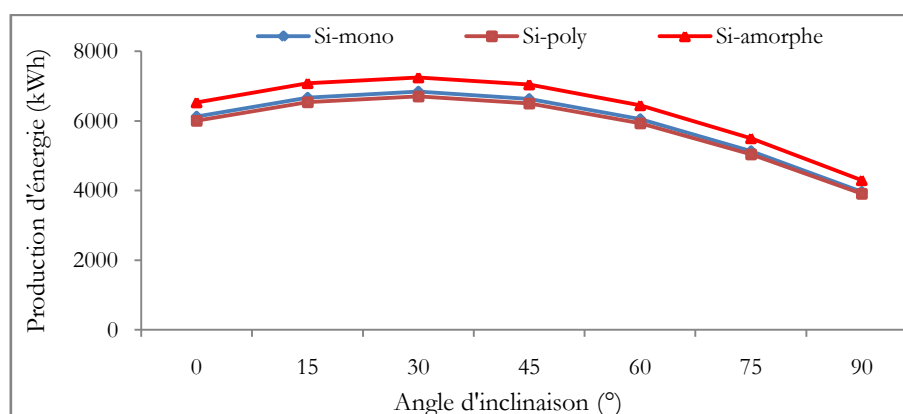


Figure III.5. Production d'énergie de chaque technologie.

Nous remarquons que la production annuelle d'énergie varie d'une technologie à l'autre et varie aussi en fonction de l'angle d'inclinaison. La production maximale est observée pour l'angle de 30 degrés, et diminue respectivement pour les autres angles de 15, 45, 0, 60, 75 et 90 degrés.

Par ailleurs, la production d'énergie la plus faible est toujours enregistrée lorsque les panneaux PV sont montés verticalement (0 degré). La production d'énergie observée pour la technologie Si-mono varie entre un minimum de 3969 kWh pour un angle d'inclinaison de 90 degrés et un maximum de 6844 kWh obtenu pour l'angle de 30 degrés. De même et pour les mêmes angles d'inclinaison, 3908 kWh à 6706 kWh sont obtenus pour la technologie Si-poly et 4301 kWh à 7251 kWh pour la technologie amorphe.

En résumé et selon les résultats, l'énergie photovoltaïque annuelle maximale produite à l'angle d'inclinaison optimal est de 7251 kWh, 6706 kWh et 6844 kWh pour les cellules solaires amorphes, Si-poly, et enfin le Si-monocristallines, respectivement.

III.3.3.2. Rapport de performance

Le rapport de performance est l'un des paramètres les plus importants utilisés dans l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Les résultats obtenus du rapport de performance (RP) sont illustrés à la Figure III.6.

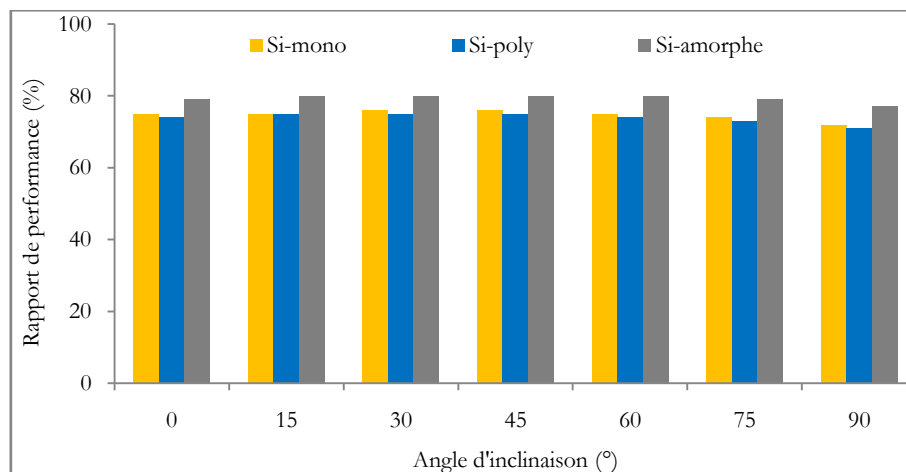


Figure III.6. Indice de performance de chacune des technologies.

La Figure III.6 montre que chaque type de cellule solaire photovoltaïque a son propre rapport de performance. Noté que le PR du site pour les technologies Si-mono, Si-poly, et Si-amorphe varie respectivement de 72% à 76%, de 71% à 75% et de 77% à 80%. Nous constatons que le système PV à base de cellules photovoltaïques Si-amorphes présente le meilleur PR à 80%.

III.3.3.3. Angle d'inclinaison du système

Le choix de l'orientation et de l'angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque pour optimiser son exposition à la lumière directe du soleil permet de maximiser l'efficacité de la conversion solaire. Les résultats de la première phase en terme de production, angle d'inclinaison sont résumés ci-dessous:

- Pour les trois technologies solaires, l'énergie maximale produite est enregistrée pour un angle d'inclinaison de 30 degrés,
- De même, l'énergie la plus faible est produite à un angle de 90 degrés,
- Parmi les trois technologies PV, le système PV de 5 kWc à base de Si-amorphe produit plus d'électricité que le Si-mono et le Si-poly,
- L'énergie maximale produite est de 7251 kWh/an, et la production d'énergie la plus faible est de 6706 kWh/an générée par la technologie des cellules amorphes à un angle d'inclinaison optimal (30 degrés),
- Le meilleur indice de performance pour les différents angles d'inclinaison est toujours celui obtenu par la cellule PV amorphe, soit 80%.

- Selon les trois résultats importants obtenus, le reste des calculs est basé sur la meilleure configuration avec la technologie Si-amorphe orientée vers le sud avec un angle d'inclinaison de 30 degrés et un rapport de performance de 80%.

Dans ce qui suit, nous analysons l'échange d'énergie entre le client et le réseau électrique. Le profile de l'excès d'énergie injecté dans le réseau par différents types de systèmes PV pour les deux cas (avec et sans mesures de gestion de la demande) est présenté dans la Figure III.7. La production d'électricité du système couvre et satisfait plus de 100% de la demande dans les trois cas et à différents angles d'inclinaison pour les deux cas, avec et sans DSM. Sauf pour l'angle de 90 degrés où la production annuelle du système ne couvre même pas la consommation du client dans le cas sans DSM et ceci pour les deux technologies Si-mono et le Si-poly. La différence entre la production PV annuelle et la consommation d'énergie est estimée à 331 kWh et 392 kWh, respectivement. La faible production d'énergie photovoltaïque est due au faible potentiel de rayonnement solaire lorsque les panneaux sont positionnés à cet angle d'inclinaison (90 degrés).

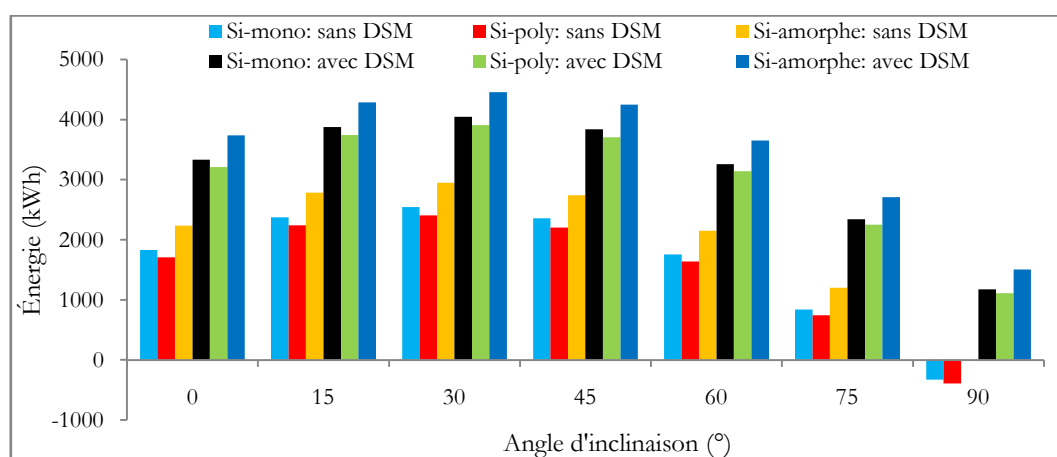


Figure III.7. Excès d'énergie injecté dans le réseau avec et sans DSM.

Du point de vue de l'échange d'énergie et selon la Figure III.7, l'énergie excédentaire (injectée dans le réseau) dans le cas sans DSM est de 2233, 2781, 2951, 2743, 2148, 1203, et 1 kWh respectivement pour les angles de 0, 15, 30, 45, 60, 75 et 90 degrés. Cependant, l'excédent d'énergie est plus élevé lorsque des mesures de DSM sont appliquées, soit 3737 kWh, 4285 kWh, 4455 kWh, 4247 kWh, 3652 kWh, 2707 kWh et 1505 kWh pour 0, 15, 30, 45, 60, 75, et 90 degrés, respectivement. Les surplus maximums sont observés à un angle d'inclinaison de 30 degrés, 2951 kWh dans le cas sans DSM et 4455 kWh lorsque les mesures DSM sont considérées.

III.3.3.4. Échange d'énergie et économie de coûts d'énergie

Nous avons également analysé le bilan énergétique et le coût de l'énergie pour les deux scénarios (prosommateur et consommateur) ainsi la comparaison entre les deux cas avec et sans considération

des mesures de conservation d'énergie (Figure III.8). La quantité d'énergie consommée sans DSM est plus élevée qu'avec DSM, en raison de la mise en œuvre de mesures de gestion de la charge pour modifier le profil de la charge et réduire la demande d'énergie. La consommation annuelle est estimée à 4300 kWh et 2796 kWh pour les deux cas avec et sans DSM.

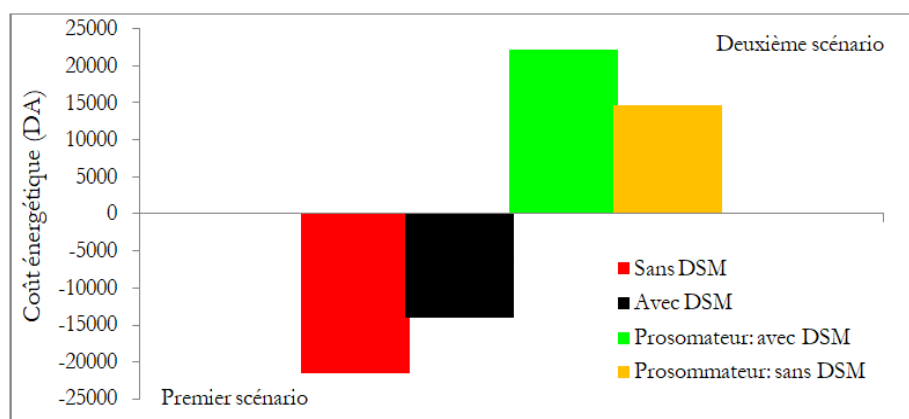


Figure III.8. Coût de l'énergie dans les deux scénarios avec et sans DSM.

Dans le premier scénario, le client est alimenté par le réseau électrique conventionnel. Par contre, dans le second scénario, il y a un échange d'énergie entre le client et le gestionnaire de réseau grâce au concept prosommateur (diminution de 65.02% de l'énergie achetée au réseau). Nous constatons que sur une base annuelle, la quantité d'énergie dans la majorité des cas est injectée dans le réseau.

Dans le scénario 2 (client prosommateur avec injection et soutirage d'énergie), la quantité d'énergie injectée est importante quand des mesures de gestion de la charge sont considérées par rapport au cas où il n'y a pas de DSM.

En plus, l'utilisation des mesures de gestion de la charge se traduit par une diminution du coût annuel de la facture d'électricité de 21500 DA/an à 13980 DA/an dans la scénario 1. Cependant, dans le cas de concept prosommateur, nous constatons une augmentation du coût de la facture d'électricité d'environ 66.24%, passant de 14755 DA par an (cas de sans DSM) à 22275 DA/an (avec DSM). Le changement de statut du client est le principal avantage, qui passe d'un statut de consommateur avec 4300 kWh/an provenant du réseau électrique à un statut prosommateur avec 4445 kWh/an injectés dans le réseau lorsque les mesures DSM sont adoptées.

En termes d'économie d'énergie et de réduction de coût de la facture d'électricité, le client devient bénéficiaire grâce au passage d'un système de tarification client-opérateur avec un coût annuel de 21500 DA/an dans le premier scénario, à un système de tarification opérateur-client avec un coût de 22224 DA/an dans le second scénario.

Comme conclusion partiel de cette section, nous avons proposé et analysé les résultats d'un nouveau concept de génération de client résidentiel (prosommateur) comme moyen de la gestion de

la demande. Un système de production d'énergie photovoltaïque de 5 kWc est considérée et simulée sous différentes technologies de cellules solaires et différents angles d'inclinaisons.

La première étape consiste à déterminer la meilleure configuration du système photovoltaïque. Sur la base des résultats obtenus en choisissant les meilleures technologies de cellules solaires et l'angle d'inclinaison. La technologie PV Si-amorphe avec une production d'énergie annuelle de 7251 kWh inclinée à un angle d'inclinaison de 30 degrés a été retenue comme la plus appropriée.

Enfin, nous avons présenté et analysé les résultats en prenant deux scénarios consommateur et prosummateur et ceci dans les deux cas avec et sans considération de la gestion de la charge. La production du système, l'échange d'énergie et les économies réalisées sur les factures d'énergie et d'électricité sont discutées. Les résultats ont montré que le client change de statut, passant de celui de consommateur à celui de prosummateur avec un changement de système de tarification client-opérateur au système de tarification opérateur-client.

III.4. Intégration de la production décentraliser de petite échelle

Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en systèmes connectés au réseau et en systèmes autonomes en termes de connexion, et à petite ou grande échelle en terme de taille. En termes de conversion de l'énergie solaire, il est basée sur la transformation de la lumière du soleil en électricité, il existe deux types de conversion: la première c'est la conversion directe de l'énergie photovoltaïque (PV), et la seconde est indirecte qui est réalisée à l'aide du système d'énergie solaire concentrée (CSP) [22]. Les données statistiques montrent que les systèmes PV se développent désormais en trois catégories principales: 1) les petits systèmes PV (1-5 kW) utilisés dans les maisons privées; 2) les générateurs PV moyens qui sont intégrés dans les bâtiments commerciaux, industriels et de bureaux (généralement 10-250 kW); 3) les centrales photovoltaïques centralisées ou les systèmes connectés au réseau à grande échelle (de 100 kW à 5 MW) [23]. Les systèmes PV à grande échelle connectés au réseau sont généralement connectés au service public sur le côté moyenne tension (20 kV/35 kV) ou haute tension (110 kV), avec une capacité nominale allant de 1 MWc à des centaines de mégawatts et voire plus [24,25].

D'après les études de la littérature, il existe plusieurs applications du solaire photovoltaïque, telles que les systèmes autonomes, le pompage de l'eau, les sites de télécommunication, l'éclairage public et la protection cathodique. En raison de ces multiples applications dans le monde entier, le taux de croissance annuel des installations photovoltaïques au cours de la période 2010-2017 a atteint 24%, tandis que la capacité PV cumulée était d'environ 415 GW à la fin de 2017, avec une croissance continue [26].

En 2019, le ministère de l'intérieur, des collectivités locales et de l'aménagement du territoire a fait mention de la généralisation de l'utilisation de l'énergie solaire dans les écoles, qui est l'une des priorités de l'État, mais aussi dans diverses institutions publiques comme dans les mosquées et les universités. La modernisation des écoles est essentielle tant du côté de la production que de la consommation. Le développement de ressources renouvelables pour fournir de l'électricité, telles que l'énergie solaire, est un élément clé pour la durabilité des écoles, que l'éducation soit verte et qu'elle protège d'avantage l'environnement.

Cette troisième section du chapitre vise à étudier la faisabilité de l'augmentation de la pénétration de l'énergie renouvelable PV par l'adoption des activités de gestion de la charge. Nous avons présenté, l'évaluation et l'analyse de performance d'un système solaire photovoltaïque à petite échelle connecté au réseau en utilisant le logiciel PvPlanner. Une étude comparative de performance entre quatre types de technologies de cellules (a-Si, CdTe, CIS et c-Si) en termes de paramètres de performance définis par la norme IEC 61724 de l'Agence internationale de l'énergie. L'effet de la DSM sur la quantité d'énergie produite, injectée et retirée du réseau électrique a également été examiné.

Récemment, le taux d'installation des systèmes PV a augmenté et le nombre d'articles de recherche dans la littérature portant sur la faisabilité des systèmes photovoltaïques ne cesse de croître. Diverses études ont été menées sur l'analyse de performance de ces derniers sur différents sites dans le monde et dans différentes conditions climatiques, avec différents modes de connexion, employant différentes tailles et technologies. L'étude expérimentale, le contrôle réel, et la simulation sont les méthodes les plus couramment utilisées pour le contrôle et l'analyse de performance des systèmes photovoltaïques.

L'analyse économique des systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau pour les applications résidentielles en Turquie a été effectuée [27]. La conception et l'évaluation technico-économique d'un système photovoltaïque à grande échelle connecté au réseau dans la ville d'Adam, Oman, est présentée par Kazem [28]. L'étude d'un système PV intégré au bâtiment basé sur le silicium amorphe (a-Si) et le silicium cristallin (c-Si) est présentée [29], où le rapport de performance journalier des modules installées est analysé. En outre, la performance d'un système photovoltaïque connecté au réseau installé à l'université de Jordanie a été examinée dans la référence [30]. Imad dans un papier de recherche a analysé les résultats obtenus à partir de la surveillance d'un système photovoltaïque polycristallin d'une capacité de 41 kWc installé sur le toit de la faculté à l'université nationale An-Najah en Palestine [31].

Notre objectif est d'étudier la faisabilité de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque dans les écoles. Il existe de nombreuses études disponibles dans la littérature sur le même contexte mais dans des lieux différents, avec des méthodes et des objectifs d'analyse différents. Par exemple, un système PV monocristallin de 10 kWc installé sur le toit d'une école en Nouvelle-Zélande (Wellington) a été

analysé en termes d'économie et de performance. L'auteur note que la facture d'électricité de l'école a été considérablement réduite [32]. La conception d'une école à zéro énergie dans une étude de cas en Grèce et sa performance énergétique ont été également analysées [33]. Les politiques Malaisiennes de développement rural visant à améliorer la vie des gens et les conditions d'apprentissage dans les zones rurales s'appuient sur les ressources en énergie solaire pour fournir de l'électricité aux écoles. Ainsi, 160 écoles ont été équipées de systèmes solaires hybrides PV/diesel dans la région rurale de Sabah [34]. Al-Otaibi [35], analyse le premier système photovoltaïque raccordé au réseau installé sur le toit de deux écoles (Koweït) sur une période de 12 mois. Le premier, d'une puissance de 85.05 kWc, a base de la technologie des cellules solaires à couche mince, et l'autre avec une puissance de 21.6 kWc, a base de la technologie CIGS (cuivre, indium, gallium et sélénium).

Dans une autre étude [36], l'évaluation et la prédiction de performance d'un système PV de 7.68 kWc connecté au réseau sont examinées. Le système PV poly-cristallin installé sur le toit est examiné pour trois écoles en Palestine. En outre, l'application d'un système PV connecté au réseau (si-poly) et d'un chauffe-eau solaire pour une école à Kahramanmaras, en Turquie, a été réalisée [37]. L'auteur rapporte qu'il est possible de couvrir les besoins énergétiques des écoles avec les sources d'énergie renouvelables. Tous ces articles de la littérature ont apporté des contributions importantes. Dans de nombreuses études, les systèmes PV connectés au réseau installés dans les écoles ont été analysés en termes techniques et économiques, mais seuls la production d'électricité, le rapport de performance et le facteur d'utilisation de la capacité ont été utilisés comme paramètres d'évaluation et d'analyse.

Cependant, il existe d'autres indicateurs importants pour comprendre la faisabilité des systèmes PV, comme la quantification de l'énergie injectée et extraite du réseau qui ne sont pas abordés dans la plupart des ouvrages. En ce qui concerne la performance, les systèmes photovoltaïques dans ces conditions spécifiques sont également influencés par la technologie des modules PV utilisée. Il est donc important d'analyser plusieurs technologies dans un même endroit, vu qu'il n'existe pas de technologie PV unique et optimisée dans le monde. C'est aussi l'un des points manquants dans la plupart de ces études, qui analysent seulement une ou deux technologies. En ce qui concerne la taille du système PV, elle est fortement liée à la quantité d'énergie consommée. Cette consommation peut être réduite considérablement car il existe un grand potentiel d'économies d'énergie dans les bâtiments scolaires. Cette réduction peut être obtenue par l'utilisation des stratégies de la gestion de la charge et des activités telles que les stratégies de conservation et la mise en œuvre des mesures pour améliorer et augmenter l'efficacité énergétique des écoles. En outre, la principale lacune réside dans le fait qu'il n'existe pas de travaux sur la promotion et l'adoption des activités de gestion de la charge et l'intégration des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau dans les écoles. En d'autres termes, il s'agit de l'étude de l'effet de la gestion de la charge sur la quantité d'énergie consommée dans les

écoles, ainsi que de son effet sur la quantité d'énergie injectée et/ou retirée du réseau électrique. De plus, il n'existe pas d'études pour le cas de l'Algérie malgré le lancement du programme de promotion et d'utilisation des énergies renouvelables.

Cependant, dans cette section, nous avons analysé et évalué par l'approche de la simulation la performance d'un système PV de toiture 10 kWc. Tout d'abord, le concept de la DSM est discuté et certaines activités sont considérées, l'effet de la DSM sur l'énergie consommée dans l'école et sur le profil d'échange d'énergie entre le réseau et l'école est aussi évalué. Ensuite, quatre technologies de modules PV sont évaluées en termes de performance afin de sélectionner la plus appropriée pour le site. En outre, il existe un potentiel important pour réduire la consommation d'énergie et améliorer l'efficacité énergétique. Dans les foyers et les écoles, l'éclairage est l'une des principales charges à très forte consommation.

Il existe plusieurs types de lampes sur le marché, que ce soit pour des applications intérieures ou pour l'éclairage extérieur (éclairage des rues, les parkings, et les jardins), y compris les lampes à incandescence, les lampes fluorescentes compactes (LFC), les tubes fluorescents, la technologie du sodium haute pression (SHP) et les diodes électroluminescentes (DEL).

La plupart des utilisations sont encore basées sur l'anciens types de lampes à forte consommation d'énergie. Parmi ces technologies, la LED présente des caractéristiques très importantes en termes de consommation d'énergie, d'efficacité et de durée de vie par rapport aux autres technologies. Leur utilisation permet de réduire à la fois la consommation d'énergie et le coût des factures d'électricité tout en maintenant le même niveau de confort du client. La Figure III.9 présente une comparaison des différentes technologies d'éclairage [38].

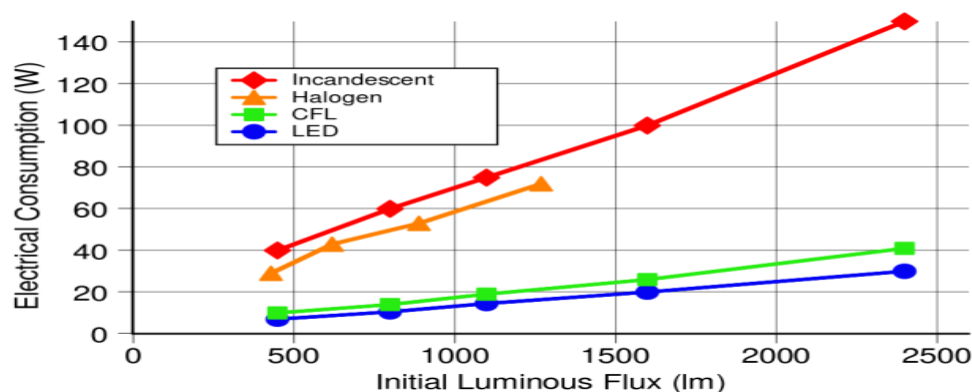


Figure III.9. Comparaison de l'efficacité énergétique des lampes.

L'étude porte sur l'utilisation du logiciel PvPlanner pour la conception, la simulation et l'analyse des performances du système photovoltaïque. Nous avons également pris en compte l'analyse de tous les paramètres qui influencent l'efficacité du système en termes de production d'énergie et de rendement de conversion. L'analyse et la comparaison des performances de différentes technologies de modules

PV basées sur l'efficacité énergétique et le rapport de performance sont également présentées. Le deuxième objectif est l'étude de la conservation stratégique en tant que composante du concept de la gestion de la demande, afin d'évaluer son effet sur l'intégration de la production distribuée en termes d'énergie injectée et extraite du réseau électrique.

Au début, la localisation de l'étude de cas et l'évaluation de son potentiel en termes de ressources solaires sont données. Une évaluation détaillée de la consommation d'énergie est également fournie. Ensuite, l'analyse des résultats de simulation obtenus par le logiciel Solargis PvPlanner est présenté et discuté. Nous avons également déterminé les meilleures cellules photovoltaïques sur la base des résultats obtenus. L'analyse de l'effet de la stratégie de gestion de la demande sur la quantité d'énergie injectée et extraite du réseau électrique est effectuée. Enfin, un bilan énergétique a été réalisé pour déterminer la direction finale de l'énergie, soit du réseau vers l'école, soit de l'école vers le réseau électrique. L'analyse de la faisabilité technique et de la performance du système photovoltaïque a été réalisée à l'aide du logiciel Solargis [39].

III.4.1. Description du système PV en toiture

Un système photovoltaïque de 10 kWc de toiture est proposé pour la simulation pour l'école de Bouafia Belkacem située dans un petit village (Brabra) à M'sila, en Algérie (35.39° de latitude N et 04.54° de longitude E). La Figure III.10 montre une image Google Earth et la localisation du site sur la carte de l'Algérie. Le système PV de toiture se compose de panneaux photovoltaïques, du réseau électrique, la charge électrique de l'école et d'un convertisseur d'énergie. Le fonctionnement du système proposé est résumé par le fait que l'énergie excédentaire du système PV est injectée dans le réseau électrique (pendant la journée) et retirée du réseau (pendant la nuit).

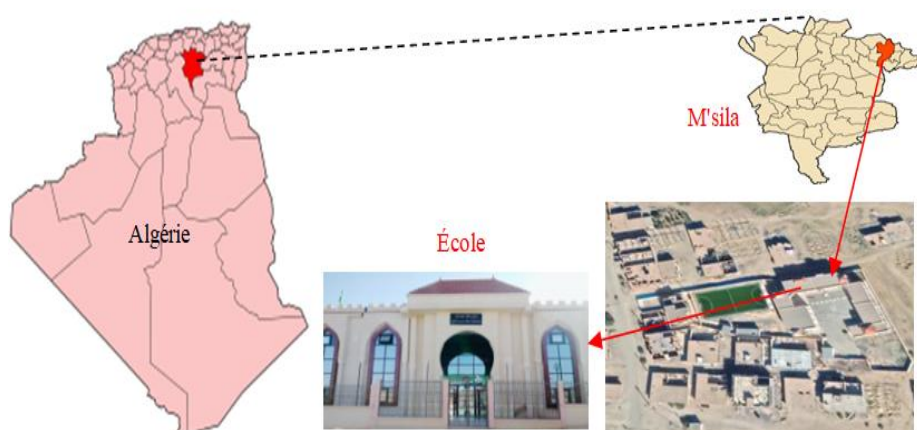


Figure III.10. Localisation du site avec image Google Earth.

L'étude détaillée et l'évaluation du potentiel solaire du site d'installation du système solaire est très importante car la conversion en énergie photovoltaïque et son intégration dépendent fortement des

conditions météorologiques. Des conditions qui sont variables comme l'irradiation solaire et la température ambiante, etc. Les données de rayonnement solaire pour le site en termes d'irradiation directe et diffuse sont données sur une base mensuelle pour une année complète dans la Figure III.11, le profil de la température est également montré. Selon la figure, la valeur maximale mensuelle de l'irradiation solaire était de 316.448 kWh/m² en Mai et la valeur minimale de l'irradiation était de 185.4 kWh/m² en Décembre. L'irradiation solaire et la température ambiante moyenne sont respectivement de 5.04 kWh/m²/jour et de 22 °C.

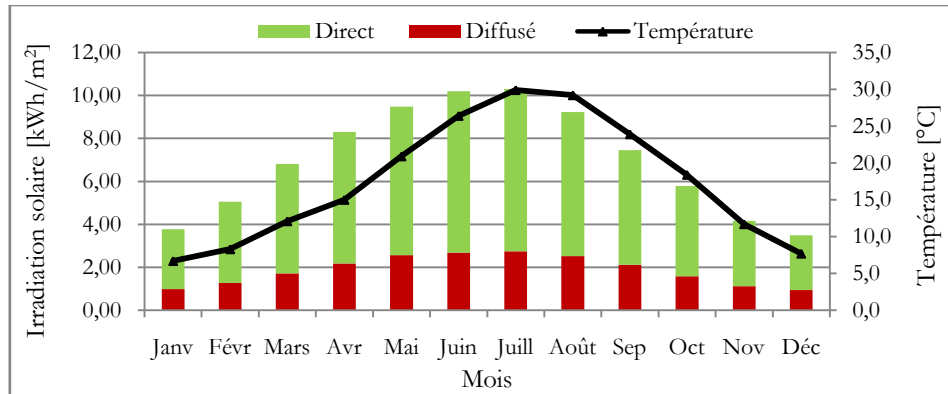
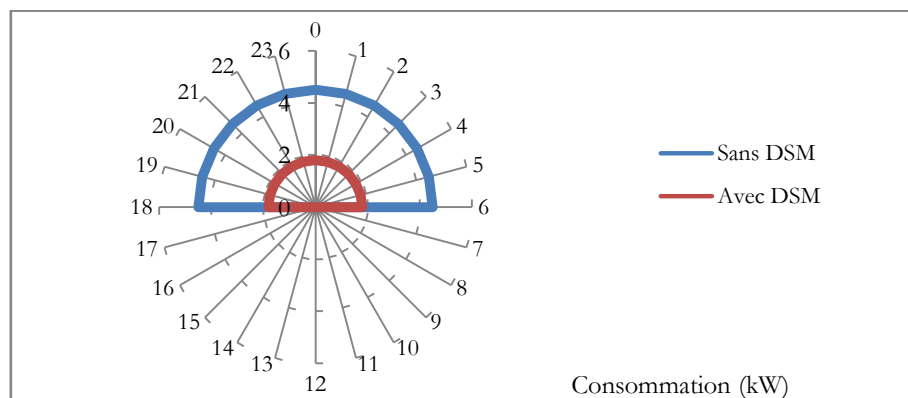


Figure III.11. Profile de l'irradiation horizontale globale et la température ambiante.

Lors de notre visite à cette école, nous avons observé que la plupart des équipements utilisés sont l'éclairage intérieur pour les bureaux et l'administration, l'éclairage extérieur pour des raisons de sécurité et également les ordinateurs. D'après l'analyse de la consommation de ces appareils, l'éclairage de cette école utilise des lampes à haute consommation d'énergie, telles que des tubes fluorescents pour l'intérieur et les lampes de sodium à haute pression (SHP) pour l'extérieur. Le profile de la charge obtenue est représenté dans la Figure III.12.



(a)

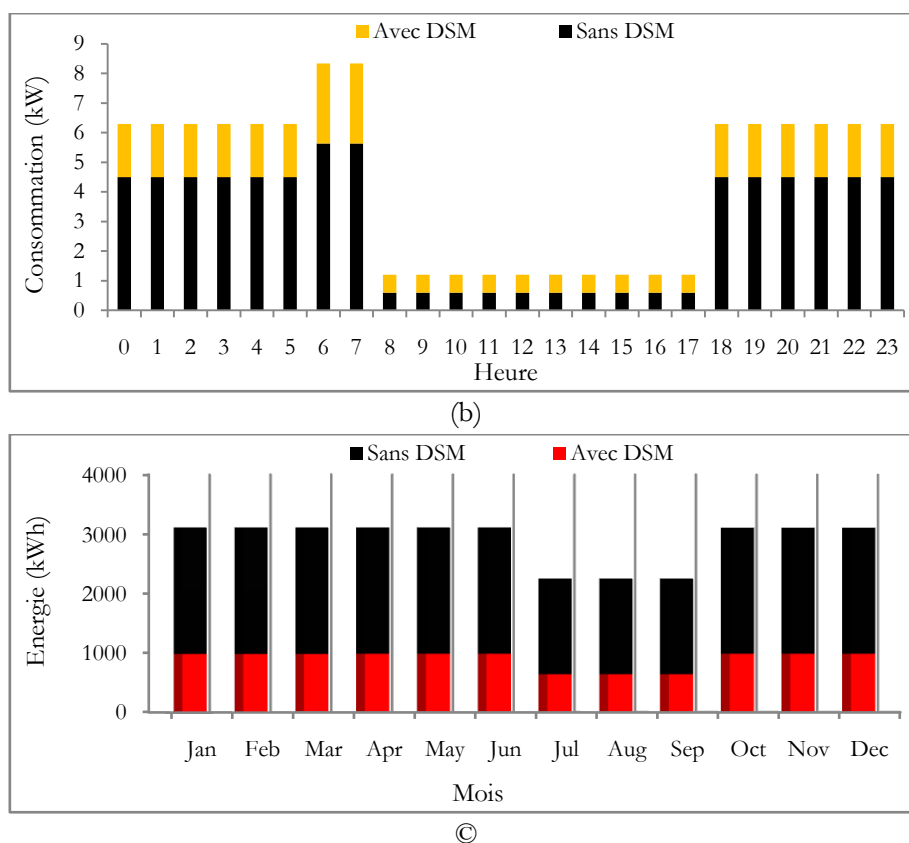


Figure III.12. Profil de charge journalière: jour non ouvrable (a), cas normal: jour ouvrable scolaire (b), profil de charge mensuelle (c).

III.4.2. Méthodologie de conception et dimensionnement

La production d'électricité dans les systèmes photovoltaïques dépend de plusieurs variables et facteurs qui doivent être bien définis avant leur installation pratique. Dans ce cas, nous avons pris en compte plusieurs éléments pour la conception et le dimensionnement de l'installation photovoltaïque en toiture:

- Le dimensionnement du générateur PV (facteur de génération des panneaux, puissance en watts crête, ...);
- Détermination des angles d'orientation et d'inclinaison optimaux;
- Sélection de la technologie des cellules solaires:
 - Silicium amorphe (a-Si);
 - Silicium cristallin (c-Si);
 - Tellure de cadmium (CdTe);
 - Sélénium de cuivre et d'indium (CIS).

III.4.3. Dimensionnement du générateur PV

III.4.3.1. Facteur de production des panneaux

Le facteur de production du panneau (FPP) ou facteur de génération du panneau qui est donné pour chaque puissance de panneau photovoltaïque (W_p) une moyenne de Wh/jour et varie d'un site à l'autre en fonction de l'emplacement et du climat du site [40].

$$PPF = \frac{\text{Rayonnement solaire quotidien}}{\text{Irradiation des modules PV}_{STC}} \quad (III.7)$$

III.4.3.2. Énergie requise des modules PV

L'énergie requise par les modules PV est la demande quotidienne d'énergie requise multipliée par le facteur de compensation des pertes du système, tel qu'il est exprimé dans l'équation (III.8) [40].

$$ER = \text{Demande d'énergie} \times \text{SLCF} \quad (III.8)$$

Où;

ER (kWh) et SLCF (%) représentent respectivement l'énergie requise des modules PV et le facteur de compensation des pertes du système.

III.4.3.3. Puissance crête du module PV

La puissance totale crête en watts des modules PV est calculée par l'équation (III.9) pour déterminer le dimensionnement du système PV, comme suit.

$$WPR_{(\text{modules PV})} = \frac{\text{Energie requise par le système PV}}{PPF} \quad (III.9)$$

Où;

PPF et WPR sont respectivement le facteur de production du panneau et la puissance en watts crête des modules PV.

III.4.3.4. Nombre de modules PV

Le nombre total de modules peut être calculé sur la base de l'équation (III.10).

$$\text{Nombre de modules PV} = \frac{\text{Watt crête total}}{\text{Puissance nominale du module PV}} \quad (III.10)$$

III.4.4. Angle d'inclinaison et orientation

Comme la production d'énergie solaire dépend fortement du potentiel d'irradiation solaire et de l'angle d'inclinaison où les modules sont exposés au soleil. Il est très important de bien choisir les angles d'inclinaison et d'orientation du module PV entre les directions suivantes (sud, est, ouest et nord). L'objectif est de collecter la quantité maximale de rayonnement solaire incident dans le plan du

capteur. Dans notre cas, on suppose que le système PV est monté sur une structure fixe sur le toit de l'école avec les paramètres optimisés suivants (angle d'inclinaison=32°, angle d'azimut=180° (sud), albédo=20%).

III.4.5. Technologies des cellules solaires

Les technologies des cellules solaires utilisées dans un tel système photovoltaïque et les données météorologiques du site ont une influence sur la production d'énergie. Pour cette raison, le choix de la technologie des cellules solaires est une étape importante dans la conception et la simulation des systèmes solaires PV. Les technologies photovoltaïques sont classées en trois générations en fonction du matériau utilisé pour leur fabrication. Plusieurs technologies de cellules solaires sont disponibles, la première génération est basée sur le silicium cristallin (c-Si), mono (mono-Si), ou poly cristallin avec un rendement généralement compris entre 14% et 19%.

La deuxième génération, basée sur les technologies de couches minces, comprend trois catégories principales: 1) silicium amorphe/silicium cristallin (cellule solaire) (a-Si/c-Si), 2) tellure de cadmium (CdTe), 3) la combinaison de cuivre-indium-gallium-sélénium (CIS) et aussi la combinaison cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS). Enfin, la troisième génération regroupe les cellules photovoltaïques à concentration (CPV) et les cellules photovoltaïques organiques (OPV). Des informations détaillées sur les différentes générations en termes de rendement et de conversion sont disponibles [41,42].

Nous avons analysé la performance de quatre types de cellules solaires photovoltaïques en termes de production énergétique et de rapport de performance. Les quatre différentes technologies simulées sont: le silicium amorphe (a-Si), silicium cristallin (c-Si), le tellure de cadmium (CdTe), et le sélénure de cuivre et d'indium (CIS).

III.4.6. Évaluation de performance du système PV

Pour analyser la performance du système photovoltaïque, nous avons utilisé les indicateurs de performance développés par l'Agence Internationale de l'Energie, qui sont largement discutés dans la littérature et donnés par la norme IEC 61724 [43]. L'évaluation du système photovoltaïque a été réalisée en utilisant divers paramètres, y compris l'énergie produite par le système photovoltaïque, le facteur de rendement (YF), le facteur d'utilisation de la capacité (CUF), le rapport de performance (RP), etc.

La détermination et l'analyse de certains de ces paramètres permettent de comparer le rendement du système photovoltaïque avec d'autres systèmes avec différentes conditions de fonctionnement, indépendamment de leur puissance installée et leur emplacement. Ces paramètres de performance sont détaillés dans cette section. Tout d'abord, le système photovoltaïque produit de l'électricité sous forme de courant continu qui est ensuite converti en courant alternatif.

La productivité du système photovoltaïque peut être analysée en termes de production d'électricité continue et/ou alternative et sur une base horaire, mensuelle et/ou annuelle. Le facteur de rendement (YF) est le deuxième indice de performance utilisé dans l'analyse, qui est défini comme le rapport entre l'énergie AC produite par le système PV et la capacité nominale du système installé (kWc). Le YF peut être estimé pour une période de temps spécifique, sur la base quotidienne, mensuelle et/ou annuelle. En outre, le facteur d'utilisation de la capacité (CUF) est également utilisé comme indice d'analyse, défini comme le rapport entre la puissance de sortie sur une période donnée et la quantité maximale d'énergie que le système PV peut produire s'il fonctionne à la puissance nominale pendant toute la période (généralement une année).

De plus, le rapport de performance (PR) peut être aussi utilisé pour l'analyse de la performance des systèmes photovoltaïques, il est défini comme le rapport entre le rendement final et le rendement de référence, il indique l'effet global des pertes dans la production d'énergie du système photovoltaïque. Il peut également être défini comme l'énergie réellement produite par rapport à l'énergie qui serait produite dans des conditions d'essai standard (STC). Enfin, d'un point de vue environnemental, les émissions maximales de CO₂ atténuées résultant de l'utilisation du système photovoltaïque sont quantifiables.

Le Tableau III.5 résume les expressions mathématiques des paramètres normalisés caractérisant la performance du système photovoltaïque avec une brève description des différentes variables. En plus, la Figure III.13 illustre la méthodologie et les étapes de la simulation.

Tableau III.5. Quelques paramètres utilisés pour l'analyse de performance du système PV.

Paramètre	Équation	Description des variables
Production d'énergie (E_{DC})	$E_{DC,j} = \sum_{t_i}^{t_f} E_{DC,t}$ $E_{DC,m} = \sum_{t=1}^{t=N} E_{DC,j}$	$E_{DC,j}$ et $E_{DC,m}$ sont l'énergie PV produite quotidiennement et mensuellement, t_i et t_f sont respectivement l'heure du lever et du coucher du soleil. N est le nombre de jours dans un mois.
Production d'énergie (E_{AC})	$E_{AC,h} = \sum_{t=1}^{60} E_{AC,t}$ $E_{AC,j} = \sum_{h=1}^{24} E_{AC,h}$ $E_{AC,m} = \sum_{d=1}^N E_{AC,j}$	$E_{AC,t}$, $E_{AC,h}$, et $E_{AC,j}$ (kWh) sont la quantité d'énergie produite par le système PV sur une base horaire, quotidienne, et mensuelle.
Facteur de rendement (YF)	$YF = \frac{E_{AC,sortie} [kWh_{AC}]}{P_{PV,nom} [kW_{DC}]}$	YF est le facteur de rendement en (kWh/kWp), $E_{AC, sortie}$ (kWh) est la production d'énergie en courant alternatif, $P_{PV,nom}$ est la capacité nominale du système PV.

Facteur d'utilisation de capacité (CUF)	$CUF = \frac{YF}{24 * 365}$ $= \frac{E_{AC, sortie}}{P_{PV, nom} * (8760)}$	CUF est le facteur d'utilisation de capacité en (%), YF est le facteur de rendement, $E_{AC, sortie}$ (kWh) est la production d'énergie en courant alternatif du système PV.
Rapport de performance (PR)	$PR = \frac{YF}{YR} (\%)$ $= \frac{E_{réseau}}{GlobInc * P_{PV, nom}}$	PR est le rapport de performance (%), YR est le rendement de référence (kWh/m ²), $E_{réseau}$ (kWh) est l'énergie produite injectée dans le réseau, GlobInc est l'incident global dans le plan collecteur.
CO ₂ émissions	Réduction de CO ₂ = PAE * EF	Le CO ₂ atténué est donné en tCO ₂ /kWh, OEA est la production annuelle d'énergie, EF est le facteur d'émission de CO ₂ par kWh.

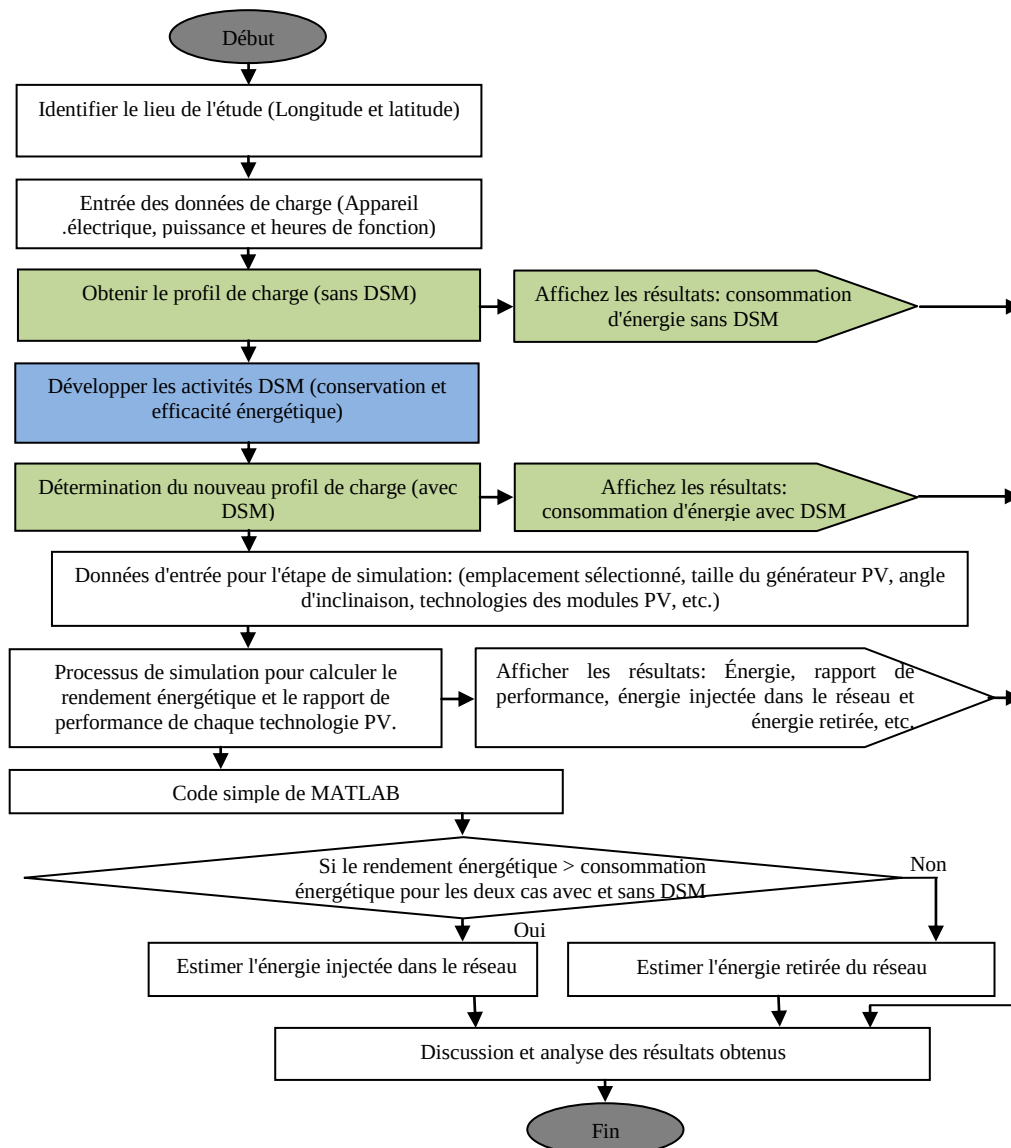


Figure III.13. Méthodologie de simulation proposée.

Puisque le système considéré est du type connecté au réseau, il existe dans ce cas la possibilité d'un échange d'énergie, c'est-à-dire l'importation et l'exportation d'énergie vers et depuis le réseau. La quantité d'énergie injectée dans le réseau et retirée du réseau dans les deux cas (avec et sans gestion de la charge) est calculée par l'équation (III.11), comme suit.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Énergie injectée dans le réseau/retirée} = \text{production d'énergie} - \text{consommation d'énergie} \\ \text{Injection dans le réseau} \rightarrow \text{Si la production d'énergie} > \text{consommation d'énergie} \\ \text{Retraité} \rightarrow \text{Si la consommation d'énergie} < \text{production d'énergie} \end{array} \right\} \quad (\text{III.11})$$

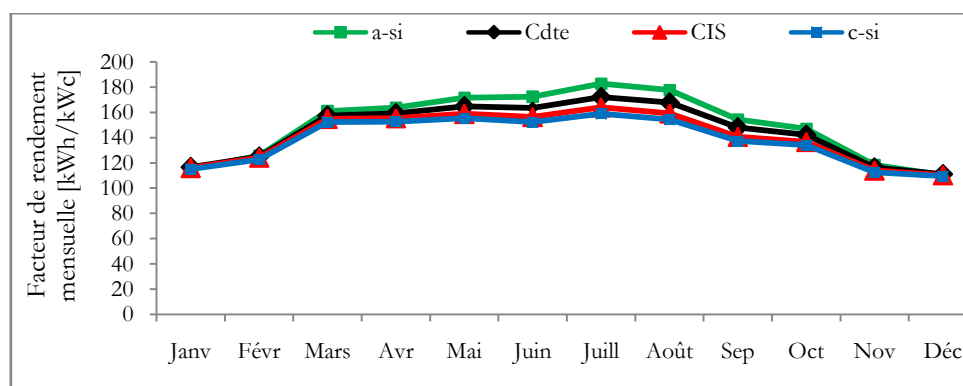
Lorsque la production d'énergie est supérieure à l'énergie consommée, le résultat de l'équation (III.11) est positif, et il y a une injection d'énergie dans le réseau électrique. Dans le cas contraire, si la valeur du résultat est négative, il y a un soutirage d'énergie du réseau.

III.4.7. Discussions et analyse des résultats

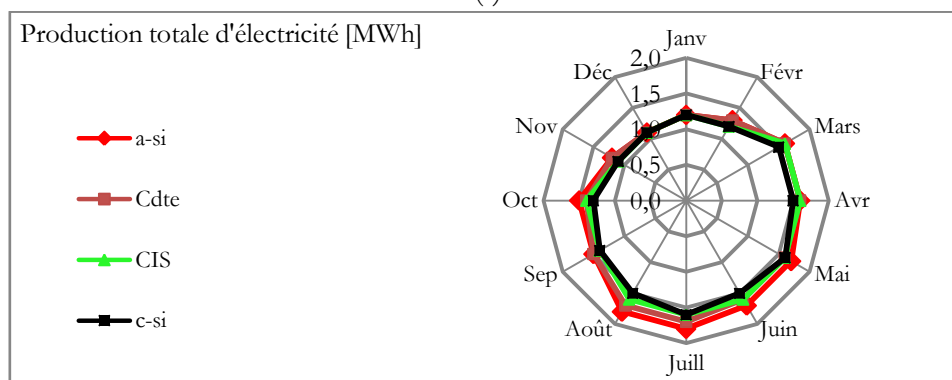
Dans cette section nous avons examiné et discuté les résultats de simulation obtenus en termes de production d'énergie PV, de facteur de rendement, et de rapport de performance pour différents types de technologies de modules PV. L'effet des activités de la gestion de la charge sur la quantité d'énergie injectée et retirée du réseau électrique sur une base mensuelle et annuelle est également examiné.

III.4.7.1. Production d'énergie photovoltaïque

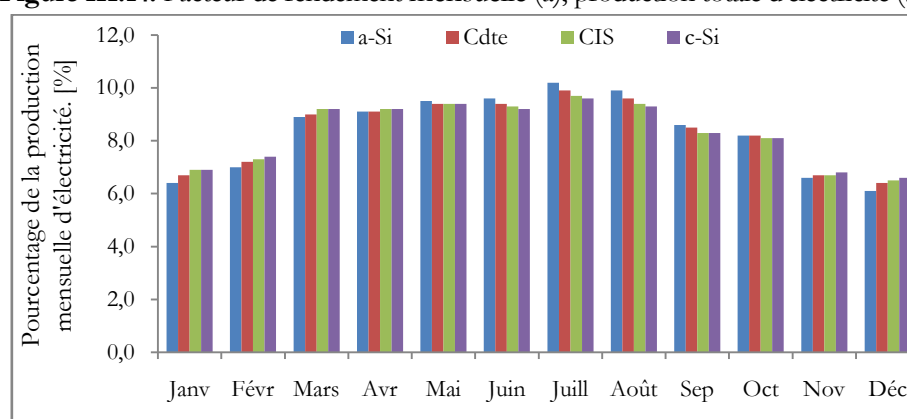
La facteur de rendement mensuelle et la production totale d'électricité pour chaque technologie PV sont présentées dans les Figures III.14(a) et III.14(b), respectivement. Il est important de noter que le facteur de rendement mensuel moyen des différents types de modules montre une augmentation pour les mois de Janvier à Juillet et une diminution pour les mois de Juillet à Décembre. Les figures indiquent également que le système de photovoltaïque avec la technologie a-Si génère plus d'énergie que les autres technologies au cours de l'année, et que le facteur de rendement est compris entre un minimum de 111 kWh/kWc avec un maximum estimé à 183 kWh/kWc. On peut observer que l'énergie produite par les différentes technologies est plus faible en Décembre en raison de la faible irradiation solaire et de la température. Cependant, le mois de Juillet est celui qui enregistre la plus forte production d'électricité avec 1.8 MWh, 1.7 MWh, et 1.6 MWh, respectivement pour la technologie a-Si, CdTe et c-Si et CIS. En termes de productivité énergétique annuelle, la technologie PV a-Si produit la moyenne annuelle la plus élevée de 18.0 MWh, suivie par 17.5 MWh pour le CdTe, 16.9 MWh pour le CIS et 16.6 MWh pour la technologie c-Si. La Figure III.15 montre le pourcentage de la production énergétique mensuelle pour chaque technologie photovoltaïque.



(a)



(b)

Figure III.14. Facteur de rendement mensuelle (a), production totale d'électricité (b).**Figure III.15.** Part de la production énergétique mensuelle pour chaque technologie.

III.4.7.2. Analyse du rapport de performance

La performance de chaque système PV est représentée par son rapport de performance (PR). La Figure III.16 ci-dessous montre la variation et l'analyse comparative du RP mensuel pour différentes technologies de cellules solaires. Il est à noter qu'un rapport de performance supérieur à 80% est toujours souhaitable. Dans notre cas, le RP du système varie de 82.8% à 84.9% pour le module de type a-Si, et de 78.4% à 84% pour le module CdTe, de 74.4% à 83.9% pour le module CIS. Le PR pour le c-Si varie entre un minimum et un maximum estimés respectivement à 72.2% et 83.2%. Le système de technologie a-Si présente un meilleur rapport de performance annuelle avec 83.8%, suivie par 81.1%, 78.6%, et 77.1% respectivement pour le CdTe, le CIS et le c-Si. Par conséquent, sur la

base des résultats obtenus en termes de rendement énergétique et de PR des différents types de technologies, le système PV à base de la technologie a-Si est considéré le meilleur pour ce site avec une production d'énergie annuelle de 18.02 MWh/an et un RP de 81.1%.

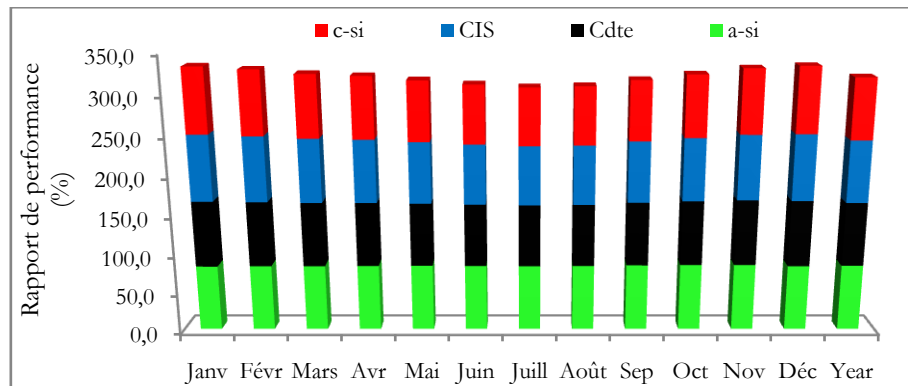


Figure III.16. Rapport de performance pour différentes technologies.

III.4.7.3. Effets du suivi solaire

La Figure III.17 ci-dessous montre le rayonnement solaire global annuel reçu pour les trois différents types de surface: surface horizontale, plan incliné, et pour la surface du suiveur à deux axes. Nous constatons que le système de suivi à deux axes a reçu 2774 kWh/m² (129.0%) suivi par le système de suivi à axe horizontal avec 1877 kWh/m² (87.3%) en comparaison avec le plan incliné optimal qui a reçu 2150 kWh/m² (100.0%). Les résultats montrent que l'intégration du système de suivi solaire dans les installations photovoltaïques permet de capter le maximum possible d'irradiation solaire et donc de maximiser la production d'énergie.

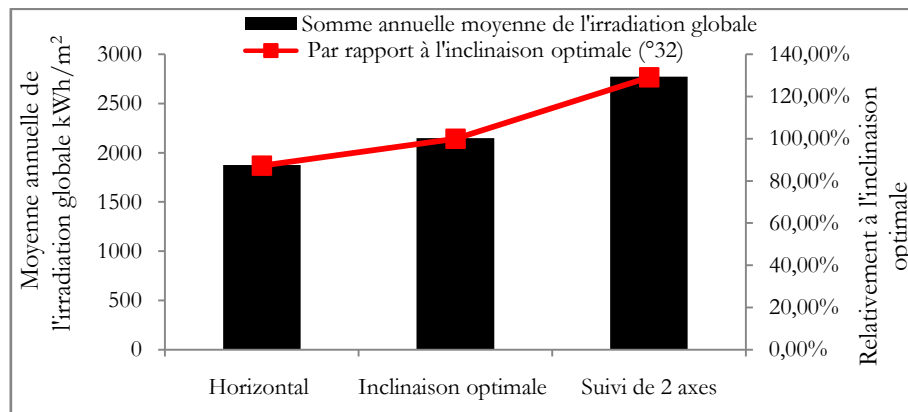


Figure III.17. Annuelle moyenne d'irradiation globale pour différents types de surfaces.

III.4.7.4. Analyse de l'effet de la gestion de la charge

L'analyse de l'effet de la gestion de la charge en termes de quantité d'énergie injectée et extraite lors de l'utilisation de différentes technologies de cellules PV a été réalisée en comparant les deux cas avant et après la considération des activités de DSM proposées. Les Figures III.18(a) et III.18(b) montrent respectivement l'énergie injectée dans le réseau et l'énergie extraite du réseau électrique dans le cas où

les mesures de DSM sont appliquée. D'après la Figure III.18(a), lorsque la gestion de la charge est appliquée, l'énergie maximale injectée dans le réseau est enregistrée en Juillet, puis en Août et en Septembre pour la technologie a-Si avec 1187 kWh, 1136 kWh, et 904 kWh, respectivement. Le maximum d'énergie injectée correspond à la production d'énergie photovoltaïque qui est également maximale pendant ces mois. Cependant, un minimum d'énergie injectée dans le réseau est observé pour le c-Si en Décembre (111 kWh) et en Janvier (167 kWh).

D'autre part, la Figure III.18(b) montre que l'énergie maximale extraite du réseau électrique est observée en Décembre avec 1029 kWh pour la technologie c-Si (car la production PV est faible), et que l'énergie minimale extraite est obtenue pour la technologie CIS en Août (15 kWh).

Nous constatons qu'il n'y a pas d'énergie extraite du réseau électrique pour le mois de Juillet avec les technologies a-Si, CdTe, et la technologie CIS. Pour le mois de Août, l'énergie est retirée du réseau électrique uniquement dans le cas des technologies c-Si et CIS.

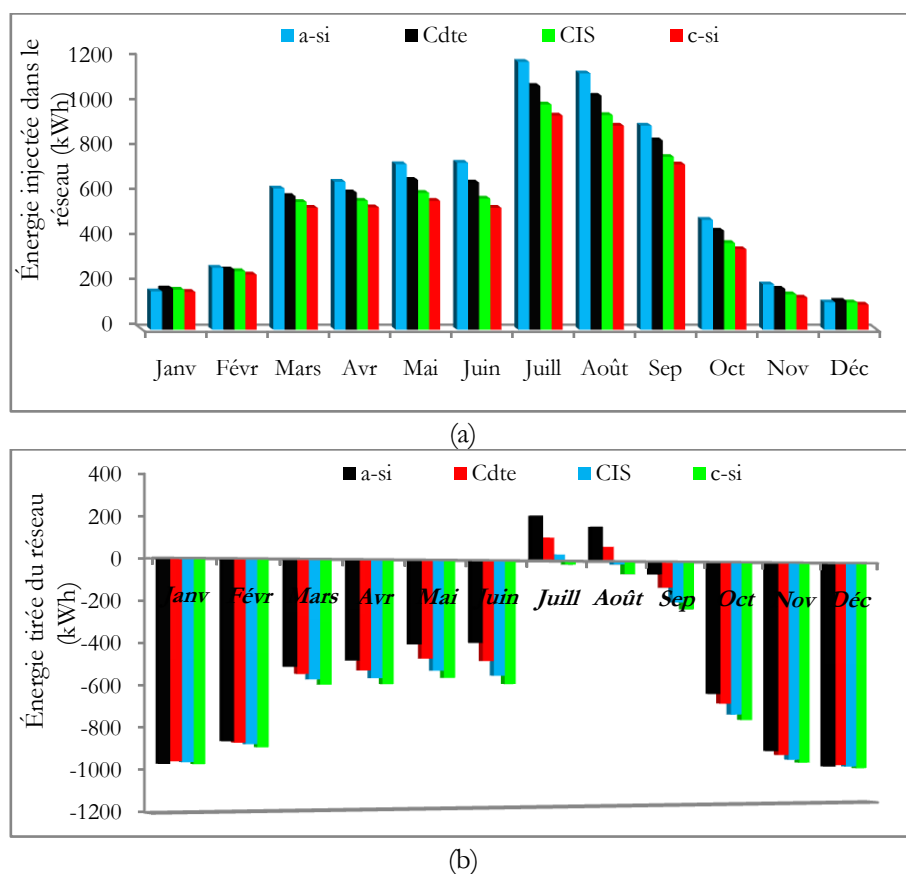


Figure III.18. Énergie mensuelle injectée dans le réseau (avec DSM) (a), énergie mensuelle extraite du réseau pour chaque technologie de cellule PV (sans DSM) (b).

III.4.7.5. Énergie annuelle injectée et retirée du réseau électrique

La Figure III.19 montre le bilan énergétique annuel, qui représente la différence entre l'énergie injectée dans le réseau électrique et l'énergie extraite pour différentes technologies avec et sans les activités de la gestion de la charge. Dans le cas sans DSM, l'énergie annuelle moyenne retirée du réseau était de 6315 kWh, 6673 kWh, 7007 kWh, et 7359 kWh pour les technologies a-Si, CdTe, CIS, et c-Si.

et c-Si, respectivement. Par ailleurs, l'énergie injectée dans le réseau électrique est faible dans ce cas, les valeurs 391 kWh et 185 kWh sont observées respectivement pour la technologie a-Si et CdTe.

L'application des activités de gestion de la charge entraîne une réduction de la quantité d'énergie extraite du réseau électrique et une maximisation de l'énergie injectée, soit 7234 kWh, 6669 kWh, 6139 kWh et 5799 kWh pour les technologies a-Si, CdTe, CIS, et c-Si.

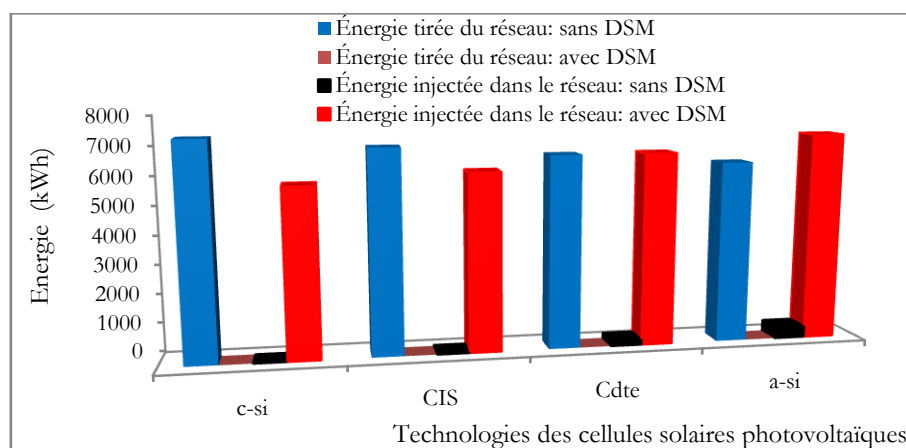


Figure III.19. Échange d'énergie avec et sans DSM pour chaque technologie.

Pour résumé, nous présentons dans cette deuxième partie la simulation et l'analyse de performance d'un système PV à l'aide du logiciel de modélisation de l'énergie solaire photovoltaïque PvPlanner. Quatre types de technologies de modules PV (a-Si, CdTe, CIS et c-Si) sont simulés et comparés. Le système est analysé sur la base de paramètres conformes à la norme IEC 61724 tels que le rendement énergétique et le rapport de performance.

L'effet de la gestion de la charge sur le profil de consommation ainsi que sur la quantité d'énergie retirée et injectée dans le réseau électrique est examiné, sur la base de valeurs mensuelles et annuelles. Les résultats obtenus ont montré que le module PV au silicium amorphe (a-Si) est plus performant en termes de RP et de rendement énergétique annuel. En conclusion partielle de cette partie de l'étude, nous constatons que les activités de la gestion de la charge et la conservation d'énergie sont efficaces pour promouvoir la pénétration des énergies renouvelables, réduire les émissions de CO₂ et rendre l'environnement plus propre grâce à la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles.

III.5. Système PV de grande échelle connecté au réseau

Il est important pour les investisseurs, les développeurs et les opérateurs de comprendre les perspectives d'avenir des différentes catégories des systèmes photovoltaïques, notamment le taux de croissance, les stratégies d'intégration des systèmes décentralisés et centralisés. Selon le groupe DNV, le coût remarquablement bas de la capacité permettra au solaire PV d'être multiplié par 65, passant de 1% de la production totale d'électricité en 2016 à 40% en 2050.

Cinq classes de systèmes photovoltaïques sont définies, et sont différenciées en fonction de la capacité d'installation typique, des coûts d'investissement et d'exploitation, et l'utilisation de stockage. Les catégories sont divisées en systèmes photovoltaïques à l'échelle des services publics, systèmes commerciaux et industriels, systèmes résidentiels, les micro-réseaux, et les systèmes hors réseau. Au niveau mondial, les installations à l'échelle des services publics représenteront environ deux tiers de la capacité mondiale en 2050. Noté que la plupart des systèmes solaires photovoltaïques les plus récents installés de nos jours sont de type connectés au réseau [44]. Les autres catégories connectées au réseau représenteront environ 30% supplémentaires, à savoir les installations commerciales et industrielles ($\pm 15\%$) et les installations résidentielles connectées au réseau ($\pm 10\%$).

Les installations de micro-réseaux représenteront environ 15%, tandis que les installations hors réseau (une catégorie réservée aux régions du sous-continent indien et de l'Afrique subsaharienne) représenteront moins de 1% de la capacité installée. Toutefois, ce 1% aura une valeur inestimable pour ces communautés, car il permettra à des centaines de millions de personnes d'avoir accès à une électricité propre et résiliente dont elles sont actuellement privées [45].

Dans cette sous section du chapitre, nous présentons la simulation et l'analyse de la performance énergétique d'un système PV à grande échelle connecté au réseau électrique. Le système PV d'une capacité de 1 MWc est simulé sous différentes conditions météorologiques en Algérie divisée en 4 zones en fonction de la valeur de l'indice de clarté. Nous avons sélectionné une wilaya pour chaque zone y compris Alger, Chlef, Tlemcen, Tamanrasset, et El Oued.

En outre, deux technologies de cellules solaires sont analysées, Si-cristalline et CIS. Le système est simulé à l'aide de la nouvelle version de PVGIS pour évaluer la production d'énergie du système photovoltaïque, les résultats de simulation obtenus ont été discutés en termes de valeurs mensuelles et annuelles. Le paramètre de l'indice de clarté mensuel moyen est utilisé pour définir les différentes zones climatiques sur la carte d'Algérie comme illustre la Figure III.6. Quatre zones avec des conditions climatiques différentes sont délimitées dans les plages suivantes [46,47].

Zone I : $K_{tm} \leq 0.548$

Zone II : $0.548 < K_{tm} \leq 0.609$

Zone III : $0.609 < K_{tm} \leq 0.671$

Zone IV : $K_{tm} > 0.671$

Où;

K_{tm} est l'indice de clarté moyen mensuel. Les zones et les emplacements des cinq sites sélectionnés sont représentés sur la carte d'Algérie dans la Figure III.20. Les données géographiques et la répartition des sites sont présentées dans le Tableau III.6.

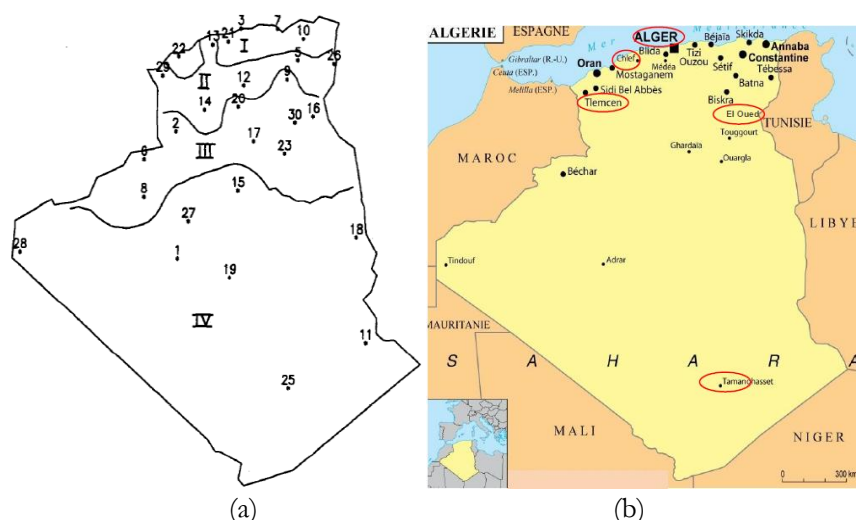


Figure III.20. Classification des zones (a), localisation des sites sur la carte d'Algérie (b).

Tableau III.6. Données géographiques et zones climatiques des sites sélectionnés [46,48].

Nom du site	Latitude (°)	Longitude (°)	L. a. m (m)	Zones climatiques
Alger	36.3	3.15 E	25	I
Tlemcen	34.5	1.19 E	810	II
Chlef	36.08	1.17 E	112	II
El Oued	33.21	6.5 E	84	III
Tamanrasset	22.4	5.31 E	1378	IV

L'outil de simulation PVGIS développé par la commission européenne est adopté dans ce cas pour l'évaluation énergétique du système PV de 1 MWc. La procédure de simulation avec PVGIS est présentée dans la Figure III.21.

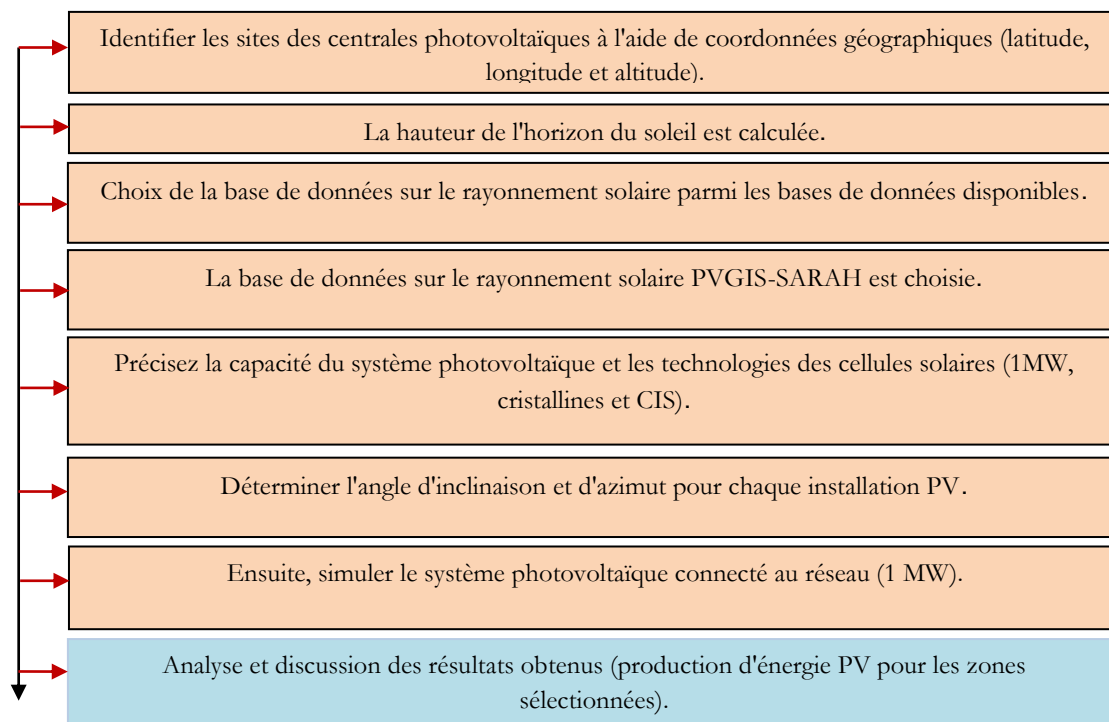


Figure III.21. Méthodologie de simulation du système PV connecté au réseau.

III.5.1. Résultats et discussion

L'une des principales difficultés de la production d'électricité à partir d'un système photovoltaïque est son caractère aléatoire qui diminue son efficacité énergétique notamment lorsqu'il est exploité individuellement. De nombreux paramètres tels que les conditions météorologiques, la localisation géographique, l'orientation, et l'inclinaison du système PV peuvent conduire à des résultats très différents pour un système quelconque. Nous avons analysé les résultats de la simulation du système PV raccordé au réseau en fonction du rayonnement solaire mensuel et annuel, les technologies des cellules solaires, de la production d'énergie PV, etc.

Tableau III.7. Angles d'orientation et d'inclinaison optimaux.

Sites	Angle d'inclinaison (°)	Angle d'azimut (°)
Alger	30	-7
Tamanrasset	24	-10
Tlemcen	32	-12
Chlef	32	-4
El Oued	32	-5

III.5.2. Irradiation solaire mensuelle sur un plan fixe

Les données d'irradiation solaire mensuelle en $[\text{kWh}/\text{m}^2]$ par rapport aux angles d'inclinaison optimaux pour les trois zones comprenant les régions considérées sont présentées à la Figure III.22. La figure représente clairement la variation mensuelle de l'irradiation solaire pour les emplacements choisis.

Dans la zone I (Alger): L'irradiation la plus élevée est observée au mois de mars et la plus faible est enregistrée au mois de Juin. L'irradiation solaire annuelle moyenne est d'environ $2358 \text{ kWh}/\text{m}^2$.

Dans la zone II (Chlef et Tlemcen): L'irradiation la plus élevée est enregistrée en Juillet et Août et l'irradiation la plus faible est observée en Novembre et Décembre. Comme le montre la Figure III.22 (b), la quantité d'irradiation solaire est plus élevée sur le site de Tlemcen par rapport au site de Chlef. L'irradiation solaire annuelle moyenne est d'environ $2157 \text{ kWh}/\text{m}^2$ et $2203 \text{ kWh}/\text{m}^2$ respectivement pour les localités de Chlef et de Tlemcen. Dans la zone IV (El Oued et Tamanrasset): L'irradiation la plus élevée est possible en Mars, Juillet et Août, tandis que l'irradiation la plus faible est observée en Novembre et en Décembre aussi. D'après la figure, la quantité d'irradiation solaire à Tamanrasset est plus élevée que dans la zone d'El Oued. En plus, l'irradiation solaire annuelle moyenne est estimée à $2370 \text{ kWh}/\text{m}^2$.

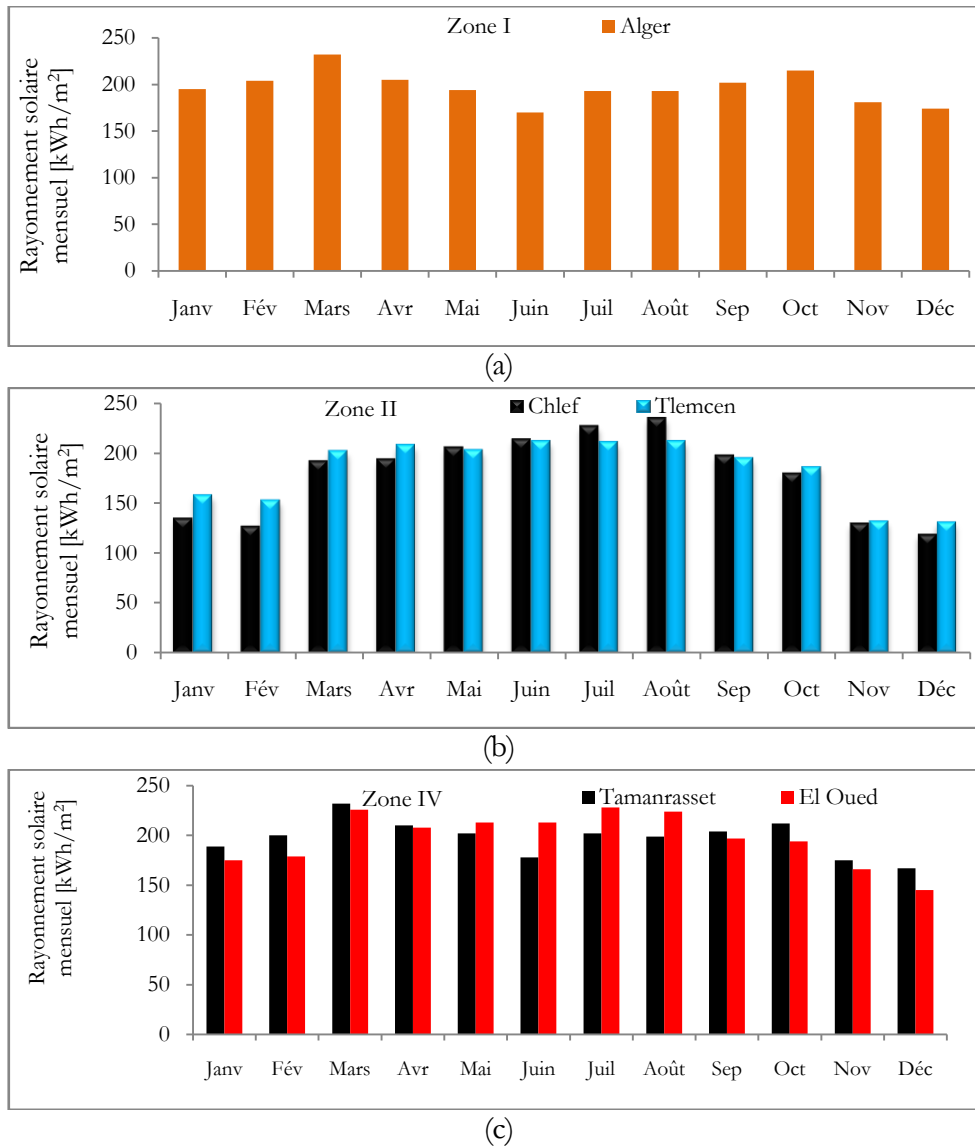


Figure III.22. Rayonnement solaire mensuel de chaque site.

III.5.3. Production d'énergie

La production mensuelle d'énergie du système PV de 1 MWc utilisant le SIC et le silicium cristallin est présentée dans les deux Figures III.23 et III.24, respectivement.

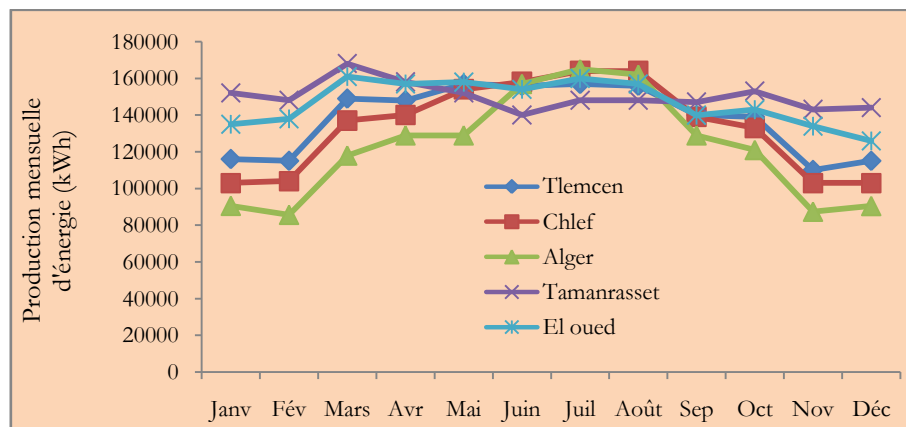


Figure III.23. Production d'énergie du système PV à base de technologie CIS.

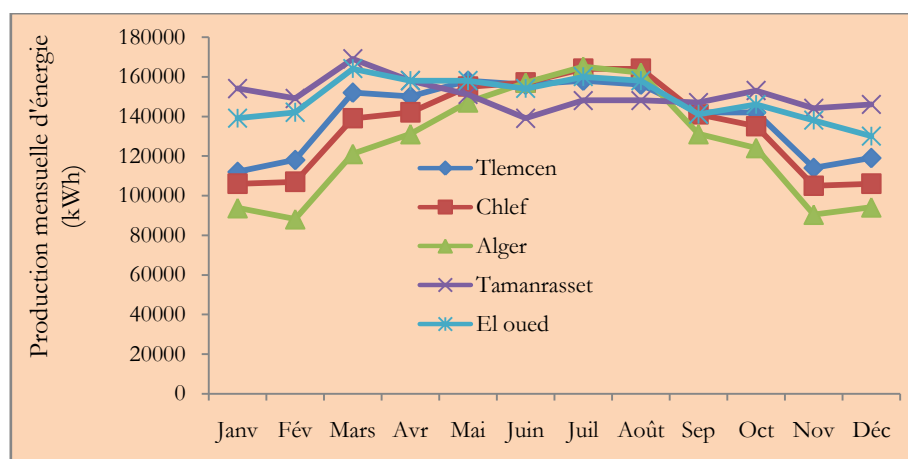


Figure III.24. Production d'énergie du système PV à base de Si-cristallin.

Nous constatons qu'il y a une variation de la production d'électricité d'un mois à l'autre, cette variation est due à l'effet des conditions météorologiques de chaque site. De Janvier à Avril et de Septembre à Décembre, Tamanrasset a la production énergétique la plus élevée suivie respectivement par El Oued, Tlemcen, Chlef et Alger, et ce pour les technologies de cellules photovoltaïques.

La plus faible quantité d'énergie AC est de 143000 kWh observée en Novembre générée pour le site de Tamanrasset avec la technologie CIS et 143000 avec le Si-cristallin. De Mai à Août, les sites d'Alger et de Chlef ont la plus grande quantité d'énergie AC injectée dans le réseau, qui est plus élevée que les autres régions, ceci est dû à l'effet des températures élevées.

Dans la première zone (Alger), les productions énergétiques maximales sont observées pendant les mois de juin, juillet et août, soit 157000 kWh, 165000 kWh et 162000 kWh, respectivement. Lorsque le module CIS est considéré, les valeurs moyennes mensuelles de la production d'énergie de 138166 kWh, 133500 kWh, 122016 kWh, 150083 kWh et 146916 kWh sont obtenues pour Tlemcen, Chlef, Alger, Tamanrasset et El Oued.

Un rendement énergétique mensuel moyen de 139750 kWh, 135083 kWh, 125358 kWh, 150500 kWh et 149000 kWh est enregistré respectivement pour Tlemcen, Chlef, Alger, Tamanrasset et El Oued lorsque le Si-cristallin est considéré. On a observé que la production d'énergie en été était environ deux fois supérieure à celle de l'hiver. La faible production d'énergie en hiver est due à la faible radiation solaire et aux valeurs de courte durée d'ensoleillement. La température joue un rôle majeur dans la performance des modules PV, les températures élevées entraînent une baisse de la performance des modules PV et de la production d'énergie (voir le cas de Tamanrasset).

Enfin, dans la Figure III.25 nous avons comparé les deux technologies Si-cristallin et CIS, en termes de production annuelle d'énergie photovoltaïque injectée dans le réseau. En résumé et selon cette figure, parmi les deux technologies de cellules solaires, la technologie Si-cristalline apparaît plus

efficace pour (Tamanrasset, El Oued, Tlemcen et Algérie) suivie par la cellule photovoltaïque CIS, tandis que CIS est meilleure que le Si-cristallin pour le site de Chlef.

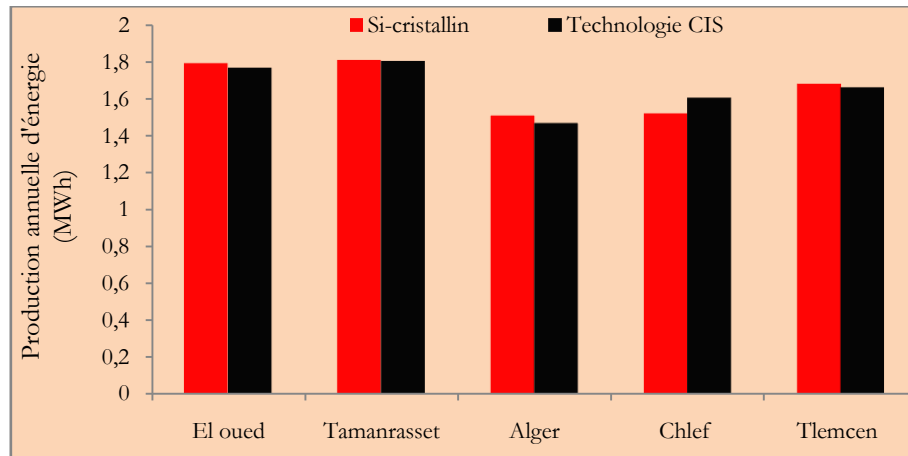


Figure III.25. Production annuelle d'énergie de deux technologies.

La différence de production mensuelle moyenne entre les deux technologies de modules PV est de 1584 kWh, 3000 kWh, 417 kWh et 2084 kWh, respectivement pour Tlemcen, Alger, Tamanrasset et El Oued. Il est à noter que le module Si-cristallin a enregistré la meilleure performance pour ces sites. Sauf dans la région de Chlef, où le module PV de CIS est meilleur que le module Si-cristallin, la différence en termes de production mensuelle moyenne est estimée à 1583 kWh.

III.6. Conclusion

Ce troisième chapitre est composé de trois sections différentes. Dans la première section, nous avons présenté les effets technico-économiques et environnementaux des stratégies de gestion de la charge qui sont appliquées à un système énergétique hybride autonome. La deuxième section est consacrée à la présentation d'un nouveau concept appelé le prosommateur résidentiel.

Comme nous l'avons vu dans le premier chapitre, la production décentralisée et le stockage sont des composantes du concept de la gestion de la charge. La dernière section présente la simulation de deux exemples de systèmes photovoltaïques à grande échelle (1 MWc) et à petite échelle type en toiture (10 kWc) en tant que composants de la gestion de la demande.

Plusieurs critères sont analysés dans ce chapitre, notamment des paramètres économiques (TNPC, CoE), techniques (dimensionnement optimal, prédiction énergétique, rapport de performance, excès d'énergie, fraction renouvelable, etc.) et environnementaux en termes d'émissions de gaz à effet de serre. De plus, divers paramètres sont également analysés, notamment les stratégies de gestion de la charge, le type de technologie des cellules solaires, l'angle d'inclinaison, l'emplacement du site et d'autres facteurs. Par conséquent, nous avons utilisé plusieurs logiciels et outils pour la simulation et l'optimisation, tels que la nouvelle version de PV GIS, PvPlanner et HOMER.

Nous avons tiré plusieurs conclusions comme suit:

- Les stratégies de la gestion de la charge présentent plusieurs avantages techniques, économiques et environnementaux. Ils permettent également une électrification durable et moins coûteuse, avec une consommation moindre et donc un faible coût de la facture d'électricité.
- Le développement du réseau intelligent est le résultat d'une demande croissante d'énergie, du vieillissement des infrastructures, du déploiement des énergies renouvelables et des véhicules électriques.
- Le réseau intelligent est un réseau de distribution d'électricité qui permet et favorise la circulation de l'énergie et de l'information entre les producteurs et les consommateurs afin d'assurer une gestion plus efficace du système énergétique.
- Le déploiement de la production décentralisée reposant sur des panneaux solaires permet aux consommateurs non seulement d'auto-consommer mais également d'injecter leurs surplus de production au réseau.
- Nous avons conclu que l'utilisation de l'approche de simulation pour l'étude de faisabilité des systèmes photovoltaïques est nécessaire avant de procéder à l'installation pratique.
- Les résultats de la simulation du système PV indiquent que le système photovoltaïque connecté au réseau est faisable pour la production d'électricité et pourrait jouer un rôle dans le futur mix énergétique de notre pays.
- Dans une perspective future, l'étude peut être menée en utilisant différentes technologies de modules PV avec des méthodes d'installation appropriées (intégration du système de suivi solaire) pour améliorer le performance du système photovoltaïque.
- L'intégration de la production décentralisée permet de réduire la dépendance à l'égard du réseau électrique conventionnel et des combustibles fossiles. Il en résulte une diminution des problèmes environnementaux tels que les émissions de gaz à effet de serre et l'effet de réchauffement climatique.

La gestion de l'offre d'énergie désigne les mesures prises pour garantir l'efficacité de la production, de la transmission et de la distribution de l'énergie en utilisant différentes technologies telles que les énergies renouvelables. La réduction ou le déplacement de la demande d'énergie d'un client par la mise en œuvre de la DSM permet d'éviter ou de retarder la construction de capacités de production supplémentaires, et donc de maximiser l'utilisation des ressources existantes.

Il convient donc de noter que la prise en compte de ces deux concepts lors de l'optimisation et de la planification des systèmes énergétiques donnera des résultats très satisfaisants. C'est pourquoi nous avons abordé ce sujet de la combinaison de la gestion de l'offre et de la demande dans le prochain chapitre.

Références du chapitre

- [1] Zehir M.A., Bagriyanik M., Demand side management by controlling refrigerators and its effects on consumers, *Energy Conversion and Management*, 2012, vol. 64, pp. 238-244.
- [2] Cool appliances: policy strategies for energy efficient homes, International Energy Agency, [online], <http://library.umac.mo/ebooks/b13623886.pdf>, Accès [10.12.2020].
- [3] IEA, Gadgets and Gigawatts—policies for energy efficient electronics, International Energy Agency, Paris, 2009.
- [4] Rahman F.A., Aziz M.M.A., Saidur R., Bakar W.A.W.A., Hainin M.R., Putrajaya R., Hassan N.A., Pollution to solution: Capture and sequestration of carbon dioxide (CO₂) and its utilization as a renewable energy source for a sustainable future, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 71, pp. 112-126.
- [5] Mukherjee S., Asthana A., Techno-economic feasibility of a hybrid power generation system for developing economies, *Proceedings*, 2017, vol. 1, 693.
- [6] Hosker E., Energy Access Outlook, *World Energy Outlook*, International Energy Agency, Paris, France, 2017.
- [7] Liu L., Wang Z., The development and application practice of wind-solar energy hybrid generation systems in China, *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 2009. vol. 13, pp. 1504-1512.
- [8] Khan A., Javaid N., Javaid S., Optimum unit sizing of stand-alone PV-WT-Battery hybrid system components using Jaya, *IEEE*, 2018. pp. 1-8.
- [9] Askarzadeh A., Solution for sizing a PV/diesel HPGS for isolated sites, *IET Renewable Power Generation*, 2017, vol. 11, pp. 143-151.
- [10] Gellings C.W., The smart grid. Enabling energy efficiency and demand response, The Fairmont Press, 2009.
- [11] Harish V.S.K.V., Kumar A., Demand side management in India: Action plan, policies and regulations, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 33, pp. 613-624.
- [12] Kelly G., Sustainability at home: policy measures for energy-efficient appliances, *Renewable Sustainable Energy Rev*, 2012, vol. 16, pp. 6851-60.
- [13] Agence Internationale de l'Energie, [online], <https://www.iea.org/>, Accès [11.12.2020].
- [14] CEREFÉ, [online], <http://www.cerefe.gov.dz/fr/accueil/>, Accès [11.01.2021].
- [15] Pilkington B., Roach R., Perkins J., Relative benefits of technology and occupant behaviour in moving towards a more energy efficient, sustainable housing paradigm, *Energy Policy*, 2011, vol. 39, 4962-70.
- [16] Wada K., Akimoto K., Sano F., Oda J., Homma T., Energy efficiency opportunities in the residential sector and their feasibility, *Energy*, 2012, vol. 48, pp. 5-10.
- [17] Erdinc O., Uzunoglu M., Optimum design of hybrid renewable energy systems: overview of different approaches, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, no. 3, pp. 1412-1425.
- [18] Zafar R., Mahmood A., Razzaq S., Ali W., Naeem U., Shehzad K., Prosumer based energy management and sharing in smart grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 82, pp. 1675-1684.
- [19] Potdar V., Chandan A., Batol S., Patel N., Big energy data management for smart grids-issues, challenges and recent developments, *smart cities*, Springer: Cham, Switzerland, 2018, pp. 177-205.

- [20] Espe E., Potdar V., Chang E., Prosumer communities and relationships in smart grids: a literature review, evolution and future directions, *Energies*, 2018, vol. 11, no. 10, 2528.
- [21] Parag Y., Sovacool B.K., Electricity market design for the prosumer era, *Nature Energy*, 2016, vol. 1, pp. 1-6.
- [22] Shukla A.K., Sudhakar K., Baredar P., Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology, *Energy Reports*, 2016, vol. 2, pp. 82-88.
- [23] Chikh M., Berkane S., Mahrane A., Performance analysis of a grid connected micro-amorphous silicon PV pilot plant after eight months monitoring, 2015 3rd IEEE International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Marrakech, Morocco, 10-13 Dec. 2015.
- [24] Nowdeh S.A., Ghahnavieh A. R., Shojaei H., Reliable designing of stand-alone PV/FC hybrid system, *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 41-47.
- [25] Alweheshi S., Abdelali A., Rajab Z., Khalil A., Mohamed F., Photovoltaic solar energy applications in Libya: a survey, 10th International Renewable Energy Congress (IREC), 2019.
- [26] Fraunhofer ISE. Available online: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>, Accès [12.12.2020].
- [27] Duman A.C., Güler Ö., Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey, *Renewable Energy*, 2020, vol. 148, pp. 697-711.
- [28] Kazem H.A., Albadi M.H., Al-Waeli A.H.A., Al-Busaidi A.H., Chaichan M.T., Techno economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in Oman, *Case Studies in Thermal Engineering*, 2017, vol. 10, pp. 131-141.
- [29] Virtuani A., Strepparava D., Modelling the performance of amorphous and crystalline silicon in different typologies of building-integrated photovoltaic (BIPV) conditions, *Solar Energy*, 2017, vol. 146, pp. 113-118.
- [30] Ayadi O., Al-Assad R., Asfar J.A., Techno economic assessment of a grid connected photovoltaic system for the University of Jordan, *Sustainable Cities and Society*, 2018, vol. 39, pp. 93-98.
- [31] Ibrik H., Techno-economic assessment of on-grid solar PV system in Palestine, *Cogent Engineering*, 2020, vol. 7, no. 1, 1727131.
- [32] Emmanuel M., Akinyele D., Rayudu R., Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand, *Energy*, 2016, vol. 120, pp. 573-583.
- [33] Kolokotsa, D., Vagias, V., Fytraki, L., Oungrinis, K., Energy analysis of zero energy schools: the case study of child's asylum in Greece, *Advances in Building Energy Research*, 2019, vol. 13, no. 2, pp. 193-204.
- [34] Mahmud A.M., Blanchard R.E., Assessing a rural electrification program in Malaysia: System performance analysis on 11 solar PV-diesel hybrid systems, 2016 4th International Conference on the Development in the Renewable Energy Technology (ICDRET), 2016, doi:10.1109/icdret.2016.7421506.
- [35] Al-Otaibi A., Al-Qattan A., Fairouz F., Al-Mulla A., Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop, *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 95, pp. 110-119.
- [36] Ibrik I., Hashaika F., Techno-economic impact of grid-connected rooftop solar photovoltaic system for schools in Palestine: A case study of three schools, *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 291-300.

- [37] Yilmaz S., Binici H., Ozcalik H.R., Energy supply in a green school via a photovoltaic-thermal power system, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 57, pp. 713-720.
- [38] Energy Star, [online], <https://www.energystar.gov/>, Accès [15.01.2021].
- [39] Solargis, [online], <https://solargis.info/pvPlanner/#tl=Google:hybrid&bm=satellite>, Accès [24.12.2019].
- [40] How to design solar PV system, http://www.leonics.com/support/article212j/articles2_12jen.php, Accès [24.12.2019].
- [41] Ali H., Khan H.A., Techno-economic evaluation of two 42 kWp polycrystalline-Si and CIS thin-film based PV rooftop systems in Pakistan, *Renewable Energy*, 2020, vol. 152, pp. 347-357.
- [42] Šály V., Packa J., Perný M., Present state of solar cell technology, *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 2018, vol. 66, no. 3, pp. 9-14.
- [43] IEC standard 61724, Photovoltaic system performance monitoring-Guidelines for measurement, data exchange and analysis, IEC, Geneva, Switzerland, 1998.
- [44] Haffaf A., Lakdja F., Ould Abdsallem D., Meziane R., Potential assessment of a residential rooftop grid-connected PV system: Algiers and Tamanrasset case study, *International Journal of Advanced Science and Technology*, 2020, vol. 29, no. 3, pp. 4017-4032.
- [45] DNV, [online], <https://www.dnv.com/feature/utility-scale-solar.html>, Accès [20.12.2019].
- [46] Hadj Arab A., Ait Driss B., Amimeur R., Lorenzo E., Photovoltaic systems sizing for Algeria, *Solar Energy*, 1995, vol. 54, no. 2, pp. 99-104.
- [47] Kebaili S., Benalla, H., Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic systems under various weather conditions in Algeria, *Revue des Energies Renouvelables*, 2015, vol. 18, no. 2, pp. 179-191.
- [48] Mellit A., Kalogirou S.A., Shaari S., Hadj Arab A., Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: application for sizing a standalone PV system, *Renewable Energy*, 2008, vol. 33, no. 7, pp. 1570-1590.



Chapitre IV

*La combinaison entre la gestion de la
charge et de la production*

Chapitre IV

La combinaison entre la gestion de la charge et de la production

IV.1. Introduction

L'énergie électrique est l'une des ressources les plus importantes du monde entier. La demande d'électricité augmente avec la croissance de la population et l'économie mondiale. En fait, plus de 70% de la demande mondiale d'électricité est générée par des ressources en combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) [1]. Dans les régions éloignées et isolées, la demande d'électricité augmente également, ces régions sont le plus souvent approvisionnées par des systèmes de production à base de diesel et/ou de combustibles fossiles.

En raison de l'augmentation des émissions provenant des sources d'énergie conventionnelles, les énergies renouvelables sont développées pour être utilisées dans des systèmes énergétiques hybrides isolés et/ou connectés au réseau [2]. Selon l'analyse du système d'information géographique (SIG), la population des îles et des régions isolées est estimée à plus de 740 millions d'habitants dans le monde entier [3].

En effet, l'utilisation d'électricité renouvelable peut permettre un accès durable à l'électricité pour différents utilisateurs et applications, les ménages, la conservation des aliments, la refroidissement agricole, instituts universitaires, les industries, et le pompage d'eau [4]. L'utilisation de systèmes de production d'énergie hybride associant plusieurs sources alternatives (photovoltaïque, centrale solaire thermique, et éolienne, etc.), et même conventionnelles (pétrole, gaz, etc.) joue un rôle important dans la génération d'électricité et a été largement utilisée pour répondre à différents niveaux de demande et d'application [5-9].

Depuis Février dernier 2020, un nouveau terme est apparu dans la propagande des médias officiels et non officiels sous le nom de "régions de l'ombre", à la demande du président Algérien. Là où la priorité était donnée aux zones les plus arriérées, le ministère de l'intérieur a commencé à inventorier le nombre de ces zones et de leurs habitants. Le résultat montre que plus de 15.000 "zones d'ombre" ont été enregistrées, avec un chiffre de plus de huit millions d'habitats Algériens.

La mission et le rôle les plus importants étaient de leur fournir les besoins les plus fondamentaux de la vie moderne, y compris les services éducatifs, raccordement au gaz, l'eau potable, la construction de route, l'électricité et l'électrification rurale (ER). L'ER désigne le processus de mise à disposition de l'énergie électrique aux populations dans les zones rurales et/ou isolées pour différents besoins et applications.

Parmi les besoins les plus fondamentaux de l'être humain on trouve l'approvisionnement durable d'énergie et l'eau qui est une nécessité absolue. Par conséquent, nous avons mis l'accent sur ce sujet de système d'irrigation (SI), qui est un important facteur pour le développement agricole et la sécurité alimentaire. Cependant, leur approvisionnement en énergie est affecté par plusieurs problèmes liés à l'utilisation des énergies classiques comme les générateurs diesel GD.

D'un point de vue technique, la configuration optimale d'un système énergétique hybride dépend de la connaissance des spécifications des ressources énergétiques locales, des conditions climatiques, techniques et de profils de charge, ce qui rend complexe la conception optimale de ces systèmes SEH [10]. L'un des éléments les plus importants dans la conception de ce système est le profil de charge en raison de son effet et de son influence sur le dimensionnement optimal et le coût des composants du système [11].

En outre, il est difficile de mettre en œuvre des sources d'énergie renouvelables (SER) dans un système autonome sans système de stockage (par exemple, des batteries) et une source de secours (principalement un générateur diesel) en raison de la nature aléatoire de ces technologies [12]. Par conséquent, la conception et le dimensionnement des composants du système, tels que les panneaux photovoltaïques, le générateur diesel et le stockage sur batterie, sont nécessaires pour répondre à la charge requise d'une part et pour minimiser le coût global du système, la consommation de carburant du GD et donc la réduction ou l'élimination des émissions de CO₂ de l'autre part [13].

L'objectif de ce chapitre est de décrire une nouvelle méthodologie utilisée pour la conception d'un système de production d'énergie rentable et durable pour alimenter en énergie électrique un système d'irrigation. Une stratégie combinée de la gestion de l'offre de l'énergie électrique et du déplacement de la charge, a été adoptée pour la conception et l'optimisation du système. Le logiciel HOMER a été utilisé pour sélectionner le système approprié en fonction de plusieurs critères technico-économiques et environnementaux.

IV.2. Recherche et données sur l'analyse documentaire

La conception et le dimensionnement optimaux des systèmes hybrides d'énergie renouvelable (SHER), la simulation et l'optimisation constituent un aspect important. C'est pourquoi de nombreux chercheurs ont analysé et évalué, dans de nombreux documents, les configurations, les stratégies de contrôle, les critères et les méthodologies d'optimisation du système hybride d'énergie renouvelable [14]. La conception, le dimensionnement et le contrôle des SHER ont été présentés en détail dans [15], il examine les différentes configurations, les méthodologies de dimensionnement, la sélection de critères et techniques et les stratégies de la gestion du flux d'énergie dans les systèmes énergétiques hybrides.

Plusieurs configurations basées sur les énergies renouvelables pour différentes applications sont examinées et discuté dans la littérature [16,17]. Différentes méthodes et techniques d'optimisation sont utilisées pour trouver la conception optimale des SHER, telles que des logiciels et des outils de simulation informatique basés sur des méthodes probabilistes, analytiques, heuristiques et numériques [2,17].

Divers logiciels, des algorithmes, et les méthodologies qui sont utilisés pour la planification, le dimensionnement, l'évaluation et l'optimisation des SHER sont disponibles dans la littérature [18,19]. Sinha et Chandel [20] ont donné un aperçu des outils de simulation existants utilisés pour les systèmes hybrides basés sur les énergies renouvelables. HYBRID2, HOMER, i-HOGA, TRNSYS, RETScreen sont les différents outils informatiques disponibles commercialement, et le logiciel HOMER est l'outil logiciel le plus largement utilisé pour l'optimisation et la conception de systèmes hybrides. Le modèle SAM (System Advisor Model) développé par le Laboratoire National des Energies Renouvelables (LNER) est également un logiciel utile et performant [21].

L'approvisionnement durable en énergie et en eau est essentiel pour le développement social et économique de tout pays dans le monde. En général, l'électrification rurale et le pompage de l'eau dans les régions éloignées est principalement limité à l'utilisation de générateurs diesel, ce qui constitue un problème majeur en raison de ses inconvénients tels que les problèmes d'entretien, la pollution et les coûts de fonctionnement élevés [22]. Cependant, au cours de la dernière décennie, les systèmes d'irrigation à base de l'énergie solaire ont connu une croissance rapide, sont devenus plus accessibles et devraient apporter une solution appropriée à la pénurie de l'eau potable, à l'irrigation agricole, et aux besoins du l'élevage dans les fermes et les régions éloignées [23, 24].

Le développement rapide du système d'irrigation PV est lié au faible coût de la technologie des modules PV, à la baisse continue du prix des batteries lithium-ion et à la commercialisation rapide des produits [23]. De plus, les solutions de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire PV présentent de nombreux avantages technique et économique: robustesse, sécurité opérationnelle et fiabilité, coût de cycle de vie, une durée de vie plus longue, et l'absence d'impact négatif sur l'environnement (non polluant et silencieux) [24,25].

De nombreuses études ont été menées sur la performance et la faisabilité économique du système de pompage PV et ont montré que le système peut être économiquement comparé aux générateurs diesel. Par exemple, Saeed [23] a étudié un système d'irrigation alimenté par deux types de sources: la technologie solaire photovoltaïque et le solaire thermique. Ce système peut être utilisé dans de petites exploitations rurales en Afrique subsaharienne d'après l'auteur.

En outre, Al-Smairan [24] a développé l'application de deux systèmes pour alimenter en électricité une pompe à eau dans une région éloignée de Jordanie Badia. L'application comprend la réalisation de

projets de système photovoltaïque et de générateur diesel autonomes. L'auteur a démontré que dans cette région, le système de pompage d'eau photovoltaïque est plus rentable que le générateur diesel.

En Inde, Shinde [26] a comparé un générateur photovoltaïque et un générateur diesel pour un système de pompage d'eau d'une capacité allant jusqu'à 3 kWp pour approvisionner un village en eau potable. L'auteur a conclu que le premier est plus faisable économiquement. Un modèle de pompage d'eau a été introduit en [27] pour obtenir une conception optimale d'un système autonome pour les jardins d'oliviers dans les conditions climatiques Méditerranéennes. Selon les résultats de cette étude, la configuration optimale peut conduire à une réduction des coûts initiaux du système PV et à des économies dans l'eau. Dans [28], un système hybride autonome PV/Eolien/batterie pour le pompage de l'eau dans la ville de Syrte, en Libye, est étudié. L'analyse de performance technico-économique d'un système autonome PV/éolien avec stockage appliqué à l'irrigation de la ville d'Alminia, Égypte, a été réalisée à l'aide de logiciel HOMER [29]. Dans [30], Vick et Neal ont analysé le fonctionnement individuel du système solaire et de l'éolienne ainsi que du système hybride photovoltaïque/éolienne hors réseau pour le pompage de l'eau afin d'identifier l'option la plus appropriée. Diaz-Mendez et al. [31] ont présenté une méthodologie simple pour comparer le système de pompage solaire PV et le système de pompage à base d'énergie éolienne à Cuba, au Pakistan et en Espagne. La faisabilité des systèmes d'irrigation photovoltaïques en fonction de l'emplacement a été étudiée par Kelley et al. [32].

Dans [33], les auteurs ont présenté une revue des développements de la recherche dans le domaine des systèmes de pompage d'eau basés sur les énergies renouvelables (solaire, biomasse, éolienne et hybride PV/éolienne, etc.), plus d'une centaine d'articles publiés ont été brièvement examinés. Les auteurs ont conclu que l'utilisation des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire et éolienne, permet de réduire considérablement la dépendance vis-à-vis des énergies conventionnelles et qu'elle a un impact positif sur l'environnement.

La conception d'un système hybride solaire-éolien autonome pour le pompage a été optimisée en termes technico-économiques et évaluée à l'aide du logiciel de simulation PVSYST [34]. En Arabie Saoudite, l'analyse de la performance technique et économique de l'utilisation de petites éoliennes pour le pompage de l'eau a été étudiée par Rehman et Sahin [35]. Le contrôle du système d'énergie hybride à PV/batterie pour le pompage de l'eau a été également effectué dans la référence [36]. Dans [37], la modélisation et le contrôle d'un petit système d'énergie éolienne/photovoltaïque hybride sans batterie pour le pompage de l'eau a été analysé par le biais de la simulation. En termes de méthodes d'optimisation, plusieurs méthodes ont été appliquées dans l'étude des systèmes hybrides d'énergie renouvelable [19]. Le logiciel i-HOGA (Optimisation hybride par algorithmes génétiques) a été utilisé pour la conception optimale et l'optimisation de coût d'un système PV/diesel hors réseau appliquée pour alimenter en énergie électrique une installation d'irrigation goutte à goutte [38].

Moní et al. [39] utilisé un algorithme évolutif pour optimiser la conception d'un système de pompage d'eau PV à Almeria, Espagne. On autre, un algorithme développé a été utilisé par Campana et al. [40] pour le dimensionnement et l'optimisation des systèmes d'irrigation photovoltaïques, une approche similaire a été appliquée par Yahyaoui et al. [41]. Dans [42], une approche systématique a été proposée et la probabilité de perte de charge (PPC) a été envisagée pour le dimensionnement d'un système d'irrigation par photovoltaïque avec stockage par réservoir d'eau dans quatre endroits en Algérie.

Le dimensionnement optimal du système de pompage par un système photovoltaïque autonome, avec comme fonctions objectives l'optimisation de la fiabilité et de coût, a été réalisé à l'aide d'un modèle multi-objectifs par l'auteur Olcan [43]. Dans leur travail, Mérida et al. [44] ont dimensionné de manière optimale un système d'irrigation photovoltaïque intelligent utilisant une approche multi-objectif proposée.

Située au nord-ouest de l'Afrique, en bordure de la mer Méditerranée, l'Algérie a une superficie de près de 2.4 millions de km² qui en fait le plus grand pays du continent. L'Algérie a un climat très diversifié, plus de 3000 heures d'ensoleillement par an avec un haut niveau de rayonnement, c'est le potentiel solaire qui existe dans les zones de l'Algérie, en particulier dans la zone du Sahara (régions du sud) [45,46]. La Figure IV.1 montre la répartition du potentiel global d'irradiation horizontale (GHI) sur la carte de l'Algérie. De plus, les détails de ce potentiel solaire sont donnés dans le Tableau I.5. du chapitre I.

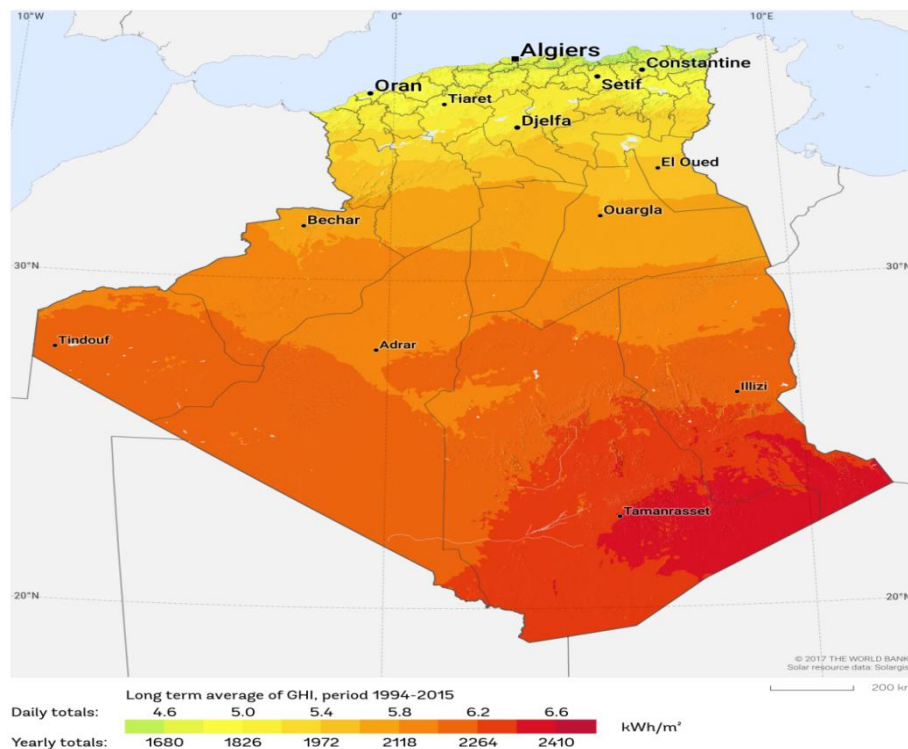


Figure IV. 1. Irradiation horizontale globale sur la carte d'Algérie.

Au cours de la dernière décennie, plusieurs études ont été menées sur les systèmes de pompage d'eau utilisant les sources renouvelables. Des analyses technico-économiques ont été réalisées pour étudier l'adéquation de l'utilisation du photovoltaïque dans les systèmes d'irrigation. Les résultats ont été généralement comparés avec ceux du système alimenté par le générateur diesel.

Nous présentons ci-dessous quelques études de cas qui ont été réalisées au sujet du système de pompage de l'eau. Par exemple, la comparaison entre l'énergie éolienne et solaire pour l'application du pompage de l'eau dans la région d'Adrar (sud-ouest de l'Algérie) a été faite par Bouzidi [47]. L'auteur rapporte que le coût du pompage de l'eau est moins élevé lorsque l'on utilise le système éolien que celui généré par le système PV solaire. Dans la référence [48], l'enquête sur la capacité de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et le stockage en réservoir de l'eau pour l'irrigation des agriculteurs dans les régions éloignées de la wilaya de Batna (nord-est de l'Algérie) a été réalisée. Selon l'auteur, comme le watt photovoltaïque est beaucoup plus coûteux que le coût de watt de diesel, l'incorporation du pompage photovoltaïque n'est pas encore rentable. Bakelli et Kaabeche [49] ont étudié un système de pompage PV autonome et ont proposé différentes méthodes d'optimisation méta-heuristiques; l'algorithme de chauve-souris (BA), l'algorithme de loup gris (GWO), et l'algorithme de la recherche coucou (CSA).

Comme synthèse, les travaux examinés dans la littérature ci-dessus fournissent une contribution importante. Plusieurs travaux ont été effectués pour étudier la conception optimale et l'optimisation technico-économique de l'irrigation alimentés par des énergies renouvelables. La gestion de la charge avec ses avantages est utilisée dans de nombreuses applications et dans différents types de charge, le transfert et la conservation de la charge sont les principales techniques d'influence [50], ce qui n'est pas appliqué pour le dimensionnement et l'optimisation des systèmes de pompage de l'eau.

Des logiciels et des modèles mathématiques sont utilisés dans l'étude de systèmes d'irrigation dans différents endroits. Nous constatons que la plupart des études se concentrent plutôt sur l'optimisation liée au coût total net actuel, le coût de l'énergie et le dimensionnement des composants, etc. En outre, l'analyse documentaire montre que la plupart des travaux ont étudié et évalué des systèmes d'irrigation alimentés par une seule configuration.

Cependant, l'étude de la faisabilité de plusieurs configurations pour choisir la meilleure est une étape qui peut apporter un apport technique et des avantages économiques considérables, et c'est la principale lacune de la littérature. En plus, l'effet et l'influence de la gestion du profil de la charge dans les systèmes de pompage d'eau utilisant des techniques de transfert de la charge, l'écrêtement des pics, et la stratégie de conservation d'énergie ne sont pas abordés.

Sur d'autre part, et à notre connaissance, il n'existe pas d'études de faisabilité sur les systèmes d'irrigation basés sur des systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable pour notre pays. À cette fin,

le présent travail vise à aborder un certain nombre de lacunes en matière de recherche. Nous avons proposé une nouvelle méthodologie utilisée pour concevoir une solution rentable et durable pour alimenter un système d'irrigation dont la demande énergétique est estimée à 40 kWh/jour. La stratégie est basée sur la combinaison entre la gestion de la production et de la demande pour l'optimisation du système. L'étude détaillée de la faisabilité technique et économique de trois configurations différentes proposées pour répondre à la charge réelle d'un système d'irrigation isolé a été élaborée afin d'obtenir une source d'énergie de faible coût et de faible taux de pollution. L'attention particulière est accordée à l'évaluation de la stratégie de déplacement de la charge et à l'analyse détaillée de ses effets en termes techniques, économiques et environnementaux en utilisant différents paramètres d'analyse.

IV.3. Combinaison entre la gestion de l'offre et de la demande d'énergie

La dénomination de la gestion de l'offre d'énergie (Supply Side Management (SSM)) concerne essentiellement l'électricité et couvre toutes les activités et les mesures liées à la fourniture des autres ressources énergétiques telles que les combustibles fossiles, l'énergie thermique, cogénération, et les énergies durables. Le SSM et la DSM sont deux composantes du réseau électrique, les deux stratégies sont généralement utilisées pour réduire les charges de pointe et augmenter la capacité de charge du réseau. En ce qui concerne les avantages de la SSM au niveau de l'utilisateur final, il rend la capacité de production installée plus efficace pour fournir de l'énergie à moindre coût (\$/kWh), ce qui permet de réduire le coût des factures d'électricité. De ces perspectives, il y a un fort besoin de se concentrer sur ce type de gestion pour la conception fiable de systèmes énergétiques avec un coût minimal dans tous les secteurs, où le fournisseur et l'utilisateur final sont tous deux bénéficiaires.

D'autre part, la définition de la DSM couvre toutes les activités qui visent à modifier les profils de charge électrique afin d'améliorer l'ensemble de système énergétique, de la production d'électricité à la distribution, et à l'utilisation finale. En outre, il vise à améliorer l'efficacité énergétique et à optimiser l'allocation des ressources pour que l'électricité puisse être utilisée plus efficacement. Pour rappel, l'approche de la gestion de la charge comprend six stratégies selon la littérature qui sont l'écrêtage des pics, le transfert de la charge, le remplissage des vallées, la forme de la charge flexible, la stratégie de conservation, et la croissance stratégique de la charge (plus de détails dans le chapitre I).

IV.4. Méthodologie et simulation de cas d'étude

La conception d'un système énergétique hybride est influencée par de nombreux des facteurs tels que la localisation du site et l'intensité des ressources énergétiques disponibles. Par conséquent, la première étape consiste à choisir un emplacement approprié avec un grand potentiel de ressources (solaire, éolien, etc.). Un site dans la Wilaya de M'sila (située dans le centre du pays) a été choisi dans notre étude de cas. M'sila, à une superficie de 18,718 km², est une région semi-aride classée comme les

hautes plaines, avec une moyenne d'énergie solaire reçue de 1900 kWh/m²/an, et une durée moyenne d'ensoleillement estimée à 3000 h/an. La localité dispose d'un vaste potentiel de l'énergie solaire et reçoit un total annuel d'énergie solaire d'environ 6316,42 MJ/m². Le site d'étude choisi est situé à une latitude de 35.66. Nord, une longitude de 4.5. East, et l'altitude moyenne au-dessus du niveau de la mer est près de 442 m.

IV.4.1. Décalage du profil de consommation

La demande de l'énergie électrique représente le besoin en énergie pour pomper le volume d'eau nécessaire qui est consacré à l'irrigation d'une ferme isolée d'une superficie d'environ 9 hectares. La ferme est cultivée avec les produits nécessaires à l'alimentation des moutons, tels que l'orge, le foin et l'herbe ainsi que les arbres d'oliviers, et la demande en eau estimée à 100 m³/jour. La consommation d'énergie dépend du temps de fonctionnement de la pompe par jour et sa puissance nominale. La pompe fonctionne huit (8) heures par jour, 4 heures de fonctionnement de 6h à 9h et 4 heures de fonctionnement de 18h à 21h.

La consommation moyenne d'électricité est de 40 kWh/jour avec un pic de charge de 9.6 kW. Au cours des quatre premières heures (de 6h à 9h), l'eau pompée est utilisée directement dans le système d'irrigation et alimenté par des panneaux solaires photovoltaïques. Dans la deuxième partie (nuit ou jour nuageux), la pompe est alimentée par l'énergie stockée dans les batteries car il n'y a pas d'énergie solaire disponible. Ceci a pour conséquence le coût élevé de pompage d'eau obtenue pour le système PV/Batterie. Toutefois, dans le système proposé, la charge pour la période de nuit (18h à 21h) est décalée (transfert de la charge) de 12h à 15h pour maximiser l'autoconsommation PV et pour réduire le besoin de batteries.

En outre, un réservoir de stockage d'eau est ajouté (Privilégier le stockage hydraulique plutôt que l'électrique). Dans ce cas, la pompe est alimentée au maximum par le système PV et au minimum par les batteries de stockage, puis l'eau stockée est livré la nuit à partir d'un réservoir de stockage sans qu'il soit nécessaire de recourir à l'énergie électrique (utilisation direct a partir du réservoir). L'objectif d'ajouter un réservoir de stockage est de minimiser le coût d'investissement du système d'alimentation électrique et pour tirer parti de l'autoconsommation de l'énergie solaire pour stocker l'eau en vue d'une utilisation ultérieure.

Le dimensionnement du réservoir de stockage d'eau est un processus essentiel afin de compléter la conception du système de pompage de l'eau pour éviter les coûts énergétiques supplémentaires. Il est important de noter que les différents coûts du réservoir de stockage (coûts d'investissement et de maintenance) dépendent de la taille du réservoir et de la technologie de construction. Cependant, dans notre cas, ces coûts ne sont pas inclus dans l'analyse parce que le réservoir de stockage a été supposé construit gratuitement.

Cette section décrit la stratégie de transfert de charge (TC) comme une technique dans le concept de la gestion de la demande. Le transfert de la charge peut être utilisé pour divers buts et objectifs, tels que: combiner l'écrêtage de pointe et le remplissage de la vallée, déplacer les charges des périodes de pointe vers les périodes creuses, et ainsi réduire le coût énergétique.

Dans notre cas, l'effet net du déplacement de la charge d'un moment à l'autre sans la modification de la consommation totale d'énergie est utilisé pour maximiser l'autoconsommation photovoltaïque.

La Figure IV.2 montre le profil de consommation avant et après avoir appliqué la stratégie de transfert de charge. En plus, les mesures proposées et les objectifs en matière de gestion de l'offre et de la demande sont présentés à la Figure IV.3.

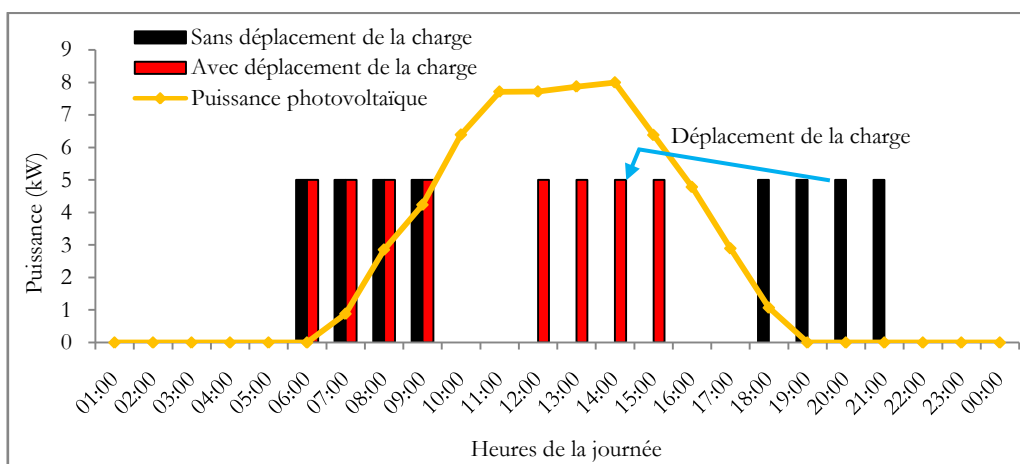


Figure IV.2. Profil de charge avec et sans déplacement de charge.

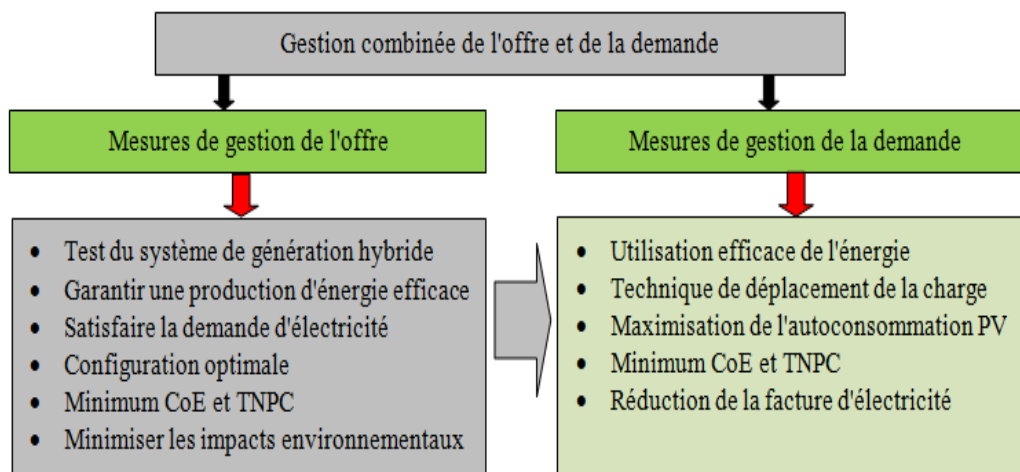


Figure IV.3. Objectifs technico-économiques et environnementaux de l'étude de cas proposée.

IV.4.2. Évaluation des ressources solaires

Les données météorologiques du site (irradiation solaire, vitesse du vent, et température) ont été obtenues auprès de la base de données météorologie de surface et énergie solaire NASA et de la base

de données PVGIS (accès au 2020). Le profile moyenne mensuelle de l'irradiation solaire, de la vitesse du vent, de la température ambiante, et de l'indice de clarté sont présentés respectivement dans les deux Figures IV.4 et IV.5.

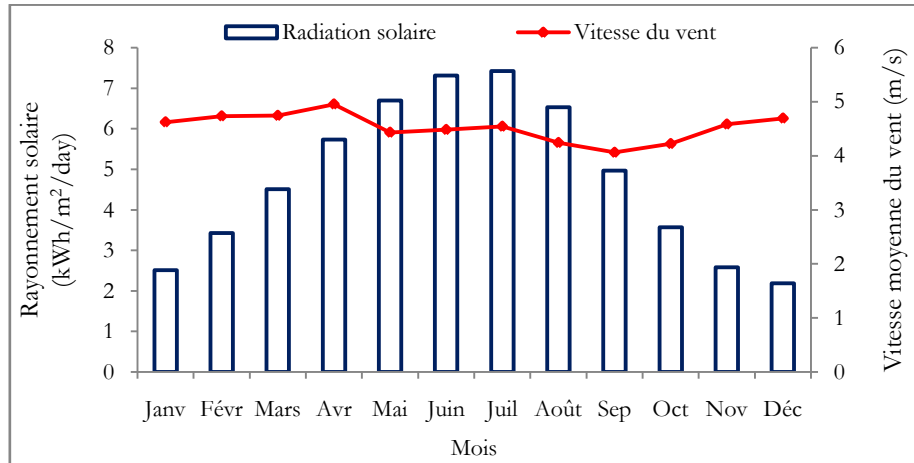


Figure IV.4. Moyenne mensuelle du rayonnement solaire et de la vitesse du vent.

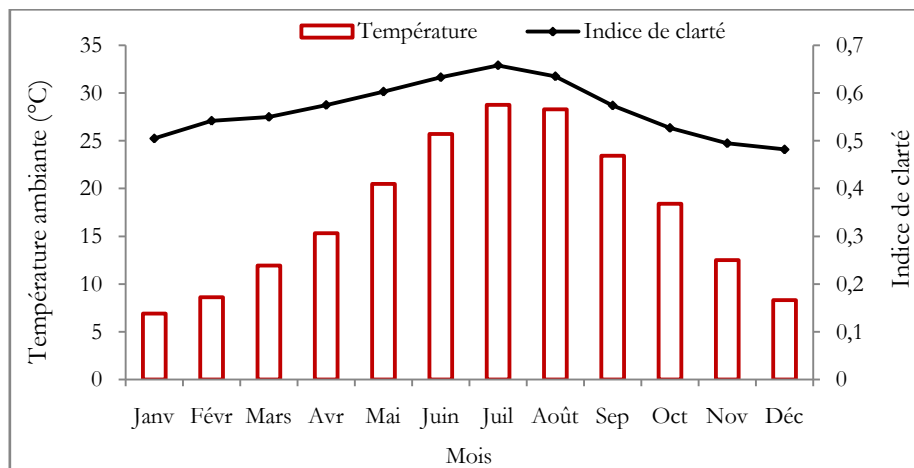


Figure IV.5. Température ambiante moyenne et indice de clarté.

Le rayonnement solaire atteint son maximum entre les mois d'Avril et de Septembre et le pic se trouve en Juillet, alors qu'un faible potentiel solaire est observé pendant les mois d'hiver. La moyenne mensuelle de l'irradiation solaire sur le site s'est située entre 2.19 kWh/m²/jour en Décembre à 7.42 kWh/m²/jour en Juillet. La moyenne annuelle de rayonnement solaire et de l'indice de clarté sont de 4.78 kWh/m²/jour et de 0.564, respectivement. Toutefois, la vitesse moyenne mensuelle du vent mesurée à 10 m d'hauteur est de 4.52 m/s, ce qui varie d'un minimum de 4.06 m/s en Septembre à un maximum de 5 m/s observé dans le mois d'Avril. Alors que la température ambiante moyenne mensuelle est estimée à 17.39 °C.

IV.4.3. Durabilité de l'approvisionnement en énergie

Dans ce chapitre, un modèle de simulation a été utilisé pour trouver le meilleur système en termes techniques et économiques entre les trois scénarios proposés pour répondre à un profil de charge réel d'un système d'irrigation isolé sur le site de M'sila en Algérie, en se basant sur des critères de la gestion de l'offre. Noté que, les trois scénarios proposés sont les suivants: PV/Batterie, PV/Batterie/Diesel, et le scénario de générateur diesel qui fonctionne seul. L'objectif de ce choix est de répondre à la question, quel est le système le plus efficace et quels seront les avantages techniques, économiques et environnementaux ?.

Pour ce faire, le logiciel très connu HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) a été utilisé pour modéliser et évaluer les systèmes énergétiques hybrides SEH. Il s'agit d'un outil qui effectue les trois principales tâches de simulation, d'optimisation et d'analyse de sensibilité d'un tel système énergétique. En plus, les sources renouvelables et conventionnelles peuvent être modélisées, notamment l'énergie éolienne, les panneaux photovoltaïques, la biomasse, le stockage sur batterie, le convertisseur et le générateur diesel, etc. HOMER a été utilisé dans diverses études à travers le monde pour évaluer les systèmes énergétiques simples et hybrides, tant en mode connecté qu'en mode hors réseau électrique [17,20,21].

Le total NPC est le principal résultat économique de ce logiciel, compte tenu des données entrées, qui est la valeur par laquelle il classe toutes les configurations du système pour un dimensionnement et une optimisation optimale du système sur la durée de vie du projet. Par rapport à d'autres logiciels similaires tels que TRANSYS, RETScreen, Hybrid2, MATLAB et PVSOL, HOMER présente des caractéristiques uniques tels que le large choix d'architectures de systèmes, la variété et la combinaison des ressources énergétiques [20, 51-54].

En outre, il s'avère le plus approprié, pratique et flexible par rapport au d'autres, pour fournir des informations plus détaillées en termes d'optimisation et d'analyses de sensibilité de chaque variable de décision. La justification et les raisons de choisir l'outil HOMER plutôt qu'un autre sont résumées dans le Tableau IV.1.

Tableau IV.1. Résumé des logiciels de systèmes énergétiques hybrides.

Tools	HOMER	TRNSYS	HYBRID 2	RETScreen	i-HOGA
Optimisation du design	✓	✓	×	✓	✓
Données en format de séries chronologiques	✓	×	×	×	✓
Analyse du CO ₂	✓	×	×	✓	×
Gazéification de la biomasse	✓	×	×	×	×
Comptage du réseau	✓	×	×	×	✓
Utilisation	Haut	Moyen	Moyen	Faible	Faible

L'optimisation du système consiste à déterminer la valeur optimale de chaque variable de décision, qui comprend la taille de l'installation photovoltaïque, la capacité des batteries et du générateur diesel, la taille de convertisseur CC/CA et le coût total du système. Dans ce chapitre, après la simulation et l'optimisation des systèmes, nous avons présenté une comparaison entre les meilleures configurations optimales dans le premier, le deuxième et le troisième scénario. La Figure IV.6 présente l'approche d'optimisation proposée.

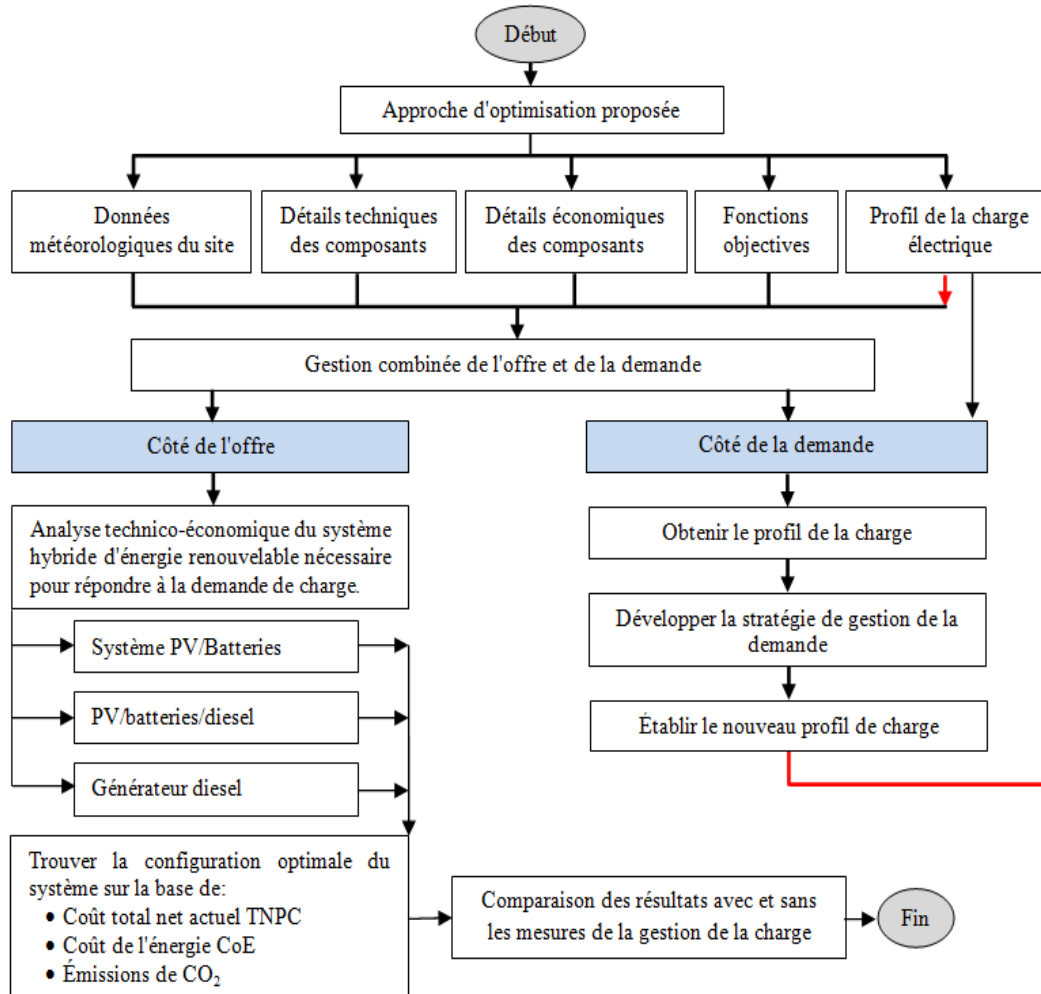


Figure IV.6. Organigramme des processus d'optimisation proposés.

IV.4.3.1. Scénario 1: système PV/batterie

Dans ce cas de figure, le système d'énergie hybride se compose d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage par batterie, et d'un convertisseur. Le système de stockage sert à stocker l'énergie excédentaire pour répondre à la demande pendant la période du soir ou pendant les périodes de pénurie d'énergie photovoltaïque. Le système répondra à la demande soit en utilisant l'énergie PV produite directement, soit indirectement par l'énergie photovoltaïque stockée dans les batteries. Le schéma de ce système hybride PV/batterie est présenté à la Figure IV.7.

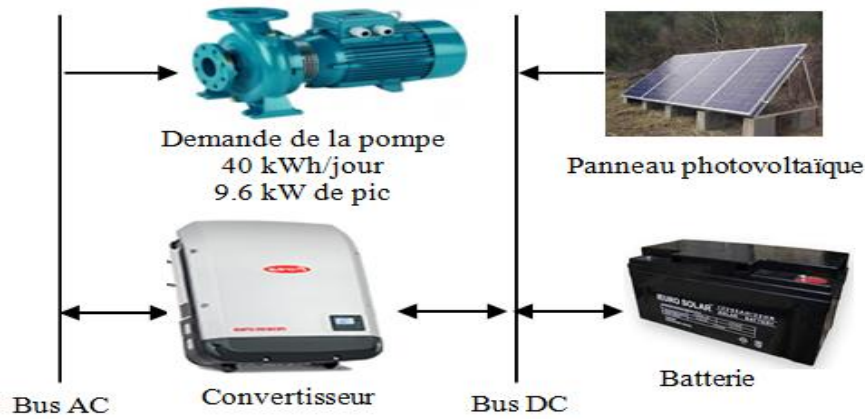


Figure IV.7. Scénario simulé de système PV/batterie.

IV.4.3.2. Scénario 2: Système hybride PV/batterie/diesel

Dans le second scénario proposé, le système hybride est constitué de modules photovoltaïques, un générateur diesel et de batterie de stockage avec convertisseur DC/AC. Le générateur PV répond à la demande pendant la journée et l'énergie excédentaire du système photovoltaïque est stockée dans les unités de batterie pour répondre à la charge lorsqu'il n'y a pas de disponibilité de la production solaire. Si la demande n'est pas satisfaite, le générateur diesel est mis en marche pour répondre à la demande d'énergie. Le bloc schématique du système hybride PV/Batterie/Diesel est développé comme indiqué dans la Figure IV.8.

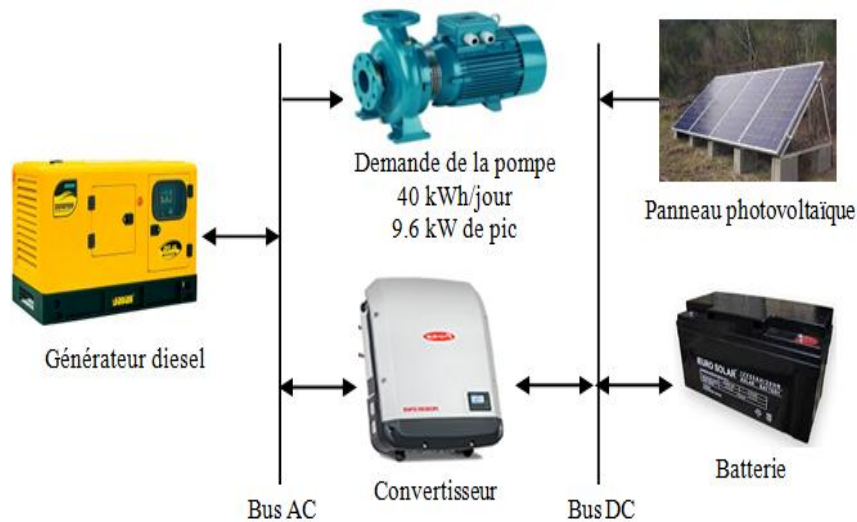


Figure IV.8. Scénario simulé de système hybride PV/batterie/diesel.

Pour le contrôle de système énergétique hybride, les deux stratégies: le suivi de charge et la charge cyclique sont modélisés par le logiciel HOMER, et sont utilisés pour contrôler le fonctionnement du système simulé pour répondre à la charge avec le choix le plus économique. Ce choix est obtenu à partir de la simulation de centaines de combinaisons possibles de système d'énergie hybride.

Dans notre étude, la stratégie appelée la charge cyclique a été utilisée et examinée lors du contrôle et la simulation du système hybride PV/Batterie/Diesel. Le principe de la gestion de l'énergie entre les éléments du système est décrit comme suit:

- Si $P_{PV}(t) = P_L(t)$, toute la production photovoltaïque est injectée pour alimenter la charge,
- Si $P_{PV}(t) > P_L(t)$, ici, il y a un excès d'énergie qui ne sera pas injecté dans la charge, puis l'énergie excédentaire est transférée aux batteries de stockage si $SoC(t) < SoC_{max}$ jusqu'à ce que le SoC soit égal au SoC_{max} ou il n'y a pas de surplus d'énergie,
- Si $P_{PV}(t) < P_L(t)$, la demande de charge ne peut pas être satisfaite par l'énergie photovoltaïque produite, l'équilibre entre l'alimentation électrique et la demande de charge est réalisée par le système de stockage si le $SoC(t) > SoC_{min}$; toutefois, si le $SoC(t) = SoC_{min}$, les batteries ne peuvent plus se décharger. Le générateur diesel commencera donc à alimenter le besoin de la charge.

Où, $P_{PV}(t)$ et $P_L(t)$ sont la production solaire PV photovoltaïque et la demande d'énergie au moment (t), SoC_{min} et SoC_{max} sont respectivement les états minimum et maximum de la charge des batteries de stockage.

IV.4.3.3. Scénario 3: Générateur diesel

Dans ce scénario, seul le générateur diesel est considéré comme une source d'énergie électrique pour alimenter la charge de la pompe comme indiqué à la Figure IV.9. Le carburant utilisé par le GD a les propriétés suivantes: pouvoir calorifique inférieur 43.2 MJ/kg, densité de 820 kg/m³, la teneur en carbone de 88% et 0.33% est le niveau de la teneur en soufre.

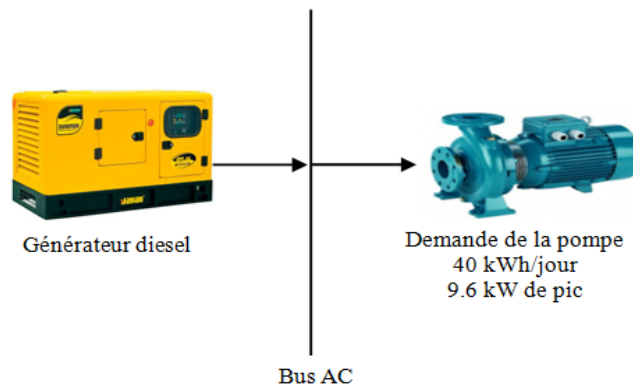


Figure IV.9. Scénario simulé de système générateur diesel.

IV.5. Modélisation et dimensionnement du système énergétique hybride

La conception et l'optimisation des systèmes hybrides ont été examinées et présentées dans plusieurs études. Le problème difficile de la conception, l'optimisation et de la sélection optimale d'un système à base des énergies renouvelables est principalement dû à sa nature intermittente. Les configurations

proposées comportent cinq éléments principaux: les panneaux photovoltaïques, un générateur diesel, convertisseur, un système de stockage par batteries et la charge. La modélisation mathématique des composants du système est effectuée par le logiciel HOMER, il s'agit d'une étape importante avant le dimensionnement et l'optimisation car il fournit des informations sur la performance des composants du système dans le cadre des différentes conditions.

IV.5.1. Panneaux photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par la transformation d'une partie du rayonnement du soleil au moyen d'un module photovoltaïque, qui est elle-même composé par un ensemble de cellules solaires connectées en série parallèle. La puissance produite par le système PV est estimée par l'équation (II.1) du chapitre II.

IV.5.2. Générateur diesel

Le fonctionnement du système photovoltaïque se trouve limité par l'influence des conditions météorologiques sur la production d'électricité. En raison de cette variation, il est nécessaire de la coupler avec des technologies de stockage et de secours, pour assurer un approvisionnement sûr et ininterrompu en électricité. Le générateur diesel est l'un des composants les plus utilisés comme source de secours, sa performance est caractérisée par la consommation de carburant à tout intervalle de temps, qui est exprimée par l'équation (IV.1) [55].

$$F_D = aT_G + bP_G \quad (IV.1)$$

Où;

F_D est la consommation de carburant en (l/h),

a est le coefficient d'interception de la courbe de carburant (0.0165 l/h/kW),

b est la pente de la courbe de carburant (0.267 l/h/kW),

T_G est la capacité nominale du générateur diesel,

P_G est la production d'électricité du générateur.

L'efficacité du générateur diesel peut être exprimée par l'équation (IV.2).

$$\eta_G = \frac{3600 \times P_G}{\rho_D \times F_D \times LHV_D} \quad (IV.2)$$

Où;

ρ_D est la densité du diesel (kg/l),

F_D est la consommation de carburant (l/h),

LHV_D est le pouvoir calorifique inférieur du diesel en (kJ/kg).

IV.5.3. Modèle de batterie

Il est difficile de mettre en œuvre un système autonome basé sur des sources renouvelables sans aucun dispositif de stockage, ceci est dû à la nature aléatoire imprévisible de ce type de production. L'une des technologies les plus utilisées est la batterie, qui sert à stocker l'énergie excédentaire produite par le système et à fournir les besoins de la charge plus tard s'il n'y a pas de production photovoltaïque ou si elle est faible par rapport à la consommation d'énergie. Les états de charge des batteries (SoC) sont exprimés par les équations (II.9 à II.11) du chapitre II.

IV.5.4. Modélisation de l'onduleur/convertisseur

Comme le système contient un bus DC et aussi un bus AC, l'objectif principal du convertisseur est de convertir le courant continu en courant alternatif (onduleur) et vice versa du courant alternatif vers le courant continu (redresseur). Le rendement de l'onduleur est exprimé par l'équation (II.12) du chapitre II.

IV.6. Critères d'évaluation et modèle économique

Les aspects techniques, économiques et environnementaux sont les trois facteurs importants pour évaluer la durabilité de tout système énergétique hybride. Parmi ces critères, on peut citer ce que nous avons utilisé dans notre cas comme le TNPC, le CoE, le REF, et aussi les émissions de CO₂.

IV.6.1. Coût total net actuel (TNPC)

Le coût net actuel total (ou le coût du cycle de vie) d'un élément est la valeur actuelle de tous les coûts d'installation et de fonctionnement de l'élément pendant la durée de vie du projet, moins la valeur actuelle de tous les revenus qu'il génère pendant la durée de vie du projet. HOMER calcule le coût net actuel de chaque composant du système et aussi du système dans son ensemble.

La minimisation du coût net actuel total (TNPC) est considérée comme une fonction objective dans la présente étude. Le logiciel HOMER utilise les coûts du cycle de vie, qui comprennent le coût d'investissement initial du système, le coût de remplacement, l'entretien et le coût du carburant. Le coût net actuel total est calculé par l'équation (II.13) du chapitre II.

IV.6.2. Coût de l'énergie (CoE)

Le CoE, également appelé coût nivelé de l'électricité, est un facteur important utilisé comme critère d'évaluation économique, défini comme le coût moyen par kWh de l'énergie électrique produite par le système étudié. Le CoE est une mesure pratique avec laquelle on peut comparer les systèmes. Pour le calculer, HOMER divise le coût annualisé de la production d'électricité (le coût total annualisé moins

le coût de la couverture de la charge thermique) par la charge électrique totale desservie, en utilisant l'équation suivante [54,55].

$$CoE = \frac{C_{ann,tot} - c_{chaudière} H_{desservie}}{E_{desservie}} \quad (IV.3)$$

Où;

$C_{ann,tot}$ est le coût total annualisé du système [\$/an],

$c_{chaudière}$ est le coût marginal de la chaudière [\$/kWh],

$H_{desservie}$ est la charge thermique totale desservie [kWh/an],

$E_{desservie}$ est la charge électrique totale desservie [kWh/an].

Le deuxième terme du numérateur est la part du coût annualisé qui résulte de la fourniture de la charge thermique. Dans les systèmes, tels que l'éolien ou le photovoltaïque, qui ne servent pas une charge thermique ($H_{thermique}=0$), ce terme est égal à zéro.

Le coût total annualisé est la valeur annualisée du coût total net actuel. HOMER calcule le coût annualisé à partir du coût actuel net, puis le multiplie par le facteur de récupération du capital, comme dans l'équation suivante:

$$C_{ann,tot} = CRF(i, R_{proj}).C_{NPC,tot} \quad (IV.4)$$

Où;

$C_{ann,tot}$ est le coût total annualisé en (\$/an),

$C_{NPC,tot}$ est le coût total net actuel (\$),

i est le taux d'actualisation annuel réel (%),

R_{proj} est la durée de vie du projet (an),

CRF est le facteur de récupération du capital.

Le coût annuel total est défini comme étant la somme du coût d'investissement annualisé, du coût d'opération et d'entretien annuel et du coût de remplacement annuel moins le coût de récupération, tel qu'il est exprimé par l'expression (IV.5).

$$C_{ann,tot} = C_{ann,cap} + C_{ann,rem} + C_{ann,O\&M} - C_{rec} \quad (IV.5)$$

Où;

$C_{ann,cap}$ est le coût d'investissement annualisé du composant (\$),

$C_{ann,rem}$ est le coût de remplacement annualisé (\$),

$C_{ann,O\&M}$ est le coût d'opération et de maintenance (coût O&M) (\$/an),

C_{sal} est le coût de récupération (\$).

En outre, le coût d'opération est la valeur annualisée de tous les coûts et les revenus autres que les coûts du capital initial.

$$C_{Opération} = C_{ann,tot} - C_{ann,cap} \quad (IV.6)$$

Où;

$C_{ann,tot}$ est le coût total annualisé (\$/an),

$C_{ann,cap}$ est le coût total annualisé du capital (\$/an).

Le coût en capital annualisé de chaque élément est donné par l'équation (IV.7).

$$C_{ann,cap} = C_{cap} * CRF(i, R_{proj}) \quad (IV.7)$$

Où;

C_{cap} est le coût d'investissement initial du composant [\$],

i est le taux d'intérêt (6%),

R_{proj} est la durée de vie du projet (25 ans).

En plus, l'équation (IV.8) calcule le coût de remplacement annualisé de chaque composant.

$$C_{ann,rem} = C_{rem} f_{rem} * SFF(i, R_{comp}) - C_{rec} * SFF(i, R_{proj}) \quad (IV.8)$$

Où;

C_{rem} est le coût de remplacement du composant (\$),

SFF est le facteur de fonds d'amortissement,

R_{comp} est la durée de vie du composant (an),

C_{rec} est le coût de récupération (\$),

f_{rem} est le facteur résultant du fait que la durée de vie de la composante peut être différente de celle du projet.

IV.6.3. Évaluation environnementale et émissions de CO₂

L'analyse des émissions de gaz à effet de serre résultant de l'utilisation de carburant est également abordée, les émissions totales de CO₂ du système électrique peuvent être calculées par l'équation (IV.9) [56].

$$T_{CO_2} = 3.667 \times m_f \times HV_f \times CEF_f \times X_c \quad (IV.9)$$

Où;

T_{CO_2} est la quantité totale de dioxyde de carbone,

m_f est la quantité de carburant,

HV_f est le pouvoir calorifique du combustible,

CEF_f est le facteur d'émission de carbone (tonne de carbone/TJ),

X_c est la fraction de carbone oxydée.

IV.6.4. Fraction d'énergie renouvelable

La définition de la production électrique non renouvelable est la quantité totale d'énergie électrique produite par an par les composants non renouvelables du système électrique sélectionné. L'équation suivante (VI.10) est utilisée pour calculer la part de la production d'électricité non renouvelable.

$$E_{nonren} = E_{pro} - E_{ren} \quad (IV.10)$$

Où;

E_{prod} est la production électrique totale [kWh],

E_{ren} est la production d'électricité renouvelable [kWh].

La fraction d'énergie renouvelable (REF) désigne la proportion de la production totale d'énergie du système provenant de sources d'énergie renouvelables. Le pourcentage de FER est calculé par le logiciel HOMER à travers l'équation (VI.11) [55].

$$FER = 1 - \frac{E_{nonren} + H_{nonren}}{E_{desservie} + H_{desservie}} \quad (IV.11)$$

Où;

E_{nonren} est la production d'électricité à partir de sources non renouvelables [kWh/an],

H_{nonren} est la production thermique non renouvelable [kWh/an],

$E_{desservie}$ est la charge électrique totale desservie [kWh/an],

$H_{desservie}$ est la charge thermique totale desservie [kWh/an],

Noté que le vend de l'énergie au réseau [kWh/an] il est inclus dans le facteur $E_{desservie}$.

IV.6.5. Données d'entrée techniques et économiques

Il est nécessaire d'étudier la structure des trois systèmes proposés pour modéliser le système total en saisissant les caractéristiques techniques et économiques des différents composants, y compris les panneaux photovoltaïques, les batteries, et ainsi le convertisseur d'énergie. Les données économiques saisies comprennent les différents coûts d'investissement, de remplacement, d'opération et d'entretien de chaque composant du système. En plus, les données météorologiques en termes de rayonnement solaire et de température, et le profil de consommation sont nécessaires lors de l'étape d'optimisation. La Figure IV.10 présente un résumé des paramètres d'entrée et de sortie de logiciel HOMER.

Le logiciel effectue une simulation sur une année complète (8760 h) pour répondre aux contraintes technico-économique imposées et aussi pour classer les configurations et ensuite trier les systèmes optimaux selon les valeurs de TNPC. Le système dont la valeur du coût actuel net total la plus faible est la meilleure solution. Les détails de toutes les composantes sont résumés dans le Tableau II.3 du chapitre II [56].

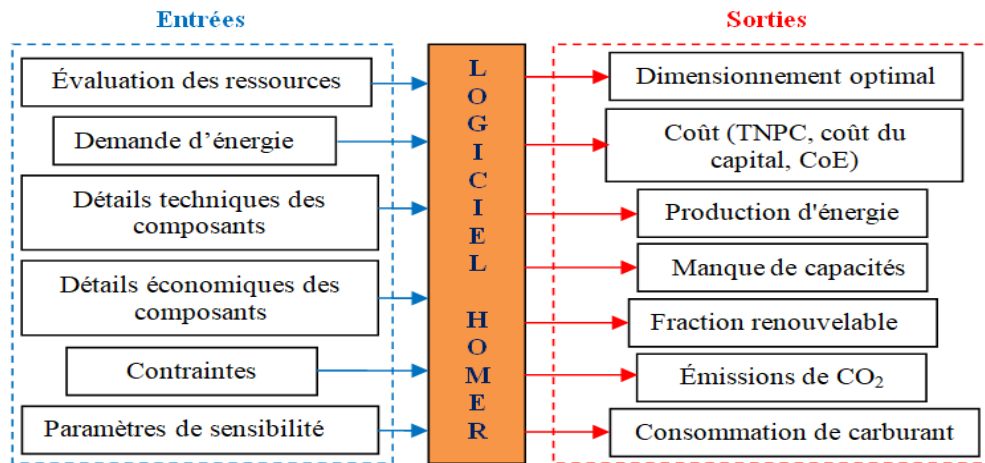


Figure IV.10. Schéma des données d'entrée et de sortie de HOMER.

IV.7. Résultats de la simulation et discussion

Le système hybride étudié a été optimisé pour fournir sans interruption une charge électrique de pompe isolée et un pic de demande de 40 kWh/jour et 9.6 kW, respectivement. Les résultats de la simulation montrent différentes combinaisons de scénarios optimisés avec des valeurs différentes de CoE, de TNPC et de REF. Dans cette section, nous présenterons l'analyse des résultats qui sont calculés sur la base des critères mentionnés précédemment.

IV.7.1. Résultats de la gestion de l'offre et analyse technico-économique

Après que les données ont été sélectionnées, HOMER a optimisé l'architecture du système pour répondre la consommation annuelle d'énergie de 14490 kWh avec l'objectif d'atteindre une pénurie de capacité annuelle de 0%. Chaque système a été simulé en utilisant les conditions initiales suivantes: rayonnement solaire=4.78 kW h/m²/jour, demande=40 kWh/jour, prix du carburant=0.7 \$/L et la durée de vie du projet de 25 ans, en plus des détails économiques de chaque composants. En suit, une analyse comparative a été effectuée entre les trois configurations optimales des scénarios résultant de l'étape de la gestion de l'offre afin de déterminer la meilleure solution optimale.

La comparaison est basée sur les critères relatifs à la satisfaction de la demande énergétique, au coût du système, aux émissions et à la part des énergies renouvelables de chaque configuration. Par la suite, nous avons analysé le système optimal, et également mené une étude comparative dans les deux cas, avec et sans stratégie de transfert de charge, afin de faire ressortir les avantages de l'utilisation de cette stratégie.

IV.7.1.1. Résultats du scénario 1: PV/Batterie

La Figure IV.11 présente quelques combinaisons possibles avec leurs caractéristiques en termes de coûts pour le premier scénario. Le résultat montre que parmi les 17850 combinaisons simulées, la

configuration optimale consiste en 30 kW de panneaux PV, 42 batteries d'une capacité nominale de 4 kWh, et 10 kW la puissance nominale du convertisseur. La production totale d'énergie photovoltaïque est estimée à 50722 kWh/an pour alimenter la charge primaire en courant alternatif de 14490 kWh.

La puissance photovoltaïque maximale, le facteur de capacité, et la pénétration du photovoltaïque sont respectivement de 30.3 KW, 18.1% et 350%. L'excédent d'électricité de ce système est de 32893 kWh par an (64.8%) avec un déficit de capacité de 0%, une charge électrique non satisfaite de 0.1% et une fraction d'énergie renouvelable de 100% [56].

	PV (kW)	H2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	
	32	42	10	\$ 52,634	1,488	\$ 71,660	0.387	1.00	Systeme optimal
	33	39	11	\$ 53,323	1,444	\$ 71,784	0.388	1.00	
	30	47	10	\$ 51,662	1,578	\$ 71,833	0.388	1.00	Configurations possibles
	33	40	10	\$ 53,258	1,455	\$ 71,858	0.388	1.00	
	31	44	11	\$ 52,351	1,534	\$ 71,957	0.389	1.00	
	31	45	10	\$ 52,286	1,545	\$ 72,031	0.389	1.00	
	34	38	10	\$ 53,882	1,422	\$ 72,056	0.389	1.00	
	34	39	9	\$ 53,817	1,433	\$ 72,131	0.389	1.00	
	32	42	11	\$ 52,975	1,500	\$ 72,155	0.390	1.00	
	32	43	10	\$ 52,910	1,511	\$ 72,229	0.390	1.00	
	35	36	10	\$ 54,506	1,388	\$ 72,255	0.390	1.00	
	33	39	12	\$ 53,664	1,456	\$ 72,279	0.390	1.00	
	32	44	9	\$ 52,845	1,522	\$ 72,304	0.390	1.00	
	30	47	11	\$ 52,003	1,590	\$ 72,328	0.391	1.00	
	35	37	9	\$ 54,441	1,399	\$ 72,329	0.390	1.00	
	33	40	11	\$ 53,599	1,467	\$ 72,353	0.391	1.00	
	30	48	10	\$ 51,938	1,601	\$ 72,403	0.391	1.00	

Figure IV.11. Résultats de la simulation classés selon la valeur de la TNPC.

La Figure IV.12 montre la production mensuelle moyenne d'énergie PV. La production maximale du système photovoltaïque a été enregistrée pendant les mois de Mai à Août en raison de la présence d'une forte irradiation solaire, alors qu'elle a été faible pendant les autres mois. D'un point de vue économique, le TNPC, le CoE et le coût de fonctionnement de ce système sont respectivement de 71660 \$, 0.387 \$/kWh et 1488 \$/an, avec un coût annualisé total estimé à 5606 \$/an.

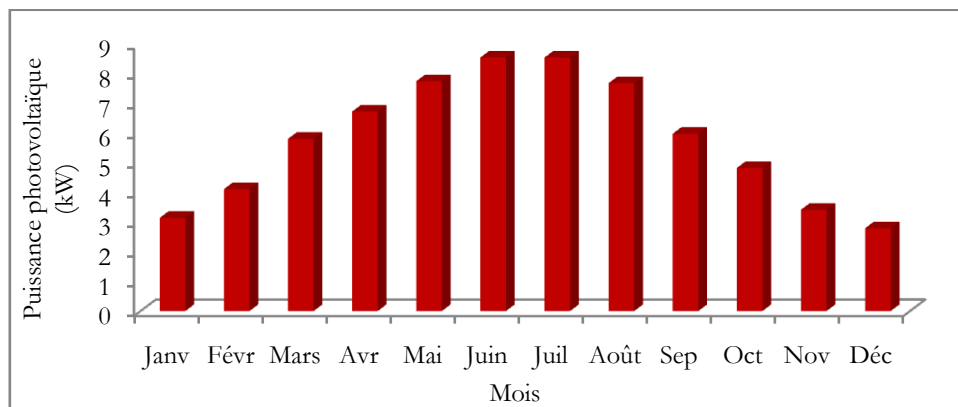


Figure IV.12. Production mensuelle moyenne d'énergie solaire photovoltaïque.

La Figure IV.13 présente de nombreuses informations sur l'état de charge des batteries à l'aide de l'histogramme de fréquence et des statistiques mensuelles au cours d'une année. Le profil saisonnier et mensuel du SoC de la batterie est également présenté dans cette section. D'après l'histogramme des fréquences, les valeurs de l'état de charge des batteries de 85%, 90% et 95% prennent les probabilités de 10%, 29% et 20%, respectivement. La probabilité que la batterie est entièrement chargée avec un SoC de 100% est de 26%. Cependant, la probabilité que le SoC de la batterie atteigne la valeur critique de 30% est autour de 1% [56].

Les statistiques mensuelles montrent que l'état de charge moyen des batteries pour la période de Mars à Octobre est proche de 90%, alors qu'il est proche de 80% et que le SoC moyen minimum est estimé à 75% pour les mois de Janvier et Décembre, respectivement.

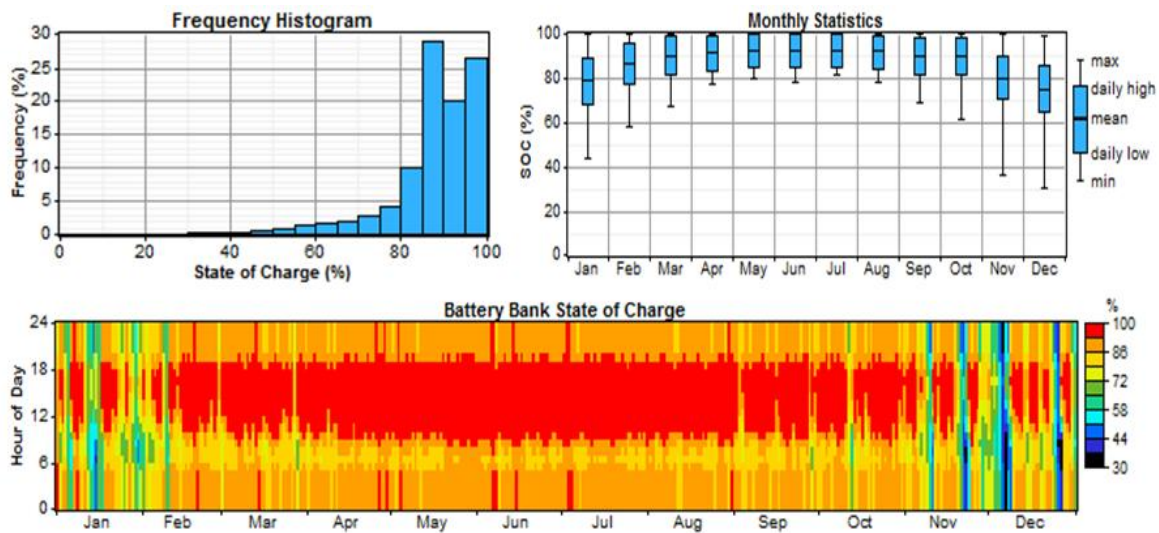


Figure IV.13. État de charge de la batterie sur une année (scénario PV/Batterie) [56].

Comme le montre le diagramme du SoC de la banque de batteries en couleur rouge, les batteries sont complètement chargées et très souvent laissées inutilisées avec un SoC de 100% surtout entre 9h et 18h pour la période de Février à Octobre, sauf pendant quelques jours. D'autre part, les batteries sont principalement déchargées le matin et le soir après le 18h, elle atteint des valeurs d'état de charge d'environ 80 à 90%.

Elle n'a atteint des valeurs critiques que pendant quelques jours en Janvier, Février, Novembre, et Décembre, évidemment en raison du manque d'énergie solaire. Alors qu'elles sont chargées entre 10h et 18h par le système photovoltaïque, c'est-à-dire après que la première partie de la consommation a été terminée. En plus, les résultats montrent que l'entrée et la sortie annuelles d'énergie des batteries de stockage sont respectivement 12998 kWh et 11260 kWh. On autre, le débit annuel des batteries, qui est défini comme la quantité d'énergie qui passe à travers la batterie au cours d'une année, est estimé à 12142 kWh/an, avec des pertes annuelles estimées à 1664 kWh [56].

IV.7.1.2. Résultats du scénario 2: PV/Batterie/Diesel

Dans ce scénario, 196350 cas (combinaisons) sont exécutés par HOMER et comparés en termes de coût total net actuel et de coût d'énergie afin d'obtenir une configuration optimale du système hybride PV/Batterie/Diesel. Les résultats de la simulation des combinaisons optimales varient en fonction de la configuration du système (Figure IV.14).

Solution optimale													
			PV (kW)	Label (kW)	H2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
			10	7	23	9	\$ 23,571	2,443	\$ 54,801	0.296	0.78	1,495	691
			10	7	22	9	\$ 23,295	2,472	\$ 54,895	0.296	0.78	1,526	709
			10	7	23	10	\$ 23,912	2,427	\$ 54,937	0.297	0.78	1,469	670
			10	7	22	10	\$ 23,636	2,450	\$ 54,959	0.297	0.78	1,496	684
			10	6	25	10	\$ 24,122	2,414	\$ 54,982	0.297	0.79	1,435	762
			20	5	22	10	\$ 34,712	1,586	\$ 54,990	0.297	0.95	544	354
			20	5	22	9	\$ 34,371	1,614	\$ 55,006	0.297	0.95	582	386
			10	6	25	9	\$ 23,781	2,443	\$ 55,008	0.297	0.78	1,473	792
			10	7	24	9	\$ 23,847	2,440	\$ 55,043	0.297	0.78	1,485	686
			10	7	24	10	\$ 24,188	2,420	\$ 55,122	0.298	0.79	1,455	664
			10	7	21	10	\$ 23,360	2,491	\$ 55,207	0.298	0.78	1,541	708
			10	7	21	9	\$ 23,019	2,524	\$ 55,279	0.298	0.77	1,583	735
			10	7	19	9	\$ 22,467	2,570	\$ 55,320	0.299	0.77	1,637	768
			20	6	22	10	\$ 35,054	1,587	\$ 55,345	0.299	0.95	549	299
			10	7	18	9	\$ 22,191	2,596	\$ 55,376	0.299	0.76	1,664	792
			10	7	20	10	\$ 23,084	2,526	\$ 55,379	0.299	0.77	1,576	734
			20	5	22	11	\$ 35,053	1,591	\$ 55,387	0.299	0.95	535	348
			10	7	18	10	\$ 22,532	2,571	\$ 55,395	0.299	0.77	1,628	770
			20	6	22	9	\$ 34,713	1,619	\$ 55,405	0.299	0.95	591	328
			10	7	19	10	\$ 22,808	2,551	\$ 55,420	0.299	0.77	1,606	749
			10	7	25	10	\$ 24,464	2,422	\$ 55,427	0.299	0.78	1,460	659
			20	5	23	10	\$ 34,988	1,599	\$ 55,430	0.299	0.95	548	359
			10	6	26	9	\$ 24,057	2,455	\$ 55,435	0.299	0.78	1,476	789

Figure IV.14. Aperçu des solutions possibles et de leurs caractéristiques en termes de coûts.

D'après les résultats de la simulation, ont montré que le système optimisé dans ce deuxième scénario est constitué de 10 kW de modules photovoltaïques, 7 kW de générateur diesel, 23 batteries, et 9 kW de puissance nominale du convertisseur d'énergie, avec un coût total net actuel de 54801 \$, un coût de fonctionnement de 2443 \$/an, avec le coût nivelé de l'électricité de 0.296 \$/kWh.

Le système produit un total d'électricité estimé à 20281 kWh/an, dont le pourcentage 78% (15851 kWh/an) est produite par les panneaux, et le 22% restants sont produits par le générateur diesel (4430 kWh/an) avec une fraction d'énergie renouvelable de 78.2%. La Figure IV.15 illustre la puissance de sortie quotidienne du système photovoltaïque dans ce scénario [56].

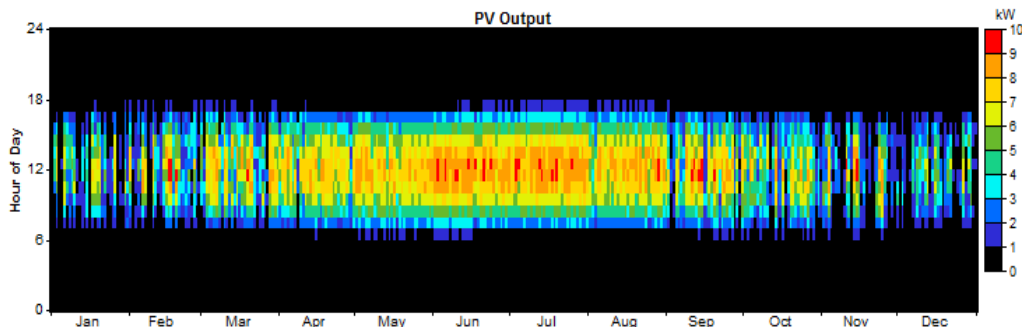


Figure IV.15. Production quotidienne de puissance photovoltaïque sur une année.

La Figure IV.16 montre la contribution énergétique mensuelle de différentes unités de production du système (PV et générateur diesel). Le système photovoltaïque génère un total de 15851 kWh par an pendant 4380 heures de service avec une capacité nominale, une puissance moyenne et maximale, et un facteur de capacité estimé à 10.0 kW, 1.81 kW, 9.48 kW et 18.1%, respectivement.

Le LCOE du système PV est estimé à 0.0660 \$/kWh avec un taux de pénétration photovoltaïque de 109%. La puissance de sortie du système photovoltaïque comme illustré dans la Figure IV.17, diminue pendant les mois de l'hiver (Janvier, Février, Novembre, Décembre) en comparaison avec la période estivale, et ceci est dû au faible rayonnement solaire sur le site d'étude pendant cette période. En outre, les résultats indiquent que pendant les mois de Mai et d'Août, la production photovoltaïque est élevée car le rayonnement solaire maximal a été enregistré au cours de ces mois.

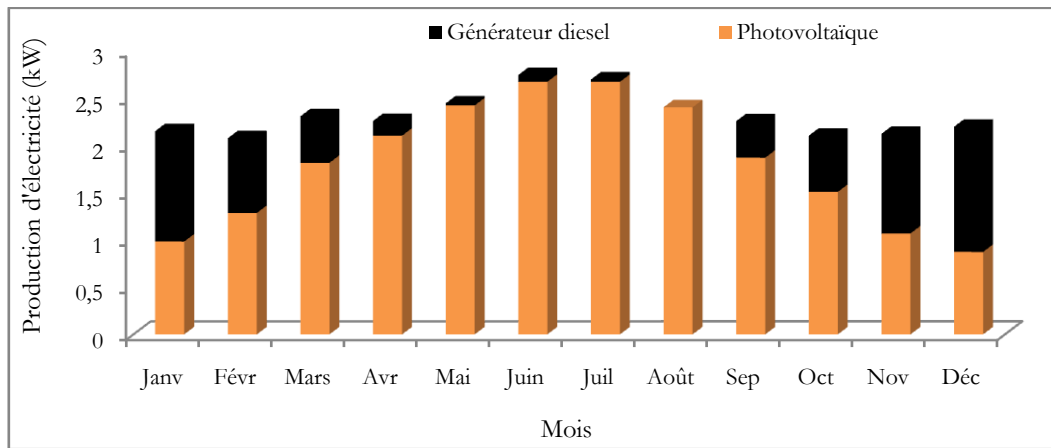


Figure IV.16. Production moyenne mensuelle d'électricité [56].

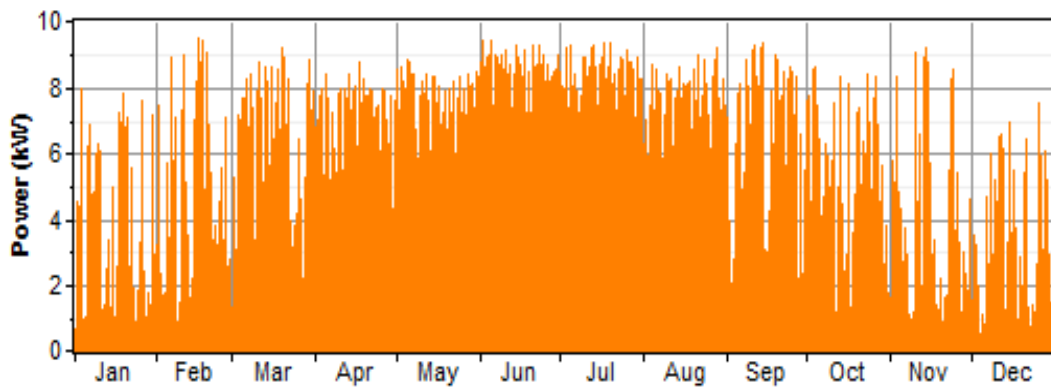


Figure IV.17. Profil annuel de la production photovoltaïque.

L'intense contribution du générateur diesel dans ce système est observée pendant les mois d'hiver où il n'y a pas beaucoup de rayonnement solaire, en particulier en Janvier, Février, Novembre et Décembre (Figure IV.17). Cependant, le générateur diesel est relativement inactif pendant les mois de Mars à Octobre, vu que le système photovoltaïque et les batteries de stockage peuvent répondre de manière adéquate à la demande requise pendant ces périodes.

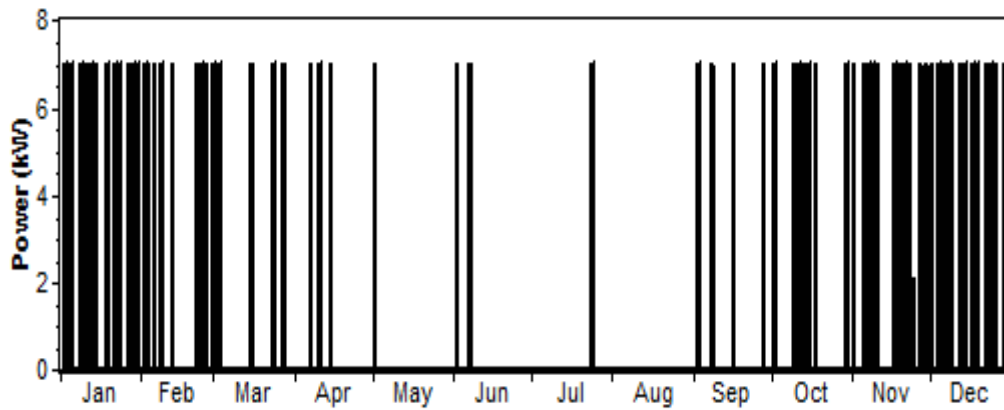


Figure IV.18. Génération d'énergie électrique du générateur diesel.

Les résultats montrent que la durée de fonctionnement annuelle du générateur est de 691 heures avec un facteur de capacité de 7.22%, ce qui permet de produire un total de 4430 kWh par an sur une durée de vie de 21.7 ans. Par conséquent, il consomme environ 1495 L/an de carburant avec une consommation spécifique de 0.337 L/kWh, il en résulte un coût de production fixe et un rendement électrique de 0.958 \$/heure et de 30.1%, respectivement [56].

Le système hybride PV/Batterie/Diesel produit 1778 kWh (8.77%) d'électricité excédentaire, enregistrant 0% de la charge électrique insatisfaite et 1.23% de la capacité manquante. La Figure IV.19 montre que l'excédent d'électricité maximal est observé pendant les mois d'été en raison de l'excellent rayonnement solaire, tandis qu'un léger excédent est enregistré dans les autres mois de l'année.

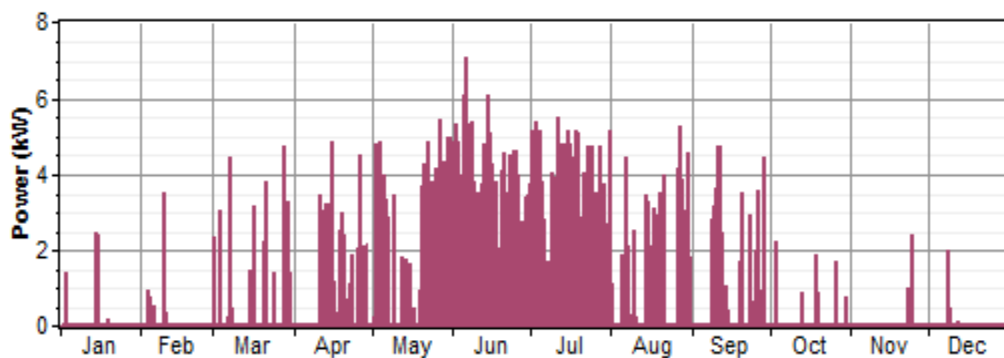


Figure IV.19. Profil de surplus annuel d'électricité [56].

La Figure IV.20 montre le profil quotidien du SoC de la batterie sur l'année pour ce scénario. Les batteries sont déchargées pour contribuer avec le système photovoltaïque pour alimenter la première partie de la charge (6-9 heures du matin), atteignant les valeurs critiques du SoC pendant quelques jours au cours des mois de Janvier à Mars et d'Octobre à Décembre. Le générateur a été redémarré et a fonctionné lorsque la puissance du système photovoltaïque et les batteries n'étaient pas suffisantes. Le SoC moyen de la batterie pour ces mois est estimé à 60%, alors qu'il est d'environ 70 à 80% pour les mois d'Avril à Septembre.

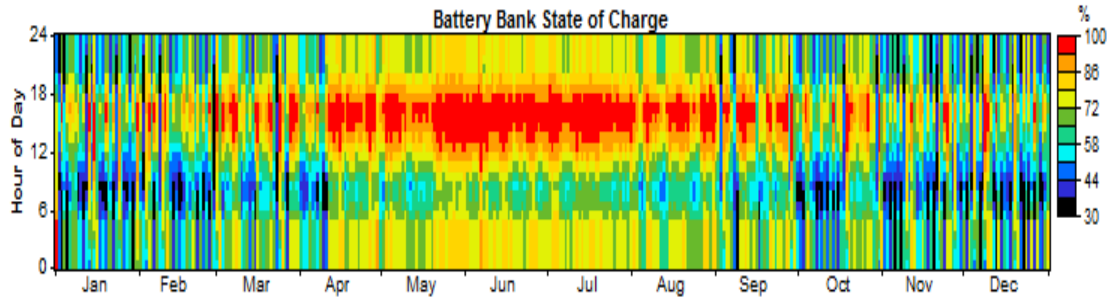


Figure IV.20. État de charge des batteries pour le système hybride PV/Batterie/Diesel.

Après 10h du matin, les batteries sont chargées par le système photovoltaïque et atteignent un état de charge de 100% pendant la majeure partie du mois d'Avril à Septembre. À 18h, la puissance de sortie du système PV est devenue nulle, la batterie est déchargée pour fournir la charge requise avec et atteint un état de charge faible et même critique pour quelques jours, surtout pendant les mois d'hiver, comme en Janvier à Mars et d'Octobre à Décembre. Dans le présent cas, le débit annuel des batteries est estimé à 13.752 kWh/an, dont 14.762 kWh/an et 12.753 kWh/an sont l'énergie d'entrée et de sortie des batteries [56].

IV.7.1.3. Résultats du scénario 3: Générateur diesel

Pour le troisième scénario (générateur diesel), l'architecture optimisée du système nécessite un générateur diesel de 9 kW pour répondre à la demande avec un facteur de capacité de 18.4% et 2919 heures de fonctionnement dans l'année pour produire 14542 kWh/an. En effet, le générateur diesel présente une consommation de carburant et une consommation spécifique de 5737 L/an et de 0.395 L/kWh, respectivement, et un coût de production fixe estimé à 1.23 \$/heure. En plus, le générateur diesel a un rendement électrique moyen de 25.8%.

La Figure IV.21 montre la production mensuelle d'électricité du système. Le coût d'exploitation, le TNPC et le CoE du système électrique optimisé dans ce scénario sont respectivement de 6377 \$/an, 84601 \$, 0.457 \$/kWh [56].

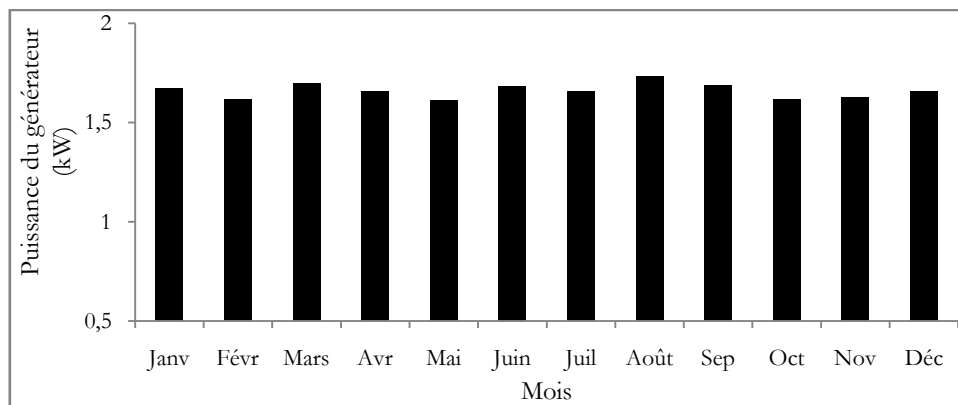


Figure IV.21. Production électrique mensuelle du générateur diesel.

Le Tableau IV.2 récapitule les résultats techniques et économiques de la simulation pour chaque scénario.

Tableau IV.2. Résumé des résultats techniques et économiques [56].

Scénario	Résultats techniques			
	PV (kW)	Diesel (kW)	Batterie (unité)	Convertisseur (unité)
PV/Batterie	32	/	42	10
PV/Batterie/Diesel	10	7	23	9
Diesel	/	9	/	/
Scénario	Résultats économiques			
	Capitale (\$)	CoE (\$/kWh)	TNPC (\$)	Coût d'exploitation (\$/an)
PV/Batterie	52,634	0.387	71,660	1,488
PV/Batterie/Diesel	23,571	0.296	54,801	2,443
Diesel	3,078	0.457	84,601	6,377

IV.7.1.4. Analyse des émissions

Comme les émissions de gaz à effet de serre sont une préoccupation majeure, la quantité annuelle de chaque polluant provenant des trois systèmes proposés est examinée dans le cadre de notre travail afin de déterminer quel système a de faibles émissions de CO₂. Le Tableau IV.3 indique la quantité totale de chaque polluant produit annuellement par le système énergétique en fonction de différents scénarios.

Dans le premier scénario (PV/Batterie), les résultats montrent zéro émission en raison de la valeur de la fraction d'énergie renouvelable 100%, puisque l'origine des polluants est liée à la consommation de carburant du générateur diesel. La pollution de l'environnement du système hybride conçu dans le second scénario (PV/Batterie/Diesel), est de 4042.122 kg/an. Cependant, le niveau le plus élevé d'émissions de CO₂ qui est estimé à 15515.54 kg/an est observé lorsque l'on utilise uniquement un générateur diesel [56].

Tableau IV.3. Émissions provenant de différents scénarios [56].

Émissions	PV/ Batterie	PV/ Batterie/Diesel	Diesel
Dioxyde de carbone (CO ₂)	0	3,936	15,108
Monoxyde de carbone (CO)	0	9.71	37.3
Dioxyde de soufre (SO ₂)	0	1.08	4.13
Oxydes d'azote (NO _x)	0	0.732	2.81
Hydrocarbures imbrûlés (UHC)	0	7.9	30.3
Matières particulaires (PM)	0	86.7	333
Total (kg/an)	0	4042.122	15515.54

IV.7.2. Comparaison entre les scénarios simulés

Cette section évalue l'efficacité du système optimale à l'aide de divers critères tels que le coût total net actuel, le coût énergétique, les émissions, la fraction des énergies renouvelables et la production annuelle d'électricité. Le Tableau IV.4 résume les résultats des simulations technico-économiques et environnementales des combinaisons optimales issues de chacun des scénarios simulés.

Tableau IV.4. Résumé des résultats des simulations pour différents scénarios [56].

Système	PV/Batterie	PV/Batterie/Diesel	Diesel
Charge primaire AC (kWh)	14,490	14,490	14,490
Panneau photovoltaïque (kWh)	50,722	15,851	/
Générateur diesel (kWh)	/	4,430	14,542
Production totale d'énergie (kWh)	50,722	20,281	14,542
L'excès d'énergie (kWh)	32,893	1,778	51.8
TNPC (\$)	71,660	54,801	84,600
CoE (\$/kWh)	0.387	0.296	0.457
Fraction renouvelable (%)	1.00	0.782	0.00
Émissions annuelles de CO ₂ (kg)	0	4042.122	15515.54

Nous remarquons que les trois scénarios proposés peuvent être utilisés pour répondre aux besoins énergétiques, mais à des coûts différents. Toutefois, on cherche la solution optimale pour garantir un système plus fiable et plus rentable. Les résultats de la comparaison générale entre les trois scénarios sont résumés comme suit:

- D'un point de vue économique, les résultats de l'optimisation montrent que le système électrique basé sur le scénario PV/batterie/diesel est le plus économique, le TNPC, le CoE et les coûts annualisés de ce système sont inférieurs avec environ 24% à ceux du scénario 1 (PV/batterie) et d'environ 36% à ceux du troisième scénario (diesel uniquement),
- D'un point de vue environnemental, les émissions issues du scénario PV/Batterie/Diesel sont presque négligeable par rapport à celui du diesel uniquement, seulement 4042.122 kg/an de CO₂ sont émis par rapport à 15515.54 kg/an dans le scénario du générateur diesel, c'est-à-dire que le système évite environ 26% des émissions annuelles, il est donc plus durable car il peut répondre à la demande énergétique avec des émissions réduites.

Sur la base des résultats de l'optimisation ci-dessus et de l'analyse technico-économique entre les trois scénarios simulés, on peut constater que la configuration du scénario 2 est considérée comme la meilleure solution, qui offre les plus faibles TNPC, CoE, émissions, et coûts d'exploitation.

Nous avons également calculé d'autres paramètres économiques dans notre étude, tels que le délai de remboursement simple, le taux de rendement interne (TRI), le délai d'amortissement, le retour sur investissement (ROI), et la valeur actuelle. La période de remboursement est un indice qui indique le nombre d'années nécessaires pour récupérer un investissement effectué pour le projet.

Le délai de récupération est obtenu en comparant un système avec un autre. Par conséquent, un système de référence, généralement à base des énergies conventionnelles est nécessaire. Le système basé sur le générateur diesel seul est choisi comme système de base pour notre cas. La période de remboursement simple et la période de remboursement réduite obtenue pour le scénario PV/Batterie par rapport au scénario de base sont de 9.23 et 13.5 ans, respectivement. La valeur actuelle, qui est la différence entre le TNPC du système actuel et le système de base, est estimé à 12940 \$, et 1012 \$/an

est la valeur annuelle du système. Le retour sur investissement de ce système, qui est définie comme l'épargne annuelle par rapport à l'investissement initial, est estimé à 9.94% avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 8.76%.

On outre, les résultats montrent que le système hybride optimal PV/Batterie/Diesel a une période de récupération simple et une période de récupération réduite de 5.03 et 5.58 ans, respectivement. Il a également une valeur actuelle de 29799 \$ et une valeur annuelle de 2331 \$/an par rapport au système de base. Cette valeur actualisée positive obtenue pour cette configuration indique que le système hybride PV/Batterie/Diesel permet de réaliser des économies pendant son fonctionnement. En plus, un retour sur investissement et un taux de rentabilité interne de 19.2% et de 19.8%, respectivement, sont également enregistrés pour ce scénario.

7.3. Effet du déplacement de la charge dans le scénario PV/Batterie/Diesel

Le système optimisé obtenue est ensuite simulé avec les conditions initiales similaires précédentes, seulement la stratégie de déplacement de la charge a été appliquée. Le Tableau IV.5 donne les résultats globaux du système en termes de dimensionnement des composants, de coût total net actuel, de coût annualisé, de coût de l'énergie, de production d'énergie, des émissions de CO₂ et d'autres facteurs, les économies réalisées sont également calculées.

Tableau IV.5. Résultat du système PV/Batterie/Diesel avec et sans déplacement de la charge [56].

Composants du système						
	Module PV (kW)	Générateur diesel (kW)	Batterie (unit)	Onduleur (kW)	Batterie (kWh/an)	
Sans TC	10	7	23	9	13,752	
Avec TC	10	6	10	9	6,479	
Économies	0	1	13	0	7273	
Coûts nets actuels						
	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$)	Carburant (\$)	Sauvetage (\$)	Total (\$)
Sans TC	23,571	10,581	9,317	15,284	-3,953	54,801
Avec TC	19,641	8,057	5,859	13,650	-2,916	44,291
Économies	3,930	2,524	3,458	1,634	-1,037	10,510
Coûts annualisés						
	Capitale (\$/an)	Remplacement (\$/an)	O&M (\$/an)	Carburant (\$/an)	Sauvetage (\$/an)	Total (\$/an)
Sans TC	1,844	828	729	1,196	-309	4,287
Avec TC	1,536	630	458	1,068	-228	3,465
Économies	0,308	198	271	0,128	-81	0,822
	Coût d'opération (\$/an)	TNPC (\$)	CoE (\$/kWh)	RF (%)	CO ₂ (kg/an)	Carburant (L)
Sans TC	2,443	54,801	0.296	78.2	4042.122	1,495
Avec TC	1,928	44,291	0.239	80.4	3609.755	1,335
Économies	0,515	10,501	- (0.057)	+ (2.2)	432.367	160
Production d'électricité (kWh/an)/fraction (%)						

	Charge primaire	Générateur diesel	Module PV	Énergie totale	Excès d'énergie
Sans TC	14,490	4,430/22	15,851/78	20,28/100	1,778/8.77
Avec TC	14,490	3,859/20	15,851/80	19,70/100	2,427/12.3
Remarque	/	Positif	Positif	Positif	Positif

Remarque: TC= Transfert de Charge

Dans le cas de sans déplacement de la charge, le système optimisé comprend 10 kW de modules photovoltaïques, un générateur diesel de 7 kW, 23 batteries, et 9 kW la puissance de convertisseur. Le total NPC du système est estimé à 54801 \$ pour un coût énergétique de 0.296 \$ par kWh et un coût de fonctionnement de 2443 \$/an. Le générateur diesel a généré 4430 kWh sur une année (22%), pour un coût de fonctionnement de 691 \$/an et une consommation annuelle de carburant estimée à 1495 litres.

Noté que 78% de l'énergie (15,851 kWh/an) a été produite par le générateur photovoltaïque à une fraction d'énergie renouvelable de 78.2%. L'énergie excédentaire a été estimée à 1778 kWh/an, soit 8.77% de la production totale. En termes de pollution, les émissions totales du système hybride conçu dans le cas du non déplacement de la charge ont été estimées à 4042,122 kg/an, ce qui représente 3936 kg de CO₂, 9.71 kg de CO, 1.08 kg de CHU, 0.732 kg de PM, 7.9 kg de SO₂, et 86.7 kg de NO_x.

La stratégie de contrôle et la réaction de différents composants du système énergétique hybride, i.e. le flux d'énergie sont illustrées sur deux jours en été et en hiver comme il est montré dans les deux Figures IV.22 et IV.23, respectivement. On peut constater que les différents composants du système proposé assurent la charge requise du système de pompage intégralement, ce qui se traduit par une pénurie de capacité nulle.

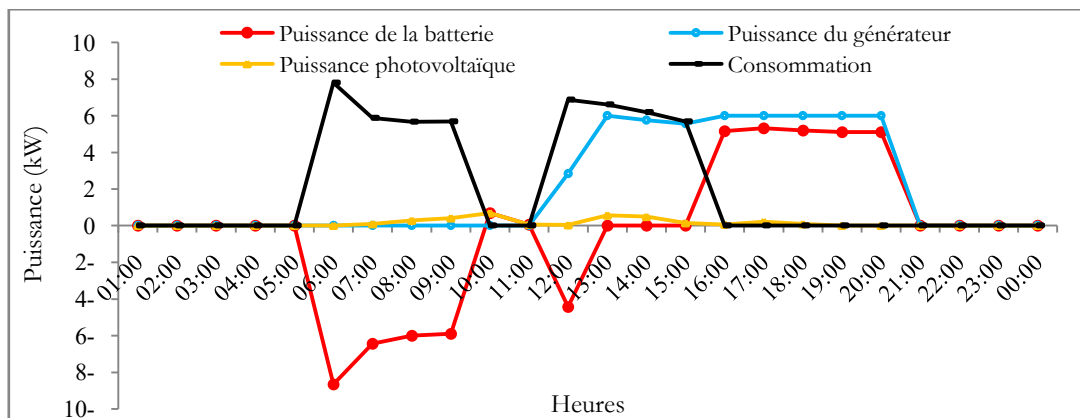


Figure IV.22. Opération journalière du système pendant une journée d'hiver (Janvier).

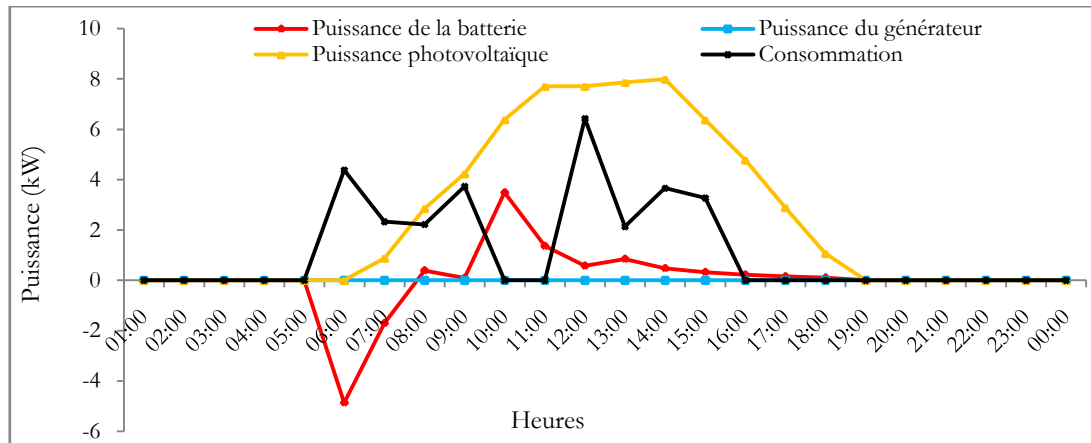


Figure IV.23. Opération quotidienne du système au cours d'un jour d'été (Juillet).

Comme comparaison, les résultats dans le cas où la stratégie de transfert de la charge est appliqué sont meilleures que dans le cas de sans déplacement de la charge. Le système avec cas de déplacement de la charge se compose des modules de 10 kW, de 6 kW de générateur diesel, et 10 batteries. Donc, l'application de déplacement de la charge a permis d'économiser 10 batteries, et 1 kW en termes de puissance du générateur diesel. En raison de la maximisation de l'autoconsommation photovoltaïque, il n'est pas nécessaire d'utiliser un grand nombre de batteries.

En outre, le transfert d'une quantité de la charge primaire d'un moment à l'autre réduit le TNPC, CoE du système par 19.17%, 19.25% et 21.08%, respectivement. Il en résulte une économie de 0,822 \$/an en termes de coût annualisé et 10501 \$ en termes de coût actuel net total, comme il est illustré à la Figure IV.24 [56].

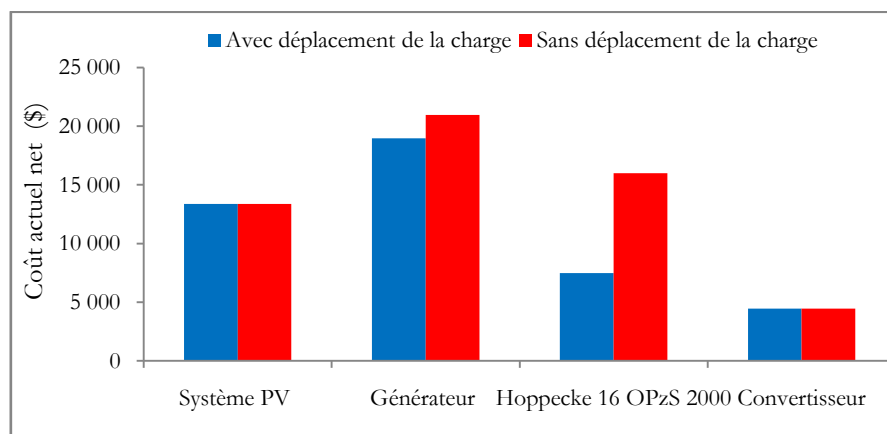


Figure IV.24. Coût actuel net de chaque composante.

D'autre part, la stratégie garantit une réduction du nombre mensuel de cycles de charge/décharge des batteries. Le débit annuel des batteries est réduit de 13752 kWh/an à 6479 kWh/an, dont 7273 kWh/an (52.88%) est obtenu grâce à l'application de la stratégie de transfert de charge. La stratégie influe également sur le fonctionnement du générateur diesel, ce qui se traduit par une diminution de la

consommation annuelle de carburant de 4042.122 L à 1335 L, i.e. économiser 2.51% (432.367 L) par an. Le système est capable aussi de produire un surplus d'énergie, l'excédent d'électricité passe de 1778 kWh/an (8.77%) à 2427 kWh/an (12.3%) si la charge est déplacée [56]. Cet excédent peut être utilisé en cas d'augmentation de la demande d'énergie sans qu'il soit nécessaire d'augmenter la production.

Le profile de la production mensuelle moyenne d'électricité du système optimal dans les deux cas (sans et avec déplacement de la charge) est illustré dans la Figure IV.25. Les émissions totales dans le cas de déplacement de charge sont de 3609.755 kg/an. En conséquence, le système proposé prévoit une réduction considérable des émissions, soit plus de 432 367 kg/an de CO₂ moins que dans le cas de sans transfert de charge.

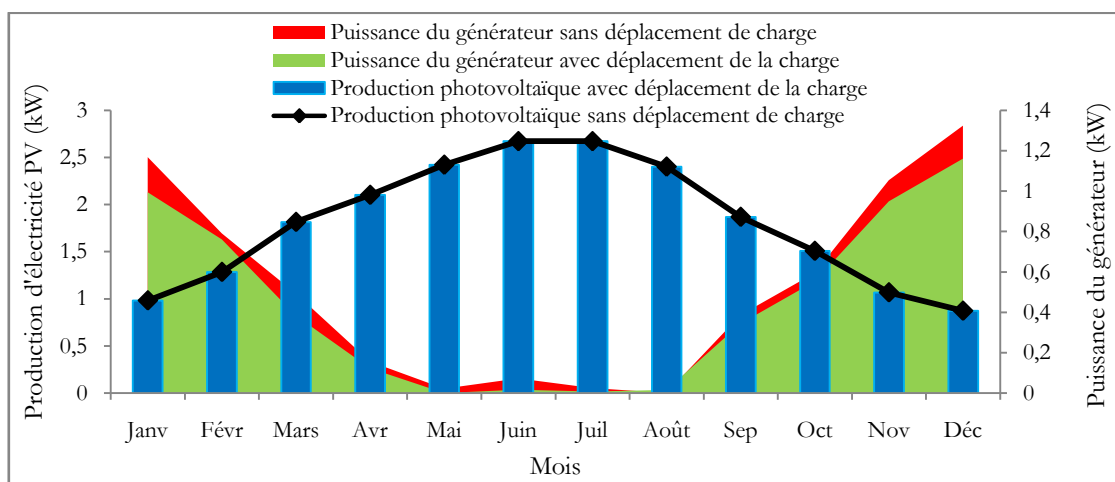


Figure IV.25. Moyenne mensuelle de la production électrique du système dans les deux cas.

À titre de comparaison, le coût énergétique pour le système de pompage d'eau a été comparé aux résultats obtenus dans différents endroits avec différentes configurations comme en Libye, Oman, l'Égypte, l'Espagne, tel que résumé dans le Tableau IV.6.

Table IV.6. Comparaison du coût de l'énergie avec différentes autres études [56].

Emplacement	Ressources renouvelables	Configuration utilisée	Puissance kWh/jour	Coût (\$/kWh)	Réf
Jordanie	5.7 kWh/m ² /j	PV	12.875	0.20	[24]
		Diesel		0.580	
Sirte, Libye	5.66 kWh/m ² /j 5.57 m/s	PV/Batterie/Éolien	52	0.49	[28]
Alminia, Égypte	5.97 kWh/m ² /j 4.1 m/s	PV/Éolien	110	0.113	[29]
Bancales, Espagne	4.43 kWh/m ² /j 4 m/s	PV/Diesel/Batterie	20	0.24	[38]
		PV/Éolien/Diesel/Batterie		0.26	
Pueye, Espagne	4.68 kWh/m ² /j 3.28 m/s	PV/Batterie	9	1.08	[38]
Sohar, Oman	5.55 kWh/m ² /j	PV/Batterie	2.2	0.309	[57]

		Diesel	2.2	1.228	
Nejran, S-Arabia	6.94 kWh/m ² /j 2 m/s	PV/Éolien/Batterie	54	0.509	[58]
Riyadh, S-Arabie	5.78 kWh/m ² /j 3 m/s	PV/Éolien/Batterie	54	0.40	[58]
Cebu, Philippines	-	PV/Batterie	5.35	0.202	[59]
Sinai, Égypte	6.86 kWh/m ² /j 5.53 m/s	PV/Éolien/Batterie	12	0.758	[60]
M'sila, Algérie	4.78 kWh/m ² /j	Diesel	40 Sans TC	0.457	Notre cas
		PV/Batterie		0.387	
		PV/Batterie/Diesel		0.296	
		PV/Batterie/Diesel	40 avec TC	0.239	

Remarque: TC= Transfert de Charge

Le CoE de 0.239 \$/kWh obtenu pour la configuration optimale (PV/Batterie/Diesel) dans notre étude est inférieur à celui mentionné dans plusieurs autres rapports [38,57-60]. En plus, le CoE de 0.457 \$/kWh pour la configuration du générateur dans cette étude est inférieur à celui du système de générateur diesel dans les deux références [24,57], avec 0.580 \$/kWh et 1.228 \$/kWh, respectivement.

En général, le coût de l'énergie obtenu de la configuration optimale est acceptable, parfois plus élevée et parfois inférieur aux autres résultats, et cela principalement dû aux conditions climatiques de chaque site, ainsi qu'aux données d'entrée économiques des composants du système. Les résultats obtenus rendent le système de pompage d'eau pour l'application de pompage dans cette région une option rentable et vert.

IV.8. Conclusion

L'irrigation et l'énergie doivent être produites, distribuées et utilisées technico-économiquement avec une grande fiabilité et une efficacité élevée. Ce chapitre fourni un modèle pour la planification optimale d'une source d'électricité afin de répondre à la charge réelle d'un petit système d'irrigation dans un site isolé. Du côté de la demande, une stratégie de déplacement de la charge a été proposée pour étudier l'influence du profil de la charge sur le dimensionnement et l'optimisation du système. L'objectif de la gestion de l'offre est de fournir un système durable, fiable, rentable et respectueux de l'environnement. Pour ce faire, trois principaux scénarios ont été envisagés: Systèmes PV/Batterie, PV/Batterie/Diesel, et générateur diesel. La modélisation, la simulation et l'optimisation des trois systèmes autonomes ont été réalisées à l'aide du logiciel HOMER. Une comparaison générale a été faite entre les trois systèmes optimaux lorsque le concept de déplacement de charge est appliqué, la satisfaction de la demande, le coût global du système (TNPC et CoE) et les émissions sont les critères utilisés dans la sélection du système d'alimentation optimal. Les résultats de l'optimisation montrent que le système hybride PV/Batterie/Diesel apparaît comme la solution meilleure et optimale. Une

comparaison technico-économique avec et sans application de la stratégie de transfert de charge est également présentée. Le système optimal dans le cas où il n'y a pas de transfert de charge comprend 10 kW de panneaux photovoltaïques, un générateur diesel de 7 kW, 23 unités de batteries d'une capacité nominale de 4 kWh et un convertisseur de 9 kW, ceci pour répondre aux besoins de charge de 40 kWh/jour. Les résultats ont montré que 15851 kWh/an (78%) de l'énergie ont été produits par le système PV et 4430 kWh/an (12%) par le GD qui a fonctionné 691 h/an, consommé 1495 L de diesel, avec 1778 kWh/an de surplus d'énergie (8.77%). Le TNPC, le CoE et les émissions de CO₂ du système sont respectivement de 54801 \$, 0.296 \$/kWh et 3609 755 kg/an.

Cependant, la gestion de la demande basée sur la technique de déplacement de la charge permet d'économiser 13 batteries, un générateur diesel, 10501 \$ en TNPC et 0.057 \$/kWh (19.25%) en CoE et 0.822 \$/kWh (19.17%) en coût annualisé. La part de l'énergie renouvelable est ainsi passée de 78.2% à 80.4%. Les résultats ont aussi montré que la stratégie de déplacement de la charge agit sur le fonctionnement du générateur diesel, diminue la contribution et le temps de fonctionnement. Cela permet d'économiser 168 L/an de carburant et d'éviter une émission annuelle totale de CO₂ d'environ 10.70% (432367 kg/an). Le taux élevé de production d'énergie renouvelable et la grande fiabilité de l'approvisionnement en électricité sont les principales caractéristiques du système énergétique hybride présenté, qui est utilisé pour le système d'irrigation de l'eau.

Il est à noter que ce modèle de combinaison de la gestion de la charge et de l'offre peut être utilisé pour d'autres applications similaires telles que l'électrification rurale et pour les sites éloignés du réseau électrique.

Finalement, la mise en œuvre et l'intégration des technologies de la gestion de la charge dans les systèmes d'alimentation électrique existants et futurs peuvent contribuer à la réduction de la charge et des pics de charge, ainsi qu'à la réduction de la taille des composants du système, des coûts en plus de la préservation de l'environnement.

Afin de pouvoir satisfaire les besoins humains élémentaires tels que de l'eau, soins de santé, un accès constant à l'énergie est primordial. Toutefois, plus d'1 milliard de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité, et bien plus encore ne disposent pas d'un réseau électrique fiable.

À l'heure actuelle, la technologie permet l'utilisation de micro-réseaux hybrides, assurant à la fois la génération et le stockage distribué de l'électricité. Ces micro-réseaux hybrides apportent de la valeur ajoutée en combinant les énergies renouvelables, ces sources d'énergie sont largement disponibles, présentent un impact minimal sur l'environnement et ont un très bon rapport coût-rendement. Les résultats de l'utilisation de ces énergies sont la fiabilité énergétique, la durabilité et la rentabilité. Les micro-réseaux améliorent les performances environnementales ainsi que la fiabilité et la sécurité de la fourniture d'énergie.

Un micro-réseau est plus petit qu'un réseau électrique traditionnel, et peut fonctionner de manière autonome. Il peut être vu comme un réseau de distribution électrique à échelle réduite, conçu pour fournir de l'électricité à une petite communauté.

Alors qu'un réseau primaire fournit de l'électricité via un raccordement unique, un micro réseau est un système de distribution d'électricité composé de plusieurs systèmes de production, de stockage et des charges. L'objectif principal est d'assurer une électricité locale, fiable et à un prix abordable aux communautés urbaines, rurales, aux îles et aux activités éloignées qui ont un accès limité ou inexistant au réseau électrique conventionnel. Plus l'électricité est produite localement, moins une communauté devra l'importer de centrales de production extérieures ou du réseau principal.

C'est le sujet que nous aborderons dans le prochain chapitre, qui est consacré à l'étude et à l'analyse de la performance d'un véritable micro-réseau électrique installé au campus de l'université de Haute Alsace de Mulhouse en France pendant le déroulement du stage programme national exceptionnel (PNE).

Références du chapitre

- [1] Nyaz T.A., Atikol U., Utilizing demand-side management as tool for promoting solar water heaters in countries where electricity is highly subsidized, *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2019, vol. 14, no. 2, pp. 34-48.
- [2] Monaaf Al-falahi D.A., Jayasinghe S.D.G., Enshaei H., A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system, *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 143, pp. 252-274.
- [3] Mannke F., Mohee R., Schulte V., Surroop D., *Climate-smart technologies integrating renewable energy and energy efficiency in mitigation and adaptation responses*, Berlin/Heidelberg, 2013.
- [4] Ranjeet K.J., Avadhesh Y., Durgesh S., Second law analysis of the 160 Wp standalone solar photovoltaic system, *International Journal of Sustainable Energy*, 2019, vol. 38, no. 9, pp. 904-917.
- [5] Abbassi A., Dami M.A., Jemli M., A statistical approach for hybrid energy storage system sizing based on capacity distributions in an autonomous PV/Wind power generation system, *Renewable Energy*, 2017, vol. 103, pp. 81-93.
- [6] Tah A., Das, D., Operation of small hybrid autonomous power generation system in isolated, interconnected and grid connected modes, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2016, vol. 17, pp. 11-25.
- [7] Nogueira Y.L.B., Fisch de Brito C.E., Vidal C.A., Cavalcante Neto J.B., Emergent vision system of autonomous virtual characters, *Neurocomputing*, 2016, vol. 173, pp. 1851-1867.
- [8] Thieme C.A., Utne I.B., Safety performance monitoring of autonomous marine systems, *Reliability Engineering & System Safety*, 2017, vol. 159, pp. 264-275.
- [9] Schuster A., Kupke M., Larsen L., Autonomous manufacturing of composite parts by a multi-robot system, *Procedia Manufacturing*, 2017, vol. 11, pp. 249-255.
- [10] Zahraee S.M., Khalaji Assadi M., Saidur R., Application of artificial intelligence methods for hybrid energy system optimization, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 66, pp. 617-30.
- [11] Anand S., Prashant B., Bhupendra G., Techno-economic feasibility analysis of hydrogen fuel cell and solar photovoltaic hybrid renewable energy system for academic research building, *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 145, pp. 398- 414.
- [12] Daud A.K., Ismail M.S., Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions, *Renewable Energy*, 2012, vol. 44, pp. 215-24.
- [13] Stathopoulos M., Zafirakis D., Kavadias K., Kaldellis J.K., The role of residential load-management in the support of RES based power generation in remote electricity grids, *Energy Procedia*, 2014, vol. 46, pp. 281-6.
- [14] Yazdanpanah A., Modeling and sizing optimization of hybrid photovoltaic/wind power generation system, *Journal of Industrial Engineering International*, 2014, vol. 10, no. 1:49.
- [15] Upadhyay S., Sharma M., A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 38, pp. 47-63.
- [16] Amutha W.M., Rajini V., Cost benefit and technical analysis of rural electrification alternatives in southern India using HOMER, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 62, pp. 236-246.
- [17] Mahesh A., Sandhu K.S., Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, vol. 52, pp. 1135-47.

- [18] Chauhan A., Saini R.P., A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 38, pp. 99-120.
- [19] Al-falahi M.D.A., Jayasinghe S.D.G., Enshaie H., A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system, *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 143, pp. 252-74.
- [20] Sinha S., Chandel S., Review of software tools for hybrid renewable energy systems, *Renewable Sustainable Energy Review*, 2014, vol. 32, pp. 192-205.
- [21] Bahramara S., Moghaddam M.P., Haghifam M.R., Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review, *Renewable Sustainable Energy Review*, 2016, vol. 62, pp. 609-20.
- [22] Hachemi A., Melit A., Adouane M., Bouziane M.T., Techno-economic evaluation of a hybrid PV/diesel water pumping system for different pumping heads, *IEEE, In: 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (2015)*, 2015.
- [23] Saeed M.W., Ben-hughes R., Dominic C., John k.C., Solar driven irrigation system for remote rural farms, *Energy Procedia*, 2017, vol. 142, pp. 184-191.
- [24] Al-Smairan M., Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: case study, *Renewable Sustainable Energy Review*, 2012, vol. 16, no. 7, pp. 4500-4507.
- [25] Elizabeth N., Hamid R.K., Power control of hybrid energy systems with renewable sources (wind-photovoltaic) using switched systems strategy, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2020, vol. 21, 100280.
- [26] Shinde V.B., Wandre S.S., Solar photovoltaic water pumping system for irrigation: A review, *African Journal of Agricultural Research*, 2015, vol. 10, no. 22, pp. 2267-2273.
- [27] López-Luque R., Reza J., Martínez J., Optimal design of a standalone direct pumping photovoltaic system for deficit irrigation of olive orchards, *Applied Energy*, 2015, vol. 149, pp. 13-23.
- [28] Alkarrami F., Iqbal T., Pope K., Optimal sizing of a stand-alone hybrid energy system for water pumping in Sirte, Libya, 2016 *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016.
- [29] Rezk H., Abdalla O., Tolba M.A., Zaky M.M., Optimum size of battery-less energy sources autonomous hybrid power system for water pumping applications, 2020 *International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE)*, 2020.
- [30] Vick B.D., Neal B.A., Analysis of off-grid hybrid wind turbine/solar PV water pumping systems, *Solar Energy*, 2012, vol. 86, no. 5, pp. 1197-1207.
- [31] Diaz-Mendez R., Rasheed A., Peillon M., Perdigonés A., Sanchez R., Tarquis A. M., Wind pumps for irrigating greenhouse crops: Comparison in different socio-economical frameworks, *Biosystems Engineering*, 2014, vol. 128, pp. 21-28.
- [32] Kelley L.C., Gilbertson E., Sheikh A., Eppinger S.D., Dubowsky S., On the feasibility of solar-powered irrigation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, vol. 14, pp. 2669-2682.
- [33] Gopal C., Mohanraj M., Chandramohan P., Chandrasekar P., Renewable energy source water pumping systems: A literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 25, pp. 351-370.
- [34] Yahyaoui I., Tina G., Chaabene M., Tadeo F., Design and evaluation of a renewable water pumping system, *IFAC PapersOnLine*, 2015, vol. 48, no. 30, pp. 462-467.

- [35] Rehman S., Sahin A.Z., Wind power utilization for water pumping using small wind turbines in Saudi Arabia: A techno-economical review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, pp. 4470-4478.
- [36] Massaq Z., Abounada A., Brahmi A., Ramzi M., Control of PV-Battery based hybrid water pumping system under sudden irradiance and speed changes, 2020 IEEE 6th International Conference on Optimization and Applications (ICOA), 2020.
- [37] Ferreira A.O., Brito A.U., Galhardo M.A.B., Ferreira L., Macêdo W.N., Modeling, control and simulation of a small photovoltaic-wind water pumping system without battery bank, *Computers & Electrical Engineering*, 2020, vol. 84, 106619.
- [38] Carroquino J., Dufo-Lopez R., Bernal-Agustín J.L., Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops, *Renewable Energy*, 2015, vol. 76, pp. 566-74.
- [39] Monís J.I., López-Luque R., Reca J., Martínez J., Multistage bounded evolutionary algorithm to optimize the design of sustainable photovoltaic (PV) pumping irrigation systems with storage, *Sustainability*, 2020, vol. 12, no. 3, 1026.
- [40] Campana P.E., Li H., Zhang J., Zhang R., Liu J., Yan J., Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation, *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 95, pp. 32-41.
- [41] Yahyaoui I., Tadeo F., Segatto M.V., Energy and water management for drip-irrigation of tomatoes in a semiarid district, *Agricultural Water Management*, 2017, vol. 183, pp. 4-15.
- [42] Hamidat A., Benyoucef B., Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage, *Energy Policy*, 2009, vol. 37, pp. 1489-1501.
- [43] Olcan C., Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems, *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 100, pp. 358-369.
- [44] Mérida García A., González Perea R., Camacho Poyato E., Montesinos Barrios P., Rodríguez Díaz J.A., Comprehensive sizing methodology of smart photovoltaic irrigation systems, *Agricultural Water Management*, 2020, vol. 229, 105888.
- [45] Bouraiou A., Neçaibia A., Boutasseta N., Mekhilef S., Dabou R., Ziane A., Sahouane N., Attoui I., Mostefaoui M., Touaba O., Status of renewable energy potential and utilization in Algeria, *Journal of Cleaner Production*, 2019, vol. 246, 119011.
- [46] Solar Resource Map-global horizontal irradiation, Algeria, Available at <https://globalsolaratlas.info/downloads/algeria>. [accessed 15.06.20].
- [47] Bouzidi B., Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions-case study Adrar, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, pp. 4436-4442.
- [48] Labraoui N., Khaldi F., Aksas M., Design of photo voltaic pumping system using water tank storage for a remote area in Algeria, *Renewable Energy Congress (IREC)*, 2014 5th International. IEEE, 2014.
- [49] Bakelli Y., Kaabeche A., Optimal size of photovoltaic pumping system using nature-inspired algorithms, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2019, vol. 29, 12045.
- [50] Anjana S.P., Angel T.S., Intelligent demand side management for residential users in a smart micro-grid, 2017 IEEE International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy), IEEE, 2017.
- [51] Thierry Odou O.D., Bhandari R., Adamou R., Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin, *Renewable Energy*, 2019, vol. 145, pp. 1266-1279.

- [52] Chambon C.L., Karia T., Sandwell P., Hallett J.P., Techno-economic assessment of biomass gasification-based mini-grids for productive energy applications: The case of rural India, *Renewable Energy*, 2020, vol. 154, pp. 432-444.
- [53] Kaur M., Dhundhara S., Verma Y.P., Chauhan S., Techno-economic analysis of photovoltaic-biomass-based microgrid system for reliable rural electrification, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2020, vol. 30, no. 5, 12347.
- [54] Prashant M., Mamta A., Sunanda S., Study of grid integrated biomass-based hybrid renewable energy systems for Himalayan territory, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 2020, vol. 28, pp. 71-88.
- [55] HOMER's Calculations, [online], <https://www.homerenergy.com>, Accès [11.12.2020].
- [56] Haffaf A., Lakdja F., Meziane R., Ouled Abdeslam D., Study of economic and sustainable energy supply for water irrigation system (WIS), *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2021, vol. 25, 100412.
- [57] Kazem H.A., Al-Waeli A.H.A., Chaichan M.T., Al-Mamari A.S., Al-Kabi A.H., Design, measurement and evaluation of photovoltaic pumping system for rural areas in Oman, *Environment, Development and Sustainability*, 2016, vol. 19, no. 3, pp. 1041-1053.
- [58] Rehman S., Sahin A.Z., A wind-solar PV hybrid power system with battery backup for water pumping in remote localities, *International Journal of Green Energy*, 2016, vol. 13, no. 11, pp. 1075-1083.
- [59] Querikol E.M., Taboada E.B., Performance evaluation of a micro off-grid solar energy generator for Islandic agricultural farm operations using HOMER, *Journal of Renewable Energy*, 2018, pp. 1-9.
- [60] Khattab N., Badr M., Shenawy E.E., Sharawy H., Shalaby M., Feasibility of hybrid renewable energy water pumping system for a small farm in Egypt, *International Journal of Applied Engineering Research*, 2016, vol. 11, pp. 7406-7414.



Chapitre V

*Micro-réseau pour les objectifs de la
DSM et de la maximisation de
l'autoconsommation: Etude de Cas*

Chapitre V

Micro-réseau pour les objectifs de la DSM et de la maximisation de l'autoconsommation: Etude de Cas

V.1.Introduction

La demande mondiale d'énergie, qui repose en grande partie sur les combustibles fossiles, devrait augmenter rapidement. Un effort doit être fait pour atténuer les émissions de carbone et le changement climatique afin de garantir un développement durable et propre. Ces dernières années, la croissance des énergies renouvelables (ER) et des technologies de stockage de l'énergie (TSE), le développement des véhicules électriques (VE), la promotion de l'efficacité énergétique (EE), et la gestion de la demande (DSM) sont devenus les technologies de solution d'aujourd'hui. Le micro-réseau, qui implique l'interconnexion de plusieurs unités de production et de stockage capables de fonctionner localement avec ou sans connexion au réseau électrique, est également une technologie émergente et très utile.

Il est important de noter que le travail et les résultats de ce chapitre sont le fruit de notre stage de 11 mois qui a été effectué au sein de laboratoire IRIMAS. L'Institut de Recherche en Informatique, Mathématiques, Automatique et Signal (IRIMAS) de l'Université de Haute-Alsace (UHA) en France, est un institut interdisciplinaire qui regroupe l'ensemble des travaux de recherche liés aux disciplines des mathématiques, de l'informatique, l'électronique et l'électrotechnique, de l'automatique et du traitement du signal et des images.

Ce chapitre présente l'opération et l'analyse expérimentale de la performance d'un micro-réseau PV/batterie/VE connecté au réseau électrique à l'IUT de Mulhouse, en France. L'objectif de ce micro-réseau est de gérer la charge en maximisant l'autoconsommation de l'énergie produite localement afin de réduire la dépendance vis-à-vis du réseau électrique classique. Les méthodes permettant de maximiser l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque, y compris les systèmes de stockage d'énergie (SSE) et les stratégies de la gestion de la charge, sont discutées dans ce chapitre. Le comportement des composants du micro-réseau pendant deux jours différents avec et sans connexion du véhicule électrique est analysé, y compris le comportement des onduleurs et des batteries, pour les deux sous-systèmes composant l'ensemble du micro-réseau. L'évaluation et la discussion portent sur la production PV, la puissance des onduleurs, l'énergie autoconsommée, et la puissance retiré/injecté dans le réseau électrique. L'analyse de ce micro-réseau dans ce chapitre est structurée en dix sections, après l'introduction dans la section V.1. La section V.2 fournit un aperçu général de la technologie des micro-réseaux électriques. La section V.3 présente la situation et la transition énergétique Française passant par les objectifs et l'état des énergies renouvelables dans le pays. Dans la section 4, l'objectif de présent micro-réseau et l'approche de l'autoconsommation

photovoltaïque, ainsi que les moyens d'augmenter l'autoconsommation, tels que l'utilisation de batteries de stockage, sont examinés en détail. La section V.5 fournit des informations générales sur l'étude de cas en termes de localisation du site et de ressources énergétiques. La section V.6 décrit le micro-réseau hybride PV/batterie/VE connecté au réseau électrique, y compris ses deux sous-systèmes et la présentation des spécifications des composants. La modélisation des composants du système, y compris le modules PV, l'onduleur et les batteries, est présentée dans la section V.7. La stratégie de contrôle et le fonctionnement du micro-réseau sont abordés dans la section V.8. L'exploitation du système et l'analyse de performance sont présentées et examinées dans la section V.9. Les conclusions de ce chapitre sont résumées dans la section V.10.

La croissance démographique et le développement économique rapides. Par conséquent la demande mondiale d'énergie augmente d'environ 8 à 10% par an et devrait atteindre 40% d'ici 2040. La croissance la plus rapide des sources d'énergie est prévue pour les énergies renouvelables, qui fourniront 14% de l'énergie primaire en 2040, comme le montre la Figure V.1 [1].

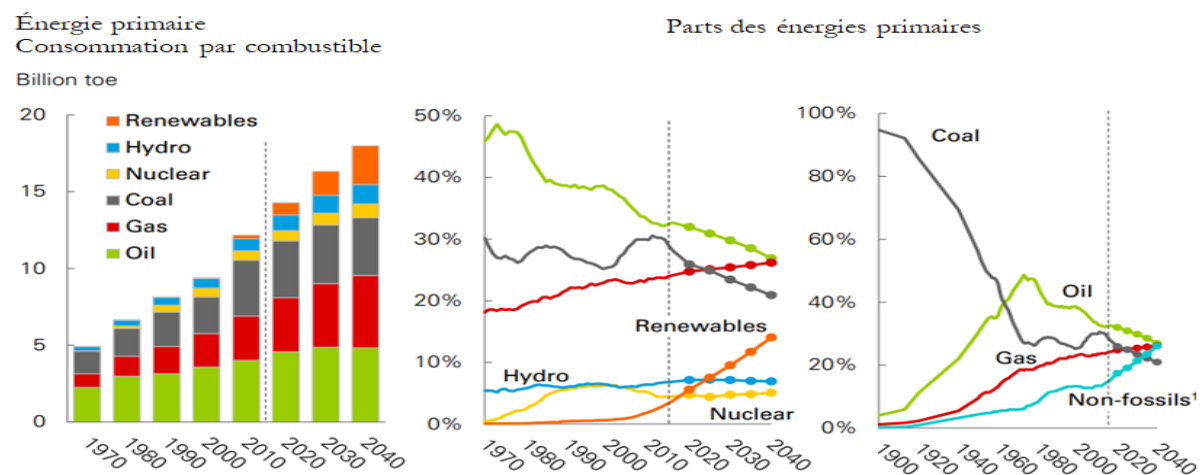


Figure V.1. Projection de la consommation mondiale d'énergie 1970-2040 [1].

En plus, en 2018, les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles ont atteint un niveau historique de 33.1 gigatonnes. C'est l'effet de la production d'énergie qui suit une consommation d'énergie toujours croissante [2]. En 12 décembre 2015, un accord historique pour lutter contre le changement climatique et déchaîner mesures et investissements pour un avenir résilient, durable et bas carbone a été adopté par 195 nations à Paris. L'objectif principal de l'accord universel est de maintenir l'augmentation de la température mondiale bien en dessous de 2°C et de mener des efforts encore plus poussés pour limiter l'augmentation de la température à 1.5°C [3].

L'un des défis actuels de l'Europe est de réduire la consommation d'énergie, en particulier dans le secteur du bâtiment, qui est responsable de plus de 40% de la consommation totale d'énergie et

d'environ 55% de la consommation d'électricité, ce qui représente 24% des émissions de gaz à effet de serre [4]. À cette fin, la promotion et l'amélioration de l'efficacité énergétique, le développement de programmes d'énergies renouvelables et la production sur site sont encouragés par les règles de l'UE visant à promouvoir les bâtiments à consommation d'énergie quasi nulle (NZEB) utilisant les technologies solaires photovoltaïques et solaires thermiques [5].

L'énergie photovoltaïque est l'une des ressources énergétiques renouvelables les plus importantes dans de nombreux pays, où la capacité installée a augmenté de manière significative ces dernières années dans le monde entier. La capacité photovoltaïque installée dans le monde a augmenté de plus de 4000% depuis 2007, passant de moins de dix gigawatts à plus de 500 gigawatts en 2018, et d'ici la fin 2018, elle dépassera 500 GW. D'après le dernier rapport de l'agence internationale de l'énergie, au moins 114.9 GW de systèmes photovoltaïques ont été installés et mis en service dans le monde pour l'année 2019, la capacité totale cumulée a atteint au moins 627 GW. Les ajouts de capacités solaires PV mondiales devraient atteindre près de 107 GW en 2020 dans le cas principal, ce qui représente une croissance stable à partir de 2019 [6-8].

Il en va de même pour la technologie des véhicules électriques (VE), dont le nombre augmente de manière exponentielle, dépassant 3100000 véhicules en 2018 contre 61000 véhicule en 2011 [9]. L'utilisation de centrales photovoltaïques pour recharger les véhicules électriques et pour répondre à la demande énergétique des bâtiments (électricité, refroidissement, chauffage et eau chaude) a été aussi discutée dans la littérature [10]. En général, il existe deux types d'installations photovoltaïques: les systèmes connectés au réseau et les systèmes hors réseau, appelés systèmes autonomes. Ce dernier est plus largement adopté par les bâtiments résidentiels en raison de sa facilité d'installation sans système de stockage par batterie. Dans cette configuration, il y a un échange d'énergie avec le réseau électrique, en achetant de l'énergie au réseau lorsqu'il y a un besoin d'électricité et en vendant le surplus lorsque le système photovoltaïque génère plus d'énergie par rapport à la charge demandé par le bâtiment [11].

La technologie photovoltaïque est utilisée pour répondre à la demande énergétique dans différents secteurs et applications et son utilisation pour la recharge des véhicules électriques a été mentionnée dans la littérature [10].

En général, il existe deux types d'installations photovoltaïques: connectées au réseau et hors réseau électrique, appelés aussi systèmes autonomes. Ce dernier est plus largement adopté par les bâtiments résidentiels en raison de sa facilité d'installation sans avoir besoin d'un système de stockage de batteries. Dans cette configuration, il y a un échange d'énergie avec le réseau électrique, où il y a un achat d'énergie en cas de besoin d'électricité lorsque le système est incapable de fournir la puissance requise, de même qu'il y a une vente de surplus d'électricité lorsque le système PV produit plus que la consommation [11].

V.2. Micro-réseaux électriques

Aujourd'hui, la tendance récente à l'utilisation de la production distribuée, comme l'énergie solaire photovoltaïque, l'énergie solaire thermique (EST), la biomasse et les éoliennes, a conduit à l'utilisation croissante de systèmes hybrides de poly génération et de micro-réseaux pour répondre aux besoins en électricité, ce qui est important tant pour la durabilité que pour les perspectives de sécurité énergétique [12,13]. Les systèmes énergétiques des micro-réseaux (MEG) représentent une étape naturelle dans l'évolution vers les réseaux intelligents. Il s'agit essentiellement d'un réseau de distribution actif composé de technologies de production distribuée qui sont situées près des centres de charge pour fournir une zone localisée spécifique au niveau de la tension de distribution [14]. Les générateurs utilisés dans un micro-réseau sont généralement des ressources énergétiques distribuées renouvelables et/ou non conventionnelles basées sur la production locale d'électricité distribuée, le stockage et diverses charges contrôlables et même non contrôlables. En outre, en raison de leur avantage de fonctionnement autonome, les PMG attirent l'attention dans divers domaines et applications tels que l'électrification de villages et de régions éloignées, d'industries, de communautés, résidentiel, etc. [15]. Le micro-réseau peut fonctionner sur un bus à courant alternatif (AC), à courant continu (CC) ou sur la combinaison des deux. La Figure V.2 montre un exemple de la structure générale d'un micro-réseau. La structure comprend deux bus AC et CC, des convertisseurs de puissance, des sources d'énergie et des unités de stockage bien sûr les charges connectées [16].

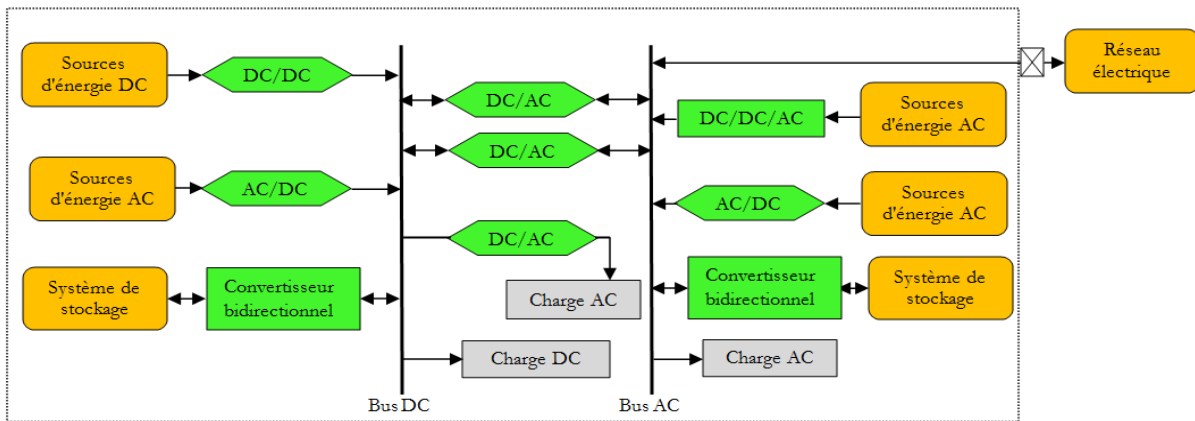


Figure V.2. Exemple de structure d'un micro-réseau hybride.

En termes de connexion, les micro-réseaux peuvent fonctionner selon deux modes, en mode autonome et en mode connecté au réseau. En mode autonome, le micro-réseau fournit toutes les charges connectées. D'autre part, le micro-réseau importe ou exporte de l'électricité avec le réseau électrique et les autres micro-réseaux du système lorsqu'il est en mode raccordé au réseau. De plus, les énergies renouvelables peuvent être utilisées pour réduire les émissions de CO₂ et les pics dans la courbe de consommation, ce qui réduit le déficit ainsi le coût de l'électricité [14,15,17]. Selon [16,18],

les avantages du micro-réseau comprennent l'optimisation de l'utilisation de l'énergie, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'amélioration de la continuité du service, la réduction des pertes d'énergie et de la congestion du réseau, et l'augmentation de l'efficacité énergétique. En outre, il élimine la nécessité d'investir dans des infrastructures de production et de transmission d'électricité supplémentaires pour alimenter des charges à distance.

Ces dernières années, l'intégration des batteries d'accumulateurs dans les micro-réseaux électriques a fait l'objet d'une attention considérable. En outre, le système de micro-réseau électrique est un moyen d'accroître l'utilisation des énergies renouvelables, y compris les systèmes de cogénération et/ou de tri-génération à haut rendement. L'utilité des micro-réseaux basés sur les sources d'énergie renouvelables (SER) est qu'ils peuvent être utilisés pour réduire l'intensité en carbone de l'électricité et atteindre l'objectif mondial de décarbonation d'ici 2050, où les coûts d'exploitation et les émissions dépendent principalement des types de ressources énergétiques distribuées (RED) utilisées [19]. Il existe un grand nombre de documents de recherche sur la technologie des micro-réseaux qui sont utilisés dans différentes parties du monde. Ces études portent généralement sur les aspects de la planification, de la conception, dimensionnement, contrôle et gestion de l'énergie des micro-réseaux, optimisation et révision.

Toutefois, ce chapitre se concentre sur l'exploitation expérimentale, l'analyse des performances énergétiques et la gestion de l'énergie d'un micro-réseau hybride entièrement basé sur des énergies renouvelables installé en extérieur à l'Institut Universitaire de Technologie (IUT) de Mulhouse, en France. L'accent est principalement mis sur l'analyse expérimentale d'un système de micro-réseau connecté au réseau PV/Batterie/VE en tenant compte du comportement de chaque composant du micro-réseau, qui est composé de deux sous-systèmes avec deux générateurs PV de technologies différentes (un véhicule électrique, un système de stockage électrique, des convertisseurs d'énergie, le réseau principal et des charges électriques).

L'objectif de ce micro-réseau est de gérer la charge consommée localement en maximisant l'autoconsommation PV de l'énergie produite sur site afin de réduire la dépendance vis-à-vis du réseau électrique conventionnel. Le comportement des composants du système sur deux jours différents avec et sans connexion d'un véhicule électrique est analysé, y compris le comportement des onduleurs et des batteries, pour les deux sous-systèmes constituant l'ensemble du système de micro-réseau. Puissance de sortie PV, La puissance de sortie de l'onduleur, l'énergie autoconsommée et la puissance d'alimentation sont évaluées et discutées.

V.3. La transition énergétique française

Avant de présenter le micro-réseau et les objectifs de son installation, une vision générale sur la transition énergétique Française est examinée dans cette section. On verra que le système est installé à l'université de Haut Alsace de Mulhouse. La France fait à la fois partie des plus grands producteurs et consommateurs d'électricité d'Europe et du monde, ce qui en fait un acteur majeur du secteur de l'énergie. Elle dispose en outre d'anciennes entreprises d'Etat devenues de véritables multinationales à l'assaut du monde (EDF, Engie, Total). Le réchauffement climatique et la raréfaction de certaines ressources naturelles ont poussé de nombreux pays à s'engager dans un processus de transition énergétique. La France ne déroge pas à la règle et s'est, elle aussi, engagée à réduire son impact environnemental. La transition énergétique peut se définir comme étant l'ensemble des solutions prises en vue d'instaurer un modèle énergétique durable. Cette transition s'avère indispensable en raison de la raréfaction de certaines ressources naturelles, à commencer par le pétrole, mais aussi à cause de l'augmentation progressive des prix des ressources du pays.

La transition énergétique suppose de réduire les consommations d'énergie et de remplacer les sources d'énergies actuelles par des énergies renouvelables. D'où la nécessité d'agir, notamment, sur le système énergétique et dans le secteur du bâtiment. En pratique, la transition énergétique de la France, mais aussi des autres pays, se traduit par la prise de différentes mesures, comme:

- 1) le développement de la production d'énergie à partir de ressources renouvelables,
- 2) la réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- 3) la réduction de la consommation d'énergie globale,
- 4) la création d'emplois.

En France, un débat national, décentralisé dans les régions, a été lancé le 24 janvier 2012, piloté par un Conseil national du débat sur la transition énergétique pour discuter les enjeux notamment, de:

- Passer à un système énergétique plus sûr en termes de risque industriel et nucléaire,
- Evoluer vers un système énergétique moins centralisé, avec un abandon progressif de l'énergie nucléaire,
- Evoluer vers une moindre consommation d'énergie,
- Diminuer les tensions induites par les inégalités d'accès à l'énergie,
- Protéger le climat et la santé.

Après, la France a engagé en 2015 une nouvelle transition énergétique destinée à promouvoir une « croissance verte », à réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre et à renforcer l'indépendance énergétique du pays. Elle devrait aboutir notamment à une diminution de la place de l'énergie nucléaire, un développement des énergies renouvelables (ENR) et un accroissement de l'efficacité énergétique. L'une des caractéristiques de cette transition énergétique, influençant une

politique de plus de 40 ans, est de vouloir ramener la part du nucléaire de 75 à 50% dans le mix électrique, malgré une croissance encore insuffisante des ENR.

La France s'est fixé un objectif de 20% de réduction de la consommation énergétique finale d'ici 2020 (50% d'ici 2050). C'est évidemment dans les secteurs les plus consommateurs, à savoir l'habitat (45%) et les transports (33%) que les efforts doivent porter.

Les objectifs de la transition énergétique française:

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050,
- Réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20% en 2030,
- Diminuer de 30% la consommation primaire d'énergies fossiles en 2030 par rapport à 2012,
- Porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation brute d'énergie finale pour 2020 et à 32% à l'horizon 2030,
- Réduire la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 50% (horizon à préciser).
- Réduire de 50% le volume des déchets mis en décharge d'ici 2050,
- Atteindre une valeur de la tonne carbone de 56 euros en 2020 et de 100 euros en 2023,
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030 [20-22].

Afin de répondre aux objectifs de la transition énergétique de porter à 40% la part des énergies renouvelables dans le mix électrique pour l'horizon 2030, les réseaux de transport et de distribution (T&D) continuent d'évoluer pour permettre l'intégration de la production d'électricité renouvelable, tout en garantissant la sécurité et la sûreté du système électrique, ainsi que la qualité d'alimentation des consommateurs. L'objectif est d'accueillir les nouvelles installations de production d'électricité, qui se caractérisent par leur nombre, leur disparité de taille et de répartition, et une production variable pour ce qui concerne l'éolien et le solaire, tout en garantissant la sécurité et la sûreté du système électrique.

En plus, en tant que moyen de mettre en commun ces ressources à l'échelle nationale, les réseaux électriques permettent d'optimiser leur utilisation et constituent un facteur important de solidarité entre les régions. Afin d'augmenter encore la capacité de transport des énergies renouvelables, les gestionnaires de réseaux et les producteurs travaillent ensemble à de nouvelles solutions innovantes.

V.3.1. Les énergies renouvelables en France

La France occupe une position contrastée dans l'Europe des énergies renouvelables. Elle est certes dans le trio de tête si l'on considère la part des ENR dans le mix énergétique primaire de chaque pays: l'Allemagne est en tête (19% en 2015), devant l'Italie (plus de 11% grâce au solaire et à la géothermie)

et la France (autour de 10%). La transition énergétique désigne le passage du système énergétique existant à un bouquet électrique basé sur des ressources renouvelables. Ceci ne sera possible que par la sobriété énergétique et le remplacement des combustibles fossiles et des matières radioactives par des sources d'EnR.

La puissance totale du parc électrique EnR—éolien, solaire, hydroélectricité et bioénergies—s'élève, fin juin 2020, à 54690 MW, en hausse de 2431 MW sur les douze derniers mois. Sur le deuxième trimestre de 2020, 333 MW de nouvelles installations ont été raccordés aux réseaux d'électricité métropolitains, les filières éolienne et solaire comptant respectivement pour 159 MW et 172 MW. Les énergies renouvelables représentent 33.2 % de la consommation en France métropolitaine au cours du deuxième trimestre 2020, un chiffre historique qui dépasse le précédent, datant du deuxième trimestre de l'année 2018 (30.7%). Ce niveau inédit s'explique par une production élevée d'électricité renouvelable (30.4 TWh), avec notamment un record de production PV (4.5 TWh), et par une baisse marquée de la consommation électrique métropolitaine du fait de la crise sanitaire.

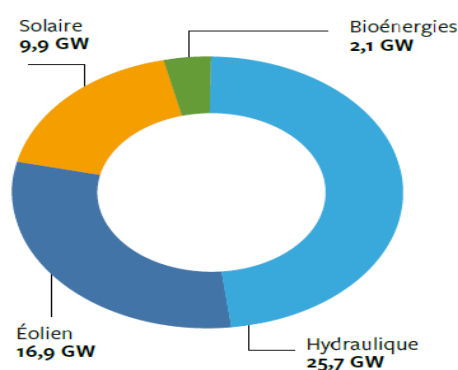


Figure V.3. Parc renouvelable en date du 30 juin 2020.

La Figure V.4 montre l'évolution de la puissance renouvelable installée de 2002 jusque à Juin 2020 en France. En plus, la production annuelle d'origine renouvelable de la France est illustrée dans la Figure V.5.

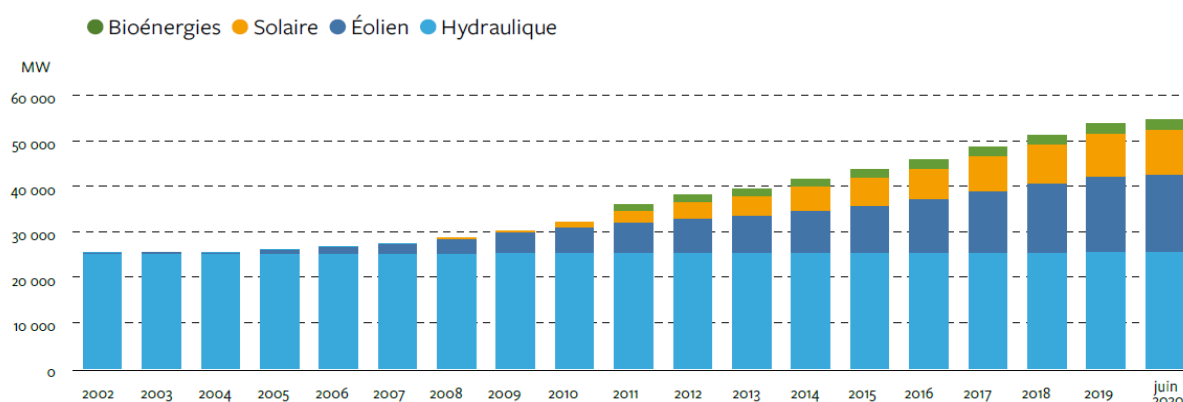


Figure V.4. Evolution de la puissance installée (parc renouvelable 54690 MW + 2431 MW sur une année +12081 MW sur 5 ans +29270 MW depuis 2002).

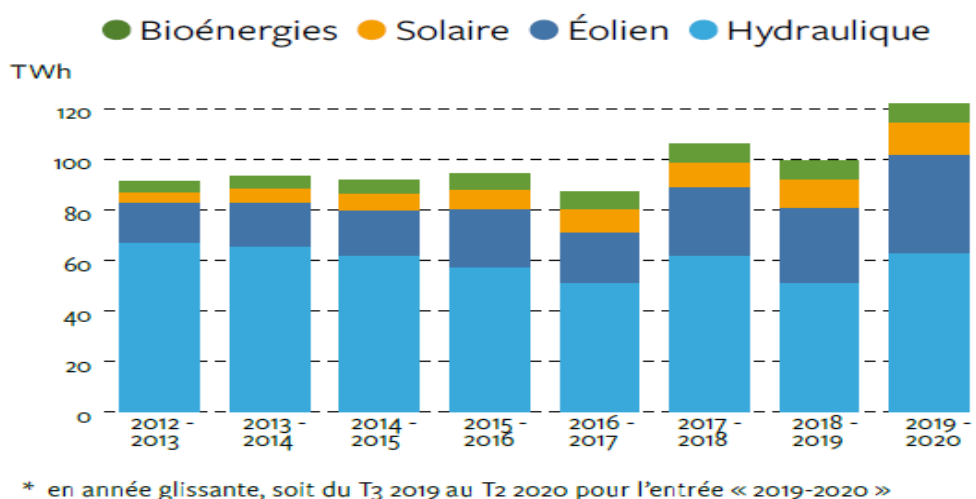


Figure V.5. Production renouvelable annuelle* (production renouvelable annuelle * 122 TWh+22% par rapport à 2018-2019+34% par rapport à 2012-2013).

V.3.1.1. Énergie éolien

Le parc éolien atteint 16930 MW au 30 juin 2020 avec 159 MW raccordés au cours du dernier trimestre. Sur une année, la croissance s'élève à 1236 MW. A la fin de l'année 2023, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vise un parc de 24100 MW pour la filière éolien terrestre. Le taux d'atteinte de cet objectif s'élève actuellement à 70%.

La production électrique d'origine éolienne s'est établie à 6.9 TWh sur le trimestre écoulé, en hausse de 7.2% par rapport au deuxième trimestre 2019 du fait de la croissance du parc raccordé. Le taux de couverture de la consommation par l'énergie éolienne s'élève ainsi à 7.5% (8.7% sur les douze derniers mois).

V.3.1.2. Contribution solaire

La puissance du parc solaire s'élève à 9912 MW en date du 30 juin 2020, avec 172 MW raccordés au cours du dernier trimestre. Sur les douze derniers mois, 972 MW ont été raccordés. A la fin de 2023, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) vise un parc de 20100 MW, objectif qui est actuellement atteint à 49%. Avec 4.5 TWh produits durant les trois derniers mois, la filière réalise un nouveau record trimestriel de production en hausse de 11.7% par rapport au précédent record du troisième trimestre 2018. Le taux de couverture de la consommation électrique par l'énergie solaire s'établit ainsi à 4.8% pour ce trimestre (2.8% sur les douze derniers mois).

Sur les douze derniers mois, l'électricité produite par la filière solaire a atteint 12.5 TWh, soit une augmentation de 8.7% par rapport à la période précédente. La région Nouvelle-Aquitaine est la première productrice, avec 3.31 TWh, précédant l'Occitanie et la région Provence- Alpes-Côte d'Azur, respectivement 2.67 TWh et 1.91 TWh. Au second trimestre 2020, la production s'élève à

4.47 TWh, en hausse de 22% par rapport au second trimestre 2019. En plus de l'accroissement du parc raccordé, cette hausse est associée à des conditions météorologiques plus favorables: le facteur de charge moyen au second trimestre 2020 est de 20.8%, le record pour un second trimestre ayant été atteint en 2017 avec 21.4%.

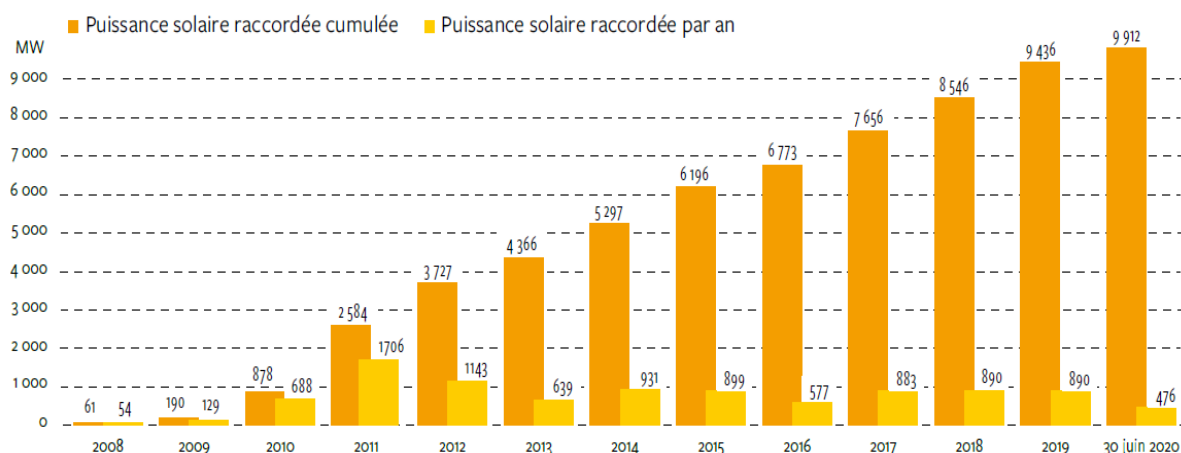


Figure V.6. Evolution de la puissance solaire raccordée (2008-2020).

V.3.1.3. Electricité hydroélectrique

Le parc hydroélectrique atteint une puissance raccordée de 25 705 MW, en hausse de 160 MW sur une année. D'ici fin 2023, la PPE vise un parc de 25 700 MW hors Corse, un objectif atteint à plus de 99%. La filière a produit 17.1 TWh d'électricité renouvelable (18.2 TWh en incluant la part non renouvelable) sur le trimestre, un chiffre stable par rapport aux trimestres précédents. Le taux de couverture de la consommation électrique par l'hydroélectricité renouvelable s'établit à 18.6% pour ce trimestre (13.8% sur les douze derniers mois).

V.3.1.4. Filière bioénergies

La filière bioénergies électriques atteint une puissance de 2143 MW avec 3 MW de nouvelles capacités raccordées durant le trimestre écoulé (63 MW sur les douze derniers mois). Sa production trimestrielle s'élève à 1.9 TWh (2.4 TWh en incluant la part non renouvelable), un chiffre stable par rapport aux trimestres précédents. La filière couvre ainsi 2.1% de l'électricité consommée au cours du trimestre écoulé (1.7% sur les douze derniers mois). L'évolution de la puissance raccordée des différentes technologies est illustrée dans la Figure V.7.

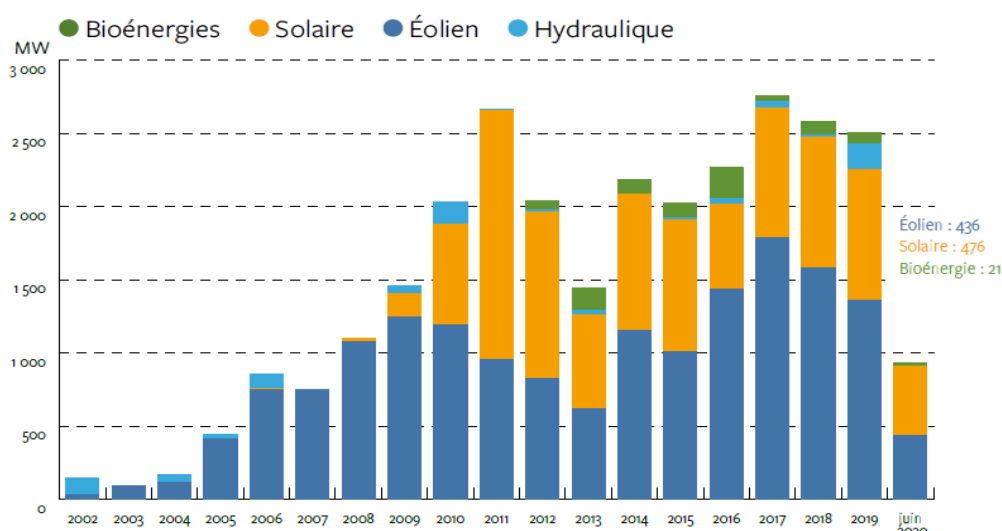


Figure V.7. Evolution de la puissance raccordée (2002-2020).

L'évolution de la consommation d'électricité en France est illustrée dans la Figure V.8.

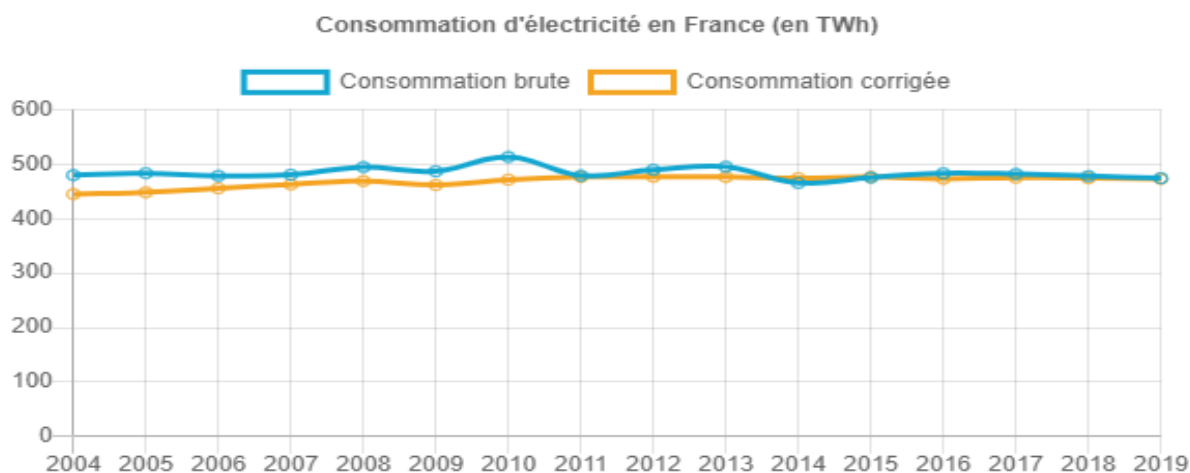


Figure V.8. Consommation d'électricité en France (2004-2019), source: Bilan électrique 2019 RTE.

Comme montre la Figure V.8, la répartition sectorielle de la consommation d'électricité de 2019 est semblable à celle de l'année 2018. Le secteur des entreprises et professionnels avec 47% reste le principal secteur de consommation d'énergie en France suivis par les résidentiels avec près de 36%, c'est pourquoi l'efficacité énergétique des bâtiments est fondamentale. Ajoutons que la grande industrie enregistre une baisse de la consommation d'électricité de 3% par rapport à 2018 et s'élève donc à 64.3 TWh avec 17% de la consommation finale. La consommation maximale d'électricité en 2020 est estimée à 83161MW en 22/01/2020 à 09:30. L'émissions moyennes de CO₂ en France en 2019 est estimée à 35 g CO₂eq /kWh.

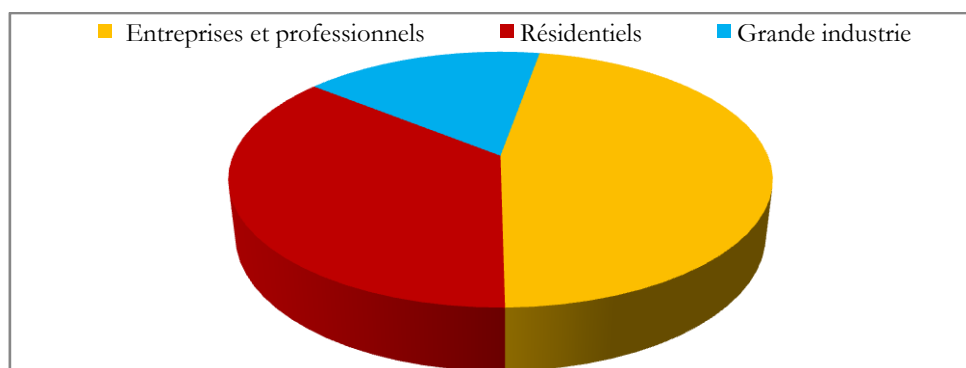


Figure V.9. Répartition sectorielle de la consommation d'électricité en France (2019), (source: RTE).

• La production d'électricité renouvelable dans l'équilibre offre-demande

La production des filières éolienne et solaire croît respectivement de 31.9% et 8.7% sur les douze derniers mois par rapport à la période précédente, soit 9.5 TWh et 1 TWh supplémentaires produits. La production d'électricité renouvelable atteint 122 TWh sur les douze derniers mois, un volume en augmentation de 22% par rapport à la période précédente. Cette tendance s'explique également par une hausse notable de la production hydraulique (+11.8 TWh sur les douze derniers mois) dont les conditions hydrologiques étaient particulièrement favorables.

Le taux de couverture moyen de la consommation électrique par les énergies renouvelables a été de 27% sur les douze derniers mois, en augmentation de 6% par rapport à l'année précédente. L'évolution de la consommation en comparaison est en baisse de 5% et s'explique, notamment, par la crise sanitaire avec une consommation au cours du second trimestre 2020 en baisse de 13% par rapport au second trimestre 2019. Comme il est illustré à la Figure V.10, l'électricité renouvelable couvre 27% de l'électricité consommée en année glissante. Ce taux s'élève à 33.2 % sur le T2 2020 [20-22, 23-25].

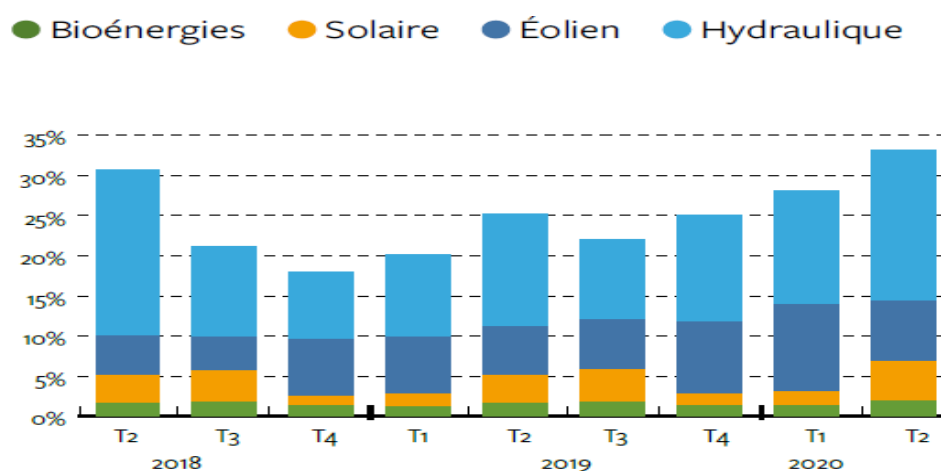


Figure V.10. Couverture trimestrielle de la consommation par la production renouvelable.

V.4. L'objectif du présent micro-réseau

V.4.1. Principe de l'autoconsommation photovoltaïque

L'un des objectifs de ce micro-réseau est la maximisation de l'autoconsommation photovoltaïque. On entend par autoconsommation le fait de consommer soi-même l'énergie que l'on a produite sur place. Le but est de réduire sa dépendance à un fournisseur d'électricité et de produire suffisamment pour couvrir une partie des besoins en énergie, nécessaires au bon fonctionnement de son logement. Cette énergie provient de diverses origines (soleil, vent, chaleur...), mais c'est plus volontiers dans le domaine de l'énergie solaire que le phénomène de l'autoconsommation se développe. Les particuliers équipent leur maison de panneaux photovoltaïques qui leur permettent de produire de l'énergie solaire. Cette électricité verte est transformée en courant alternatif qui vient alimenter les appareils électriques de la maison (chauffage, électroménager, etc.).

Les systèmes solaires photovoltaïques ont connu une croissance significative au cours des dernières décennies, principalement en raison de la baisse du prix des modules solaires PV et du coût de l'installation. En outre, les gouvernements ont établi des règles de soutien et des incitations financières telles que la facturation nette, les tarifs de rachat et les configurations de facturation nette [26,27]. Le concept d'autoconsommation photovoltaïque est également l'une des applications qui suscite un grand intérêt de la part des utilisateurs et de la communauté scientifique. Il est défini comme la partie de la production d'électricité photovoltaïque qui est directement consommée par le propriétaire de l'installation PV [28].

La Figure V.11 définit schématiquement le concept en montrant les profils de consommation d'électricité et de la production d'énergie solaire photovoltaïque sur le site.

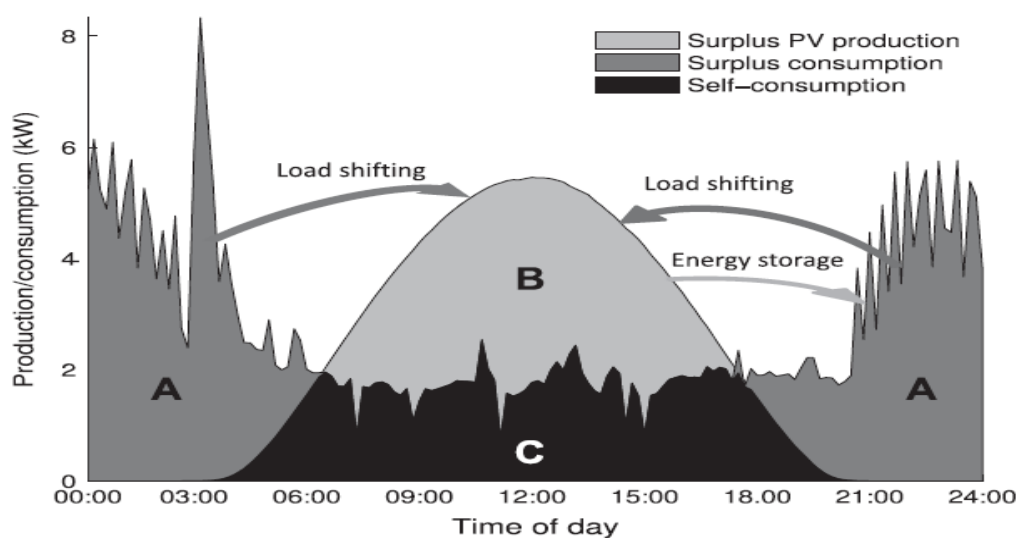


Figure V.11. Diagramme du concept d'autoconsommation PV avec la zone (A+C) pour la consommation quotidienne nette, la zone (B+C) pour la production PV nette et la zone (C) pour l'autoconsommation PV absolue [28].

D'après la figure, il y a trois zones: les zones A et B représentent respectivement la demande de l'énergie et la production totale nette d'électricité. La partie qui se chevauche dans la zone C est la puissance PV qui est utilisée directement par le consommateur au moyen du système photovoltaïque (par exemple un bâtiment), ce qui est appelé parfois l'autoconsommation solaire PV absolue [29]. Toutefois, ce que l'on entend le plus souvent par "autoconsommation" est la partie autoconsommée par rapport à la production totale d'électricité, ce qui correspond à la nomenclature simplifiée de la Figure V.11 et exprimée par l'équation (V.1).

$$\text{Autoconsommation} = \frac{C}{B+C} \quad (\text{V.1})$$

En outre, la partie autoconsommée par rapport à la charge totale est également une mesure couramment utilisée. Dans ce qui suit, nous l'appellerons l'autosuffisance à la fois parce qu'elle exprime clairement ce que la mesure montre, le degré auquel la production sur site est suffisante pour satisfaire les besoins énergétiques du client, et aussi en raison de sa symétrie linguistique avec le terme d'autoconsommation [30]. Plus de détails sur ces deux nomenclatures sont donnés dans la référence [28]. L'autosuffisance du système photovoltaïque est exprimée par l'équation (V.2).

$$L' \text{ autosuffisance} = \frac{C}{A+C} \quad (\text{V.2})$$

Pour définir plus formellement l'autoconsommation, nous désignons la consommation instantanée d'électricité du bâtiment $L(t)$ et la production instantanée d'électricité PV sur site $P(t)$. La production d'électricité utilisée sur site est limitée par la charge et les profils de production les plus petits, qui peuvent être exprimés comme suit:

$$M(t) = \min \{L(t), P(t)\} \quad (\text{V.3})$$

Où; $M(t)$ est la partie des profils de production et de charge qui se chevauchent instantanément. Dans le cas du stockage de l'énergie (batterie ou stockage de chaleur) dans le bâtiment, cela peut être étendu à:

$$M(t) = \min \{L(t), P(t) + S(t)\} \quad (\text{V.4})$$

Où;

$S(t)$ est la puissance de et/ou vers l'unité de stockage, avec $S(t) < 0$ en charge et $S(t) > 0$ en décharge.

Cela tient compte des pertes dues à la charge, au stockage et à la décharge du stockage d'énergie. L'autoconsommation et l'autosuffisance peuvent maintenant être définies comme:

$$\varphi_{SC} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} P(t) dt} \quad (\text{V.5})$$

$$\varphi_{SS} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} M(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} L(t) dt} \quad (V.6)$$

Il existe donc une relation entre l'autoconsommation et l'autosuffisance qui est donnée par:

$$\frac{\varphi_{SC}}{\varphi_{SS}} = \frac{\int_{t=t_1}^{t_2} L(t) dt}{\int_{t=t_1}^{t_2} P(t) dt} \quad (V.7)$$

Cette équation permet une conversion entre l'autoconsommation et l'autosuffisance, si la charge et la production totale, ou au moins le rapport entre elles, sont donnés. La période d'intégration typique est d'un an, ce qui est suffisamment long pour tenir compte des variations saisonnières et pour minimiser l'influence des fluctuations aléatoires à court terme de la production et de la demande [28].

Concernant le développement de l'autoconsommation photovoltaïque en France, au début de l'année 2017, environ 20000 foyers étaient en autoconsommation répartis comme suit:

- Environ 15000 consommant leur propre électricité,
- Environ 5000 auto-consommant une part de leur production et revendant leur surplus.

Une accélération du développement de l'autoconsommation semble à venir suite aux nouvelles dispositions proposées par les autorités. En effet, en Juillet 2016, la ministre de l'environnement a présenté en Conseil des Ministres un projet d'ordonnance mettant en place des mesures en faveur de l'autoconsommation: celui-ci a été publié au journal officiel le 25 Février 2017. En plus, parallèlement à l'adoption de ce projet de loi, un nouvel arrêté tarifaire photovoltaïque vient d'être publié au journal officiel le 10 Mai 2017.

Ce dernier instaure une prime à l'investissement pour les solutions PV en autoconsommation à destination des particuliers et des entreprises. La loi relative à l'autoconsommation propose une définition des différentes opérations d'autoconsommation. Elle fait notamment la distinction entre autoconsommation individuelle et autoconsommation collective comme suit:

- Opération d'autoconsommation individuelle: un producteur (l'auto-producteur) consomme lui-même et sur un même site tout ou une partie de l'électricité produite par son installation, instantanément ou après une période de stockage.
- Opération d'autoconsommation collective: selon la loi, «la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finaux liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension».

De plus, une tarification d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifique (le TURPE) est prévue pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance de l'installation qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts (kW).

D'après EDF (Électricité De France), il existe plusieurs manières de valoriser la production photovoltaïque:

- L'autoconsommation totale,
- L'autoconsommation avec vente du surplus,
- La vente totale,

Aujourd'hui, l'autoconsommation avec vente du surplus est la solution la plus utilisée pour les installations photovoltaïques des particuliers.

• ***L'autoconsommation avec vente du surplus ou vente partielle***

C'est le fait, grâce à ses panneaux solaires, de consommer en priorité l'énergie produite et de vendre le surplus d'électricité à l'EDF. Le fournisseur d'électricité EDF a ainsi des Obligations d'Achats (OA) auprès de chaque détenteur de panneaux photovoltaïques, et se doit de leur acheter le surplus de leur énergie. Les tarifs d'achat de l'énergie en autoconsommation avec vente du surplus sont stables et déterminés par l'arrêté du 9 Mai 2017.

C'est une option très appréciée puisque l'autoconsommation avec vente du surplus, permet d'anticiper les hausses du prix de l'électricité par la consommation de l'énergie renouvelable avec adaptation de la consommation d'énergie. Le Tableau V.1 ci-dessous résume les tarifs en vigueur.

Tableau V.1. Tarifs d'achat de l'énergie en autoconsommation avec vente du surplus.

Puissance (en kWc)	Tarif autoconsommation (en €/kWh)
0-3	0,10
3-9	0,10
9-36	0,06
36-100	0,06

• ***La vente totale***

La vente totale de l'énergie produite par les panneaux solaires signifie le vende de la totalité de la production sans consommer cette énergie. Pendant de nombreuses années cette pratique était la plus courante puisque les tarifs d'achats en vente totale étaient très attractifs ! Aujourd'hui c'est l'inverse, les tarifs sont revus à la baisse tous les trimestres ce qui rend cette option moins séduisante avec la hausse du prix de l'électricité. Le Tableau V.2 ci-après récapitule les tarifs actuels de vente totale (valables du 1er Octobre au 31 Décembre 2020).

Tableau V.2. Tarifs d'achat de l'énergie en autoconsommation avec vente totale.

Puissance (en kWc)	Tarif vente totale en €/kWh
0-3	0,1844
3-9	0,1567
9-36	0,1174
36-100	0,1022

Toutefois, l'augmentation de l'autoconsommation du système photovoltaïque peut être bénéfique à la fois pour les services publics et les utilisateurs finaux et peut être réalisée efficacement en utilisant des systèmes de stockage tels que les batteries et la charge flexible avec des véhicules électriques (VE) et des pompes à chaleur [31,32]. Ces options font partie des différentes méthodes et technologies principales qui existent pour accroître l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque permettant de rendre les bâtiments résidentiels et commerciaux plus autonomes à l'avenir [33], y compris le stockage résidentiel basé sur des batteries stationnaires utilisées uniquement avec le système photovoltaïque. Il existe sur le marché plusieurs technologies de batteries différentes qui conviennent au stockage de l'énergie dans les habitations, telles que les batteries lithium-ion (Li-ion), nickel-hydrure métallique (NiMH), plomb-acide domestique, nickel-cadmium (NiCd) et sodium-soufre (NaS). Étant donné leur grande efficacité de stockage et leur densité énergétique, les batteries lithium-ion offrent le plus grand potentiel de développement futur avec leur coût relativement faible [34,35]. Des informations détaillées sur les différents systèmes de stockage d'énergie sont disponibles dans la littérature [36].

Selon la référence [27], l'intégration de système de stockage d'énergie par batteries aux systèmes PV résidentiels peut augmenter de manière significative l'autoconsommation et l'autosuffisance énergétique. L'autoconsommation photovoltaïque est également augmentée par l'utilisation du stockage sur batterie [37-39], sans batterie [4], et le stockage avec les batteries des véhicules électriques [40-42]. Une autre alternative au stockage sur batterie est utilisée pour augmenter l'autoconsommation des systèmes photovoltaïques, à savoir la technique de la gestion de la charge (plus de détail dans le chapitre I). Les techniques de gestion de la demande (DSM) peuvent être utilisées séparément ou en combinaison avec le stockage sur batterie comme moyen d'augmenter l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque, comme dans les références [43,44]. La technique de déplacement de la charge dans l'autoconsommation PV est illustrée par la Figure V.11.

V.5. Étude du micro-réseau

V.5.1. Emplacement du site

Le système à l'étude est situé à l'Institut Universitaire de Technologie (IUT) de Mulhouse, France. Géographiquement situé à un 47°43,8' N de latitude, un 7°18,1' E de longitude, et une altitude de 240

m. au-dessus du niveau de la mer. La Figure V.12 montre la localisation géographique du site d'étude sur la carte de France.



Figure V.12. Situation géographique du site d'étude.

V.5.2. Évaluation des ressources énergétiques locales

La production d'électricité du système photovoltaïque est principalement influencée par les données météorologiques, c'est-à-dire le rayonnement solaire et de la température ambiante. Par conséquent, l'évaluation des données sur les ressources était nécessaire pour la modélisation du système photovoltaïque. Les données en termes de rayonnement solaire, de température ambiante et de vitesse du vent dans cette étude ont été collectées pour l'évaluation et l'analyse, et ont été obtenues sur le site web de la base de données de la NASA en utilisant les coordonnées du site via le logiciel HOMER [45].

La Figure V.13 illustre la moyenne mensuelle des données relatives au rayonnement solaire et à la vitesse du vent. En outre, les profils de la température ambiante et de l'indice de clarté sont présentés à la Figure V.14.

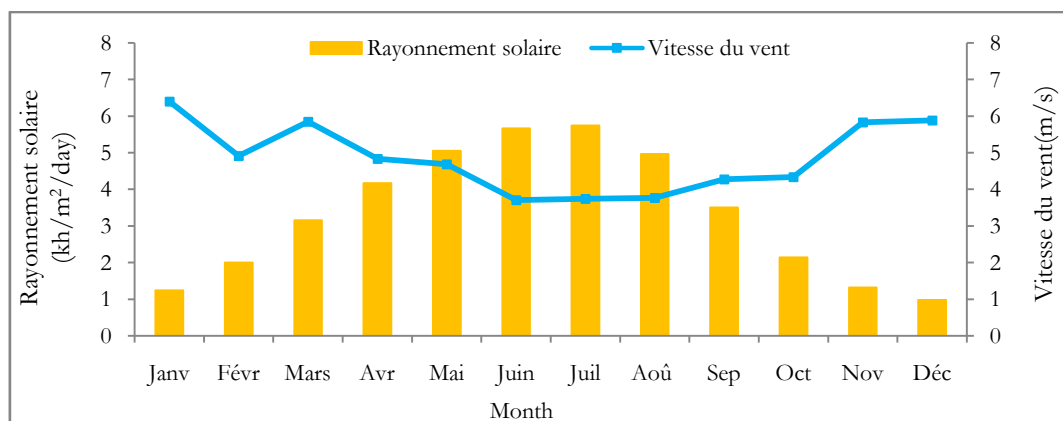


Figure V.13. Moyenne mensuelle des rayonnements solaires et la vitesse du vent.

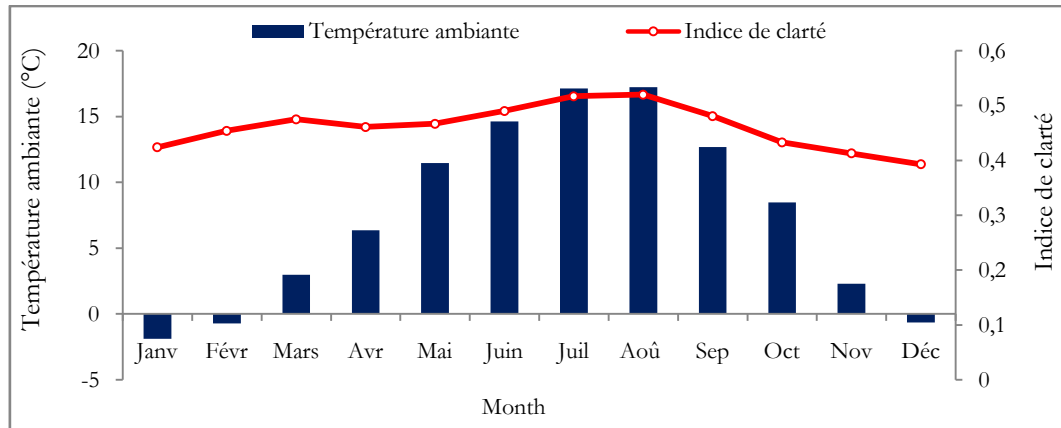


Figure V.14. Moyenne mensuelle de la température ambiante et de l'indice de clarté.

Selon la Figure V.13, la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire quotidienne pour le site va du mois le plus faible avec $0.98 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ au mois le plus élevé de juillet avec $5.75 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, l'irradiation solaire annuelle moyenne étant estimée à $3.33 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$. Cependant, la vitesse moyenne mensuelle la plus élevée du vent a été enregistrée en janvier (6.40 m/s) et la plus faible en juin (3.71 m/s), avec une moyenne annuelle de 4.86 m/s . D'après les graphes, l'énergie solaire sur ce site est la plus élevée en été et la plus faible en hiver; le contraire est observé pour le profil de vitesse du vent. Compte tenu de ces caractéristiques, l'hybridation des sources d'énergie éolienne et photovoltaïque dans la région peut donner de bons résultats et un rendement énergétique élevé.

Comme le montre la Figure V.14, la température ambiante la plus élevée a été enregistrée en juillet et août avec 17.22°C , tandis que la température la plus basse a été observée en janvier et février avec -1.89°C et -0.72°C , respectivement. L'indice de clarté présente des valeurs minimales, maximales et moyennes annuelles respectivement de 0.393 en décembre, 0.52 en octobre, et 0.460 .

V.6. Description du micro-réseau PV/batterie/EV

V.6.1. Description générale du système

Cette section décrit le système envisagé. Dans sa conception, le système global de micro-réseau hybride PV/batterie/EV réseau électrique est principalement composé de deux sous-systèmes qui sont nommés l'Abri à vélos et UHA Trackers. L'ensemble du système est composé d'un certain nombre d'éléments, dont deux générateurs PV, des micro-onduleurs, deux onduleurs connectés à deux unités de batteries de stockage, des équipements de connexion au réseau électrique et un système de comptage d'énergie, un véhicule électrique (VE), et quelques autres charges (Eclairage, vélo électrique, etc.). Une unité d'acquisition en ligne a été mise en place pour la surveillance en temps réel du système toutes les 5 minutes.

Le schéma de principe de l'ensemble du système hybride de micro-réseau à l'étude est présenté à la Figure V.15. En outre, la Figure V.16 illustre les photos réelles des composants du système.

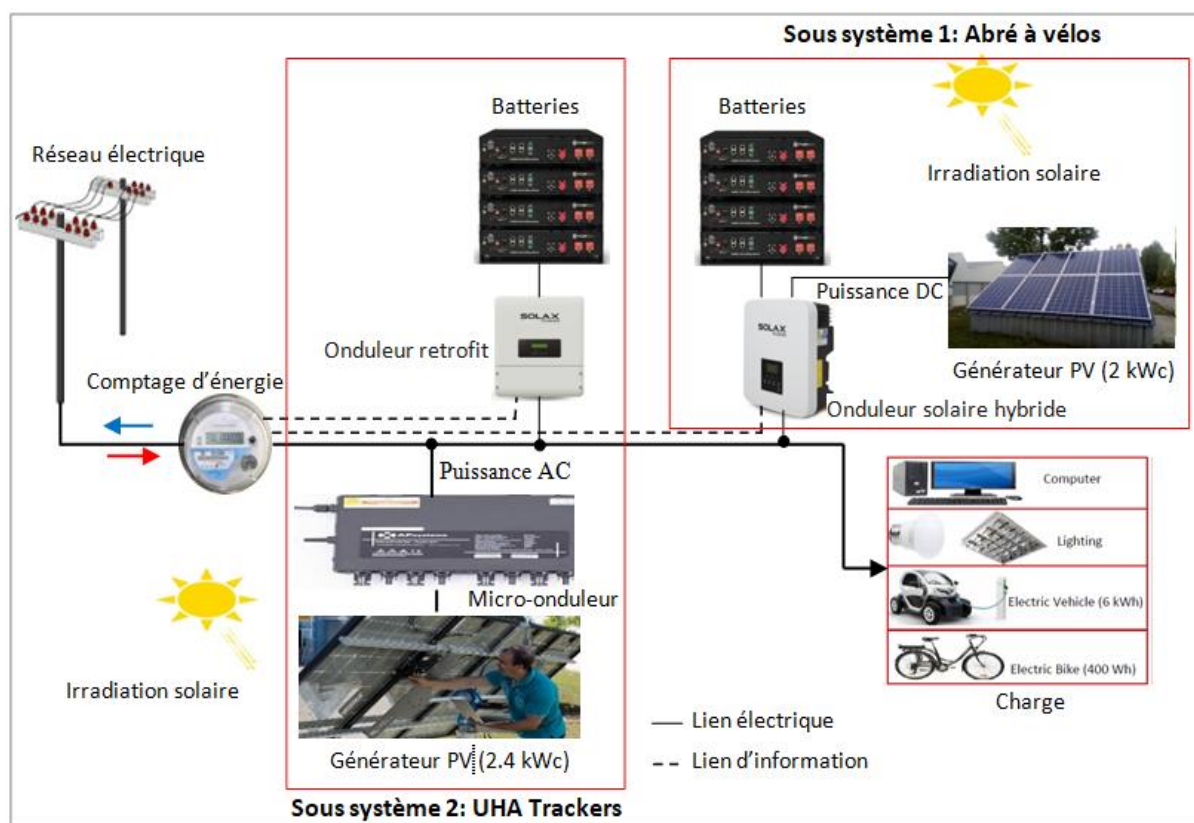


Figure V.15. Micro-réseau PV/Batterie/VE connecté au réseau étudié.



Figure V.16. Photos des composants du micro-réseau.

V.6.2. Sous-système 1: Abri à vélos et l'onduleur associé

Le générateur photovoltaïque en silicium poly cristallin d'une capacité de 2 kWc installé dans ce système est composé de 8 modules solaires d'une puissance de 250 Wc chacun. Le système a été installé sur le toit de l'abri à vélo avec un angle d'inclinaison fixe de 45 degrés, orienté vers le sud. Un onduleur associé, appelé "onduleur retrofit", a été intégré dans ce sous-système pour correspondre l'électricité du panneau photovoltaïque et pour convertir le courant continu produit en courant alternatif, puis l'injecter dans le réseau électrique avec la même synchronisation de fréquence de 50 Hz et la même tension de réseau de distribution 230 V.

Cet onduleur permet de répondre intelligemment aux besoins en électricité en sélectionnant la source la plus économique entre les panneaux solaires, les batteries, et le réseau électrique. L'onduleur retrofit SOLAX a été utilisé et ses spécifications sont résumées dans le Tableau V.3.

Tableau V.3. Spécifications techniques de l'onduleur retrofit.

Sortie AC	
Paramètres	Valeur
Puissance nominale en courant alternatif (W)	3680
Puissance apparente maximale en courant alternatif (VA)	3680
Tension nominale du réseau (plage de tension AC) (V)	230
Fréquence nominale du réseau (Hz)	50/60
Courant alternatif nominal (A)	16
Max. Courant alternatif (A)	16
Entrée AC	
Puissance nominale en courant alternatif (W)	7680
Max. Courant alternatif (A)	16
Tension nominale du réseau (plage de tension AC) (V)	230
Fréquence nominale du réseau (Hz)	50/60
Dimensions (L*H*P) (mm)	482*464*182
Poids (Kg)	26.9

V.6.3. Sous-système 2: UHA Trackers et l'onduleur associé

Le système photovoltaïque associé se compose des modules PV, des micro-onduleurs, et d'un équipement pour le suivi solaire. Les huit modules PV de technologie monocristalline d'une puissance nominale de 230 Wc chacun, pour une puissance totale installée de 2.4 kWc, ont été montés sur une structure métallique orientée vers le sud. De plus, un équipement de suivi solaire horizontal a été intégré au système PV pour maximiser l'efficacité de la conversion de l'énergie. Les spécifications détaillées des modules PV utilisés dans les conditions d'essai standard, et les principaux paramètres techniques du micro-onduleur sont résumés dans les Tableaux V.4 et V.5, respectivement. Il convient de noter que chaque deux module solaire sont connectés à un micro-onduleur, comme illustré à la Figure V.17.

Tableau V.4. Spécifications techniques et électriques détaillées du module PV.

Fabricant	VOLTEC
Type de cellules	Monocristalline
Tension à puissance maximale, V_{pmax}	33.4 V
Courant à puissance maximale, I_{pmax}	9.0 A
Puissance maximale à STC	300 Wc
Courant de court-circuit	9.5 A
Tension à circuit ouvert	40.4 V
Coefficient de température de P_{max}	-0.395% /°C
Coefficient de courant de court-circuit	0.027% /°C
Coefficient de tension en circuit ouvert	-0.293% /°C
Tolérance de puissance	de +0 à +5Wp
Performances	18.1%
Dimensions et quantité/panneau	156 x 156 mm/60 cellules

Tableau V.5. Spécifications techniques du micro-onduleur.

Model	Type YC600
Données d'entrée (DC)	
Puissance de module recommandée (STC) (Wc)	250-365/PV modules de 60 et 72 cellules
Tension d'entrée DC maximale (V)	55
Courant d'entrée DC maximum (A)	12 x 2
Plage de tension de fonctionnement (V)	16 V- 55
Données de sortie (AC)	
Puissance de sortie maximale (VA)	600
Tension de sortie nominale (V)	230
Courant de sortie nominal (A)	2.39
Fréquence nominale (Hz)	50
Efficacité	
Efficacité maximale (%)	95.5
Efficacité nominale du MPPT (%)	99.5

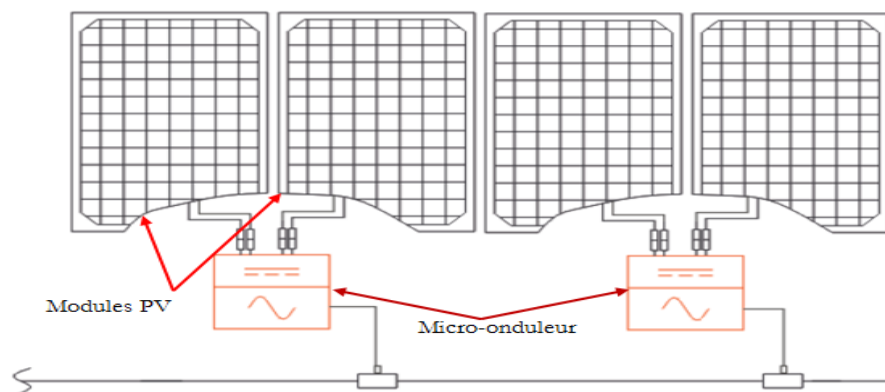


Figure V.17. Schéma de connexion du panneau PV et du micro-onduleur.

L'onduleur associé (onduleur solaire hybride), convertit l'énergie du courant continu en courant alternatif et vice versa lors de la charge et de la décharge des batteries de stockage. Le courant alternatif est injecté dans le réseau public ou bien utilisé pour alimenter la charge connectée localement. L'onduleur solaire hybride peut être réglé en fonction de la disponibilité de la source d'énergie, soit solaire (photovoltaïque plus batterie), soit réseau électrique.

Dans ce système, la puissance de sortie du courant alternatif est enregistrée toutes les 5 minutes. Il est important de noter que les paramètres du système PV n'ont pas été enregistrés dans cet onduleur et que, par conséquent, la performance de conversion photovoltaïque n'est pas analysée. Les principales spécifications de l'onduleur hybride utilisé sont indiquées dans le Tableau V.6.

Tableau V.6. Données techniques de l'onduleur solaire hybride.

Paramètres	Valeurs
Entrée DC	
Max. Tension continue (V)	600
Max. Courant continu (A)	10
Tension MPP min (V)	125
Max. Tension de la PPM (V)	550
Max. Puissance DC (kW)	5
Sortie AC et entrée AC	
Tension alternative nominale (V)	230
Fréquence (Hz)	50-60
Puissance apparente AC nominale (VA)	3680
Max. Courant d'entrée/sortie AC (A)	16/16
Efficacité maximale (%)	97.8
Dimensions (L*I*H) (mm)	477*460*181.5
Poids (Kg)	26.9

V.6.4. Système de stockage de l'énergie-batterie

Le système de stockage d'énergie (SSE) est nécessaire pour améliorer l'efficacité et la stabilité du système et pour maximiser l'autoconsommation d'énergie. Dans ce système, des batteries, en tant que deuxième source après le photovoltaïque, sont utilisées pour stocker l'énergie à utiliser lorsqu'il n'y a pas de production d'électricité à partir de source renouvelable photovoltaïque.

Les batteries au lithium (Pylontech) de plus de 6 000 cycles et d'une profondeur de décharge (DoD) de 90% ont été utilisées dans ce site. Le Tableau V.7 résume les caractéristiques techniques et électriques des batteries utilisées.

Tableau V.7. Principales spécifications des batteries utilisées.

Paramètres de base	US2000 (VERSION B)
Tension nominale (V)	48
Capacité nominale (Ah)	50
Tension de décharge (V)	45 ~ 54
Tension de charge (V)	52.5 ~ 54
Puissance de décharge de pointe (W)	5Kw/1Min
Température de charge	0°C ~ 50°C
Température de décharge	-10°C ~ 50°C
Température de stockage	-40°C ~ 80°C
Durée de vie	+10 ans (2580°C/77°F)
Cycle de vie	>6000 (25°C, 90% DoD)
Dimension (mm)	440*410*89
Poids (Kg)	24

V.6.5. Véhicule Electrique

Le site sous considération est équipé d'un véhicule électrique (Renault TWIZY 45) qui peut être branché et rechargé à la maison sur une prise domestique classique ou à l'extérieur sur toutes les stations de recharge publiques, y compris les anciennes et les nouvelles générations, en utilisant le câble de recharge standard. Le véhicule électrique a une puissance et une autonomie de 5 CH et 120 Km, respectivement. La batterie de type lithium-ion utilisée a une capacité de 6.1 kWh. Le micro-réseau étudié, avec tous ses composants, est connecté au réseau électrique. Le réseau électrique français à courant alternatif a les caractéristiques suivantes: onde de tension délivrée de 230 V dans le système monophasé, de 400 V pour le système triphasé, avec une fréquence constante de 50/60 Hz.

V.7. Modélisation des composants du système

Cette section du chapitre fournit la modélisation mathématique des composants du système y compris le module PV, la batterie et les convertisseurs d'énergie.

V.7.1. Modélisation du réseau PV

Le système photovoltaïque se compose d'un certain nombre de panneaux PV pour produire de l'électricité qui sont ensuite connectés à un convertisseur d'énergie DC/AC, qui peut être utilisée pour diverses applications. La puissance de sortie du système photovoltaïque dépend des facteurs suivants: le rayonnement solaire et de la température, l'efficacité et la taille des panneaux photovoltaïques. La puissance générée par le système photovoltaïque peut être présentée par l'équation (V.8) comme [46].

$$P_{PV} = \eta_{PV} * A_{PV} * I_{PV} \quad (V.8)$$

Où; P_{pv} représente la puissance de sortie du PV (kW),

η_{pv} représente le rendement du panneau PV,

I_{pv} est l'irradiation solaire (kWh/m^2),

A_{pv} représente la surface du panneau photovoltaïque.

La puissance instantanée produite par le système photovoltaïque peut être estimée par l'équation (II.4) dans le chapitre II.

V.7.2. Batterie de stockage d'énergie

Le système de stockage de l'énergie est nécessaire en raison de la nature intermittente des sources d'énergie renouvelables. Dans ce cas, les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie en vue d'une utilisation future lorsqu'il n'y a pas ou peu de production d'énergie photovoltaïque. A un moment donné, l'état de charge de la batterie (SoC) est donné par l'équation (V.9) [47].

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(0) + \eta_c \sum_{k=0}^t P_{CB}(k) + \eta_d \sum_{k=0}^t P_{DP}(k) \quad (\text{V.9})$$

Où;

$\text{SoC}(0)$ est l'état de charge de la batterie à $t=0$,

P_{CB} et P_{DP} sont respectivement l'énergie électrique chargée et déchargée du banc de batteries,

η_c et η_d sont les rendements de charge et de décharge, respectivement.

Les contraintes liées à la capacité de la batterie disponible sont exprimées par l'équation (V.10) [47].

$$\begin{cases} B_{\min} \leq \text{SoC} \leq B_{\max} \\ B_{\min} = (1 - \text{DoD}) B_{\max} \end{cases} \quad (\text{V.10})$$

Où;

$B_{\min}$ et $B_{\max}$ sont respectivement la capacité minimale et maximale du banc de batteries,

DoD est la profondeur de décharge.

L'équation (V.11) donne la contrainte de la puissance de décharge du banc de batteries [47,48] comme suit:

$$0 \leq P_{DB}(k) \leq P_{\max} \quad (\text{V.11})$$

Où; $P_{\max}$ est la puissance de décharge horaire maximale.

V.7.3. Convertisseur

Le convertisseur de ce système est utilisé comme onduleur pour convertir l'énergie du courant continu en courant alternatif (provenant du générateur PV) pour alimenter la charge, et utilisé comme redresseur pour convertir l'énergie de sa forme alternative en forme continue pendant la charge des batterie. Le rendement de l'onduleur peut être exprimé à l'aide de l'équation (V.12) [48] comme suit:

$$P_{En} = \frac{P_{Sor}}{\eta_{Ond}} \quad (\text{V.12})$$

La puissance d'entrée et de sortie de l'onduleur est donnée par:

$$P_{\text{OndSor}} = P_{\text{OndEn}} * \eta_{\text{Ond}} \quad (\text{V.13})$$

$$P_{\text{OndEn}} = P_{\text{PV}} + P_{\text{DB}} \quad (\text{V.14})$$

Où;

P_{En} (kW) est la puissance d'entrée DC,

P_{Sor} (kW) est la puissance de sortie AC,

η_{Inv} (%) est le rendement de l'onduleur.

V.8. Stratégie de contrôle et d'opération

Le système hybride fonctionne selon la priorité PV/Batterie/VE réseau électrique, et l'onduleur a été réglé sur la priorité solaire. Cela signifie que la charge est fournie par l'énergie solaire avec priorité. S'il n'y a pas assez d'énergie photovoltaïque, la batterie est utilisée pour compléter la charge restante. S'il n'y a pas assez d'énergie provenant à la fois du PV et de la batterie, l'alimentation du réseau est automatiquement activée.

En outre, afin maximiser l'autoconsommation du système photovoltaïque, l'onduleur est réglé de manière à ce que les batteries soient uniquement chargées par le système PV solaire.

Par conséquent, la stratégie de contrôle et le fonctionnement du système peuvent être résumés dans trois cas, qui sont résumés ci-dessous:

- La charge (P_{ch}) et la production photovoltaïque (P_{PV}) sont égales,
- La production d'énergie photovoltaïque dépasse la charge ($P_{\text{PV}} > \text{Charge}$); les batteries sont complètement chargées ($\text{SoC}(t) = \text{SoCmax}$); l'état de charge des batteries est compris entre le minimum et le maximum ($\text{SoCmin} < \text{SoC}(t) < \text{SoCmax}$), et les batteries sont complètement déchargées ($\text{SoC}(t) \leq \text{SoCmin}$),
- La charge est supérieure à la puissance de sortie du PV ($\text{Charge} > P_{\text{PV}}$); l'état de charge des batteries prend l'un des cas notés au deuxième point.

Il est important de noter que l'échange d'énergie entre le système et le réseau électrique à un moment donné dépend de la consommation d'énergie, de la puissance PV et de l'état de charge de la batterie. La stratégie de contrôle du système hybride de micro-réseau sous étude est illustrée dans la Figure V.18.

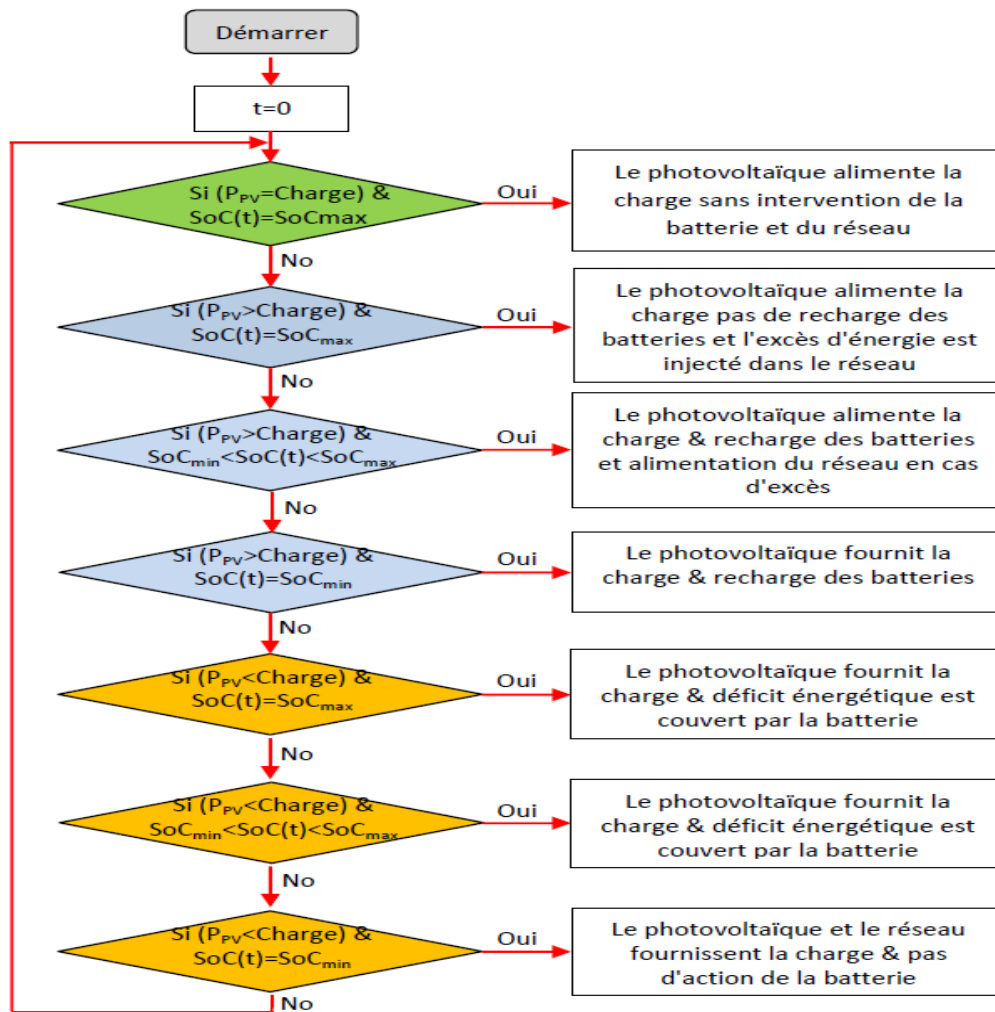


Figure V.18. Organigramme de la stratégie de contrôle du micro-réseau.

V.9. Discussion et analyse de performance

V.9.1. Analyse du système global

L'objectif de cette section du chapitre vise à analyser le comportement du système et à déterminer le flux d'énergie et la contribution de chaque composant du système. Le système a été analysé pendant deux jours dans des conditions climatiques différentes, avec et sans branchement du véhicule électrique (EV).

L'analyse de performance de deux sous-systèmes est présentée dans cette section pour un jour choisi arbitrairement qui est le 20 mars 2020. Les paramètres et les mesures suivants ont été pris simultanément, y compris la tension de sortie, le courant et la puissance de sortie des panneaux photovoltaïques, la puissance de sortie des onduleurs, l'énergie totale injectée, l'état des batteries, la consommation d'énergie cumulative totale, et l'énergie injectée dans et/ou extraite du réseau électrique.

V.9.2. Analyse du fonctionnement du sous-système 1: Abri à vélos

Les performances du système PV en termes de courant, de tension et de puissance de sortie ont été enregistrées toutes les 5 minutes. La Figure V.19 montre le profil de sortie du courant et de la tension du système PV associé au sous-système 1 pour un jour donné (20 Mars 2020).

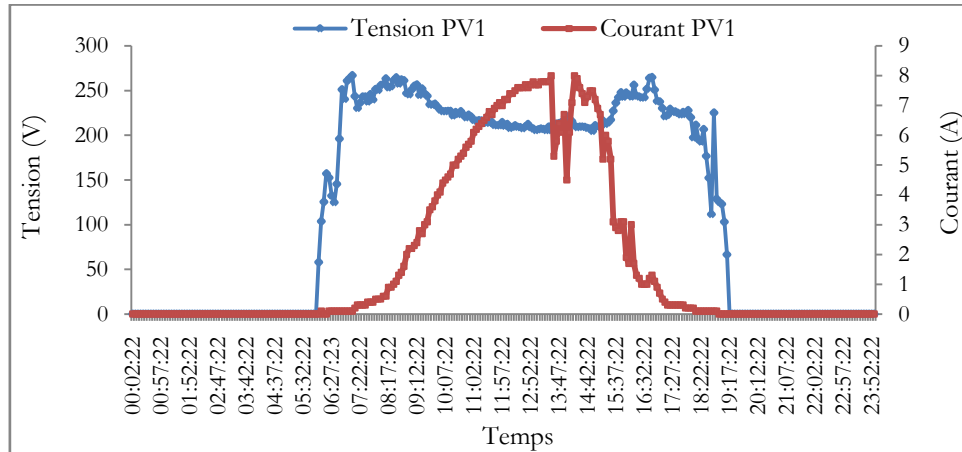


Figure V.19. Puissance PV quotidienne produite.

En plus, la Figure V.20 montre la puissance de sortie quotidienne de l'installation photovoltaïque pendant cette même journée arbitraire. Il est noté que la puissance PV à un moment donné est dépend des conditions météorologiques sur le site. La puissance de sortie maximale de ce système PV de 1632 W a été obtenue à l'heure 13h32.

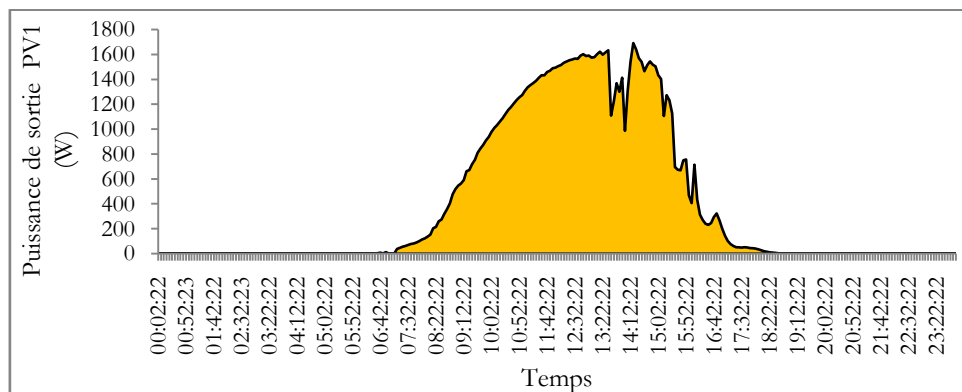


Figure V.20. Puissance de sortie quotidienne photovoltaïque.

La puissance de sortie maximale est observée dans la demi-journée, ce qui correspond à la quantité élevée de rayonnement solaire reçue. La Figure V.21 indique la puissance de sortie horaire instantanée de l'onduleur en date 20 Mars 2020. Sur la base de cette figure, le signe positif indique l'énergie qui alimente la charge électrique et le signe négatif indique l'énergie qui est utilisée pour charger les batteries.

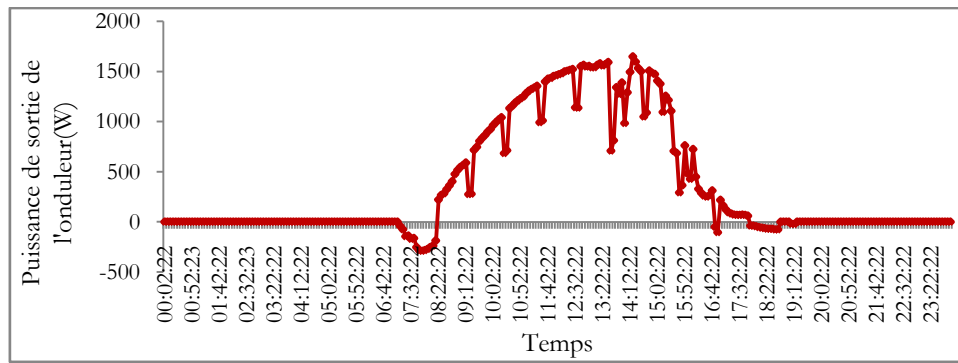


Figure V.21. Puissance de sortie quotidienne de l'onduleur.

L'énergie qui n'est pas consommée localement est injectée dans le réseau électrique avec la tension et la fréquence correspondantes (230 V/50 Hz). La Figure V.22 montre le profil de puissance injectée de l'onduleur le jour sélectionné du 20 Mars 2020.

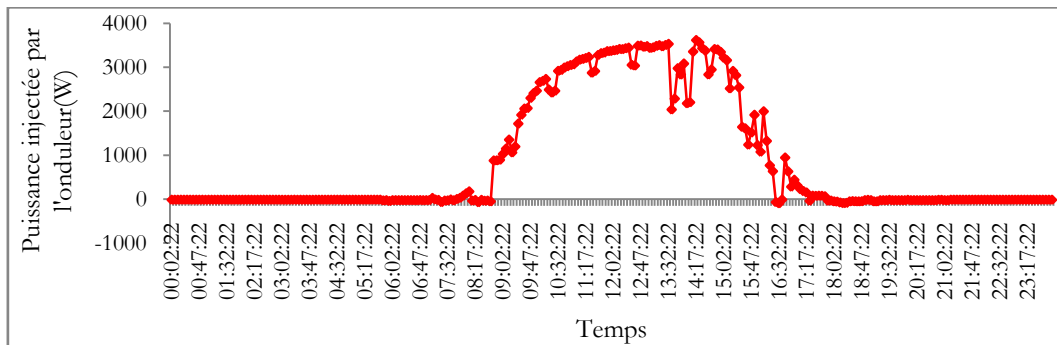


Figure V.22. Profil horaire de la puissance injectée par l'onduleur.

Il est important de noter que jusqu'au 20 mars 2020, la consommation d'énergie totale cumulée du système enregistrée par l'onduleur est de 166.51 kWh. D'autre part, l'énergie cumulée totale injectée dans le réseau par cet onduleur pendant tout le cycle de fonctionnement du système est estimée à 3466.82 kWh. Le rendement total estimé de cet onduleur est de 1613.9 kWh. La Figure V.23 montre le profil de l'énergie d'alimentation et la consommation d'énergie cumulée pour cette journée.

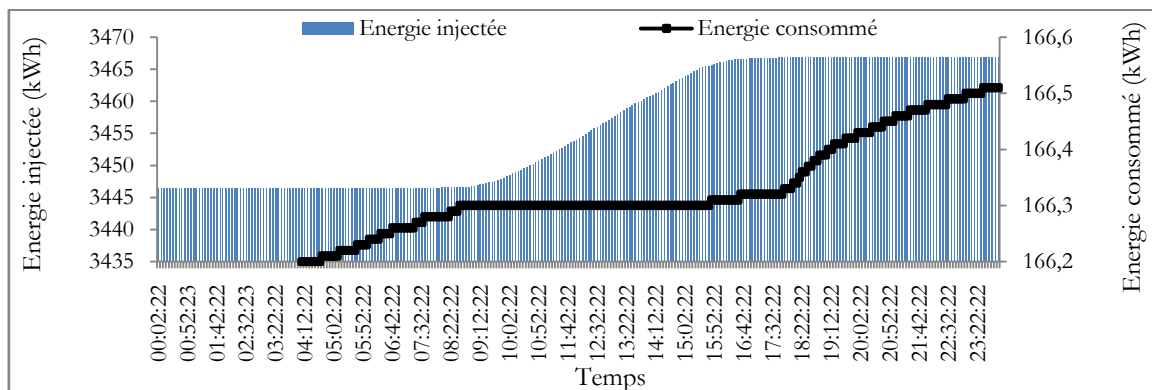


Figure V.23. Consommation cumulée d'énergie consommé et injecter jusqu'au 20 Mars 2020.

V.9.3. Analyse du flux d'énergie du sous-système 2: UHA Trackers

Cette section concernée à l'analyse des performances énergétiques du sous-système UHA Trackers. La Figure V.24 présente le profil horaire de la puissance d'entrée et de sortie de l'onduleur hybride. Il est important de noter que le signe positif de la puissance de sortie de l'onduleur est donne lieu à une puissance délivrée à la charge connecté. Cependant, le signe négatif signifie que la puissance est retirée à partir des batteries de stockage. Par conséquent, il n'y a pas de puissance de sortie car l'énergie consommée est nulle. L'énergie qui dépend de la production photovoltaïque est injectée dans le réseau électrique lorsqu'il n'y a pas d'énergie consommée localement ou lorsqu'elle est supérieure à l'énergie consommée.

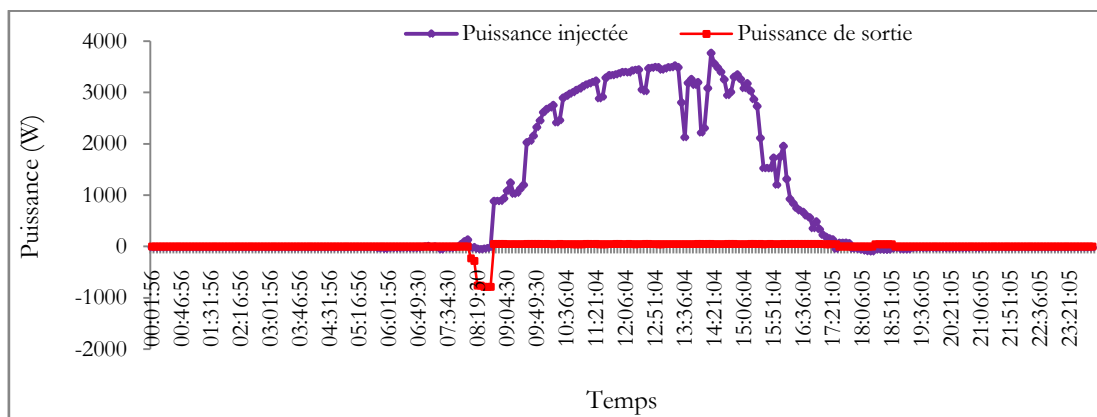


Figure V.24. Puissance journalière injectée et puissance de sortie de l'onduleur hybride.

Entre Août 2018 et le 20 Mars 2020, la production totale d'énergie cumulée injectée dans le réseau est de 5836.58 kWh, dont 242.04 kWh représentent la consommation d'énergie cumulée (Figure V.25). En outre, le rendement quotidien et le rendement cumulé total jusqu'à cette date (20 Mars 2020) sont de 177.5 kWh et 30.2 kWh, respectivement.

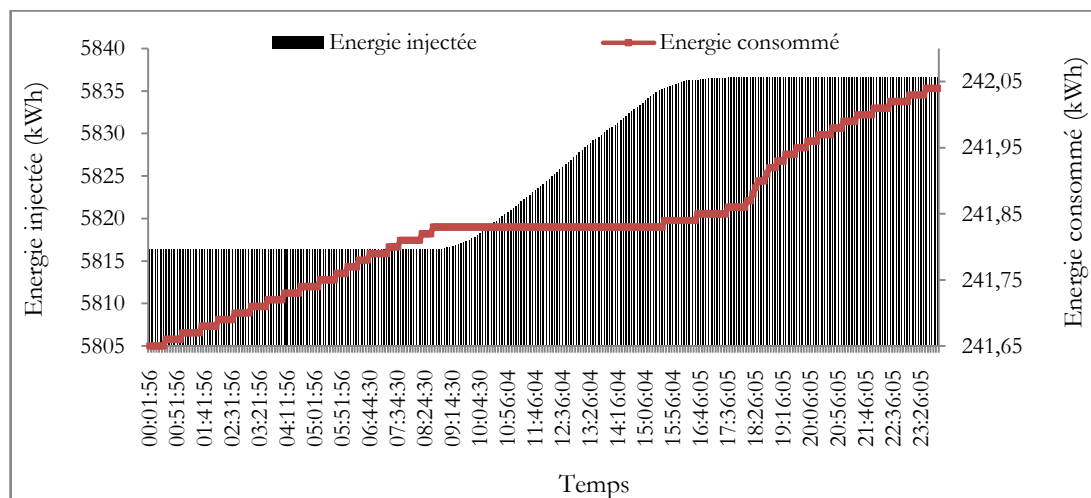


Figure V.25. Cumulée de consommation et d'énergie injectée.

La Figure V.26 indique la tension alternative, la fréquence et la tension de référence (Vréf) de l'onduleur. Les valeurs quotidiennes de la tension et de la fréquence CA sont respectivement de 230 V et 50 Hz, ce qui est conforme à la réglementation française en matière d'électricité.

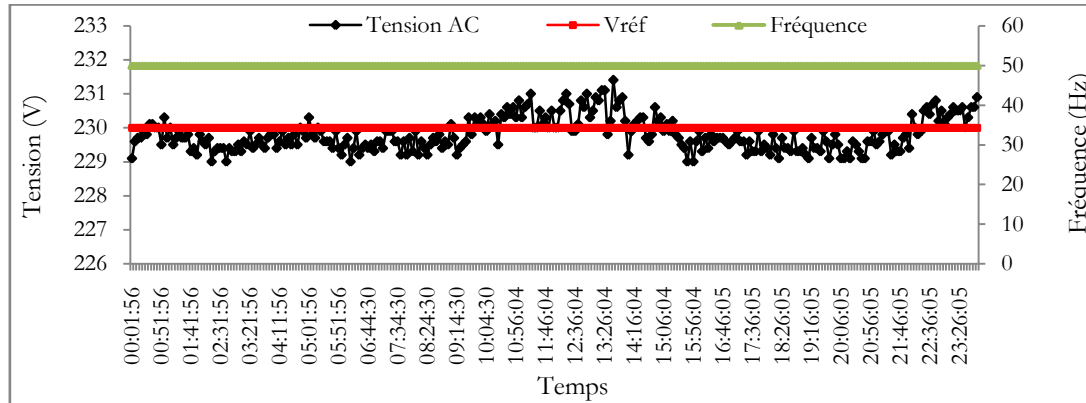


Figure V.26. Tension de sortie de l'onduleur et tension de référence.

V.9.4. Résultats du branchement du véhicule électrique

Cette section présente l'analyse des performances et les résultats de la connexion du véhicule électrique pour une journée choisie au hasard (16 Juillet 2020). Selon le service météorologique local, le soleil de ce jour était caché derrière les nuages et la température était de 16°C tout au long de la journée. Le véhicule électrique est branché à 9h30 avec un état de charge de 50%.

V.9.4.1. Sous-système 1: Abri à vélos

Un certain nombre de paramètres sont utilisés pour analyser la performance de deux sous-systèmes lorsque le véhicule électrique a été branché ce jour-là. Ces paramètres comprennent: la puissance injecter, la puissance de sortie AC de l'onduleur, l'énergie quotidienne injecter, l'auto-utilisation de l'énergie, et le rendement quotidien. La Figure V.27 montre la variation horaire du courant et de la tension de sortie du système PV de 2 kWc (Abri à vélo) pour le 16 Juillet 2020.

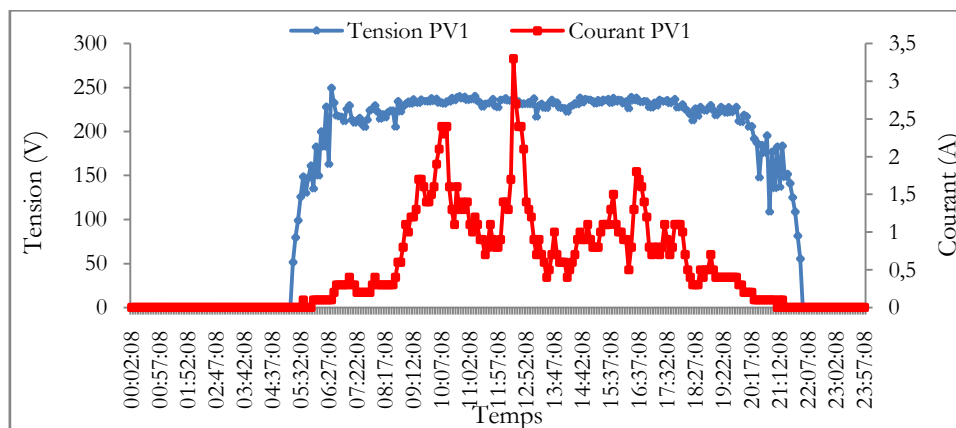


Figure V.27. Tension et courant de sortie de modules photovoltaïques.

La Figure V.28 indique la variation journalière du rendement énergétique qui est obtenue et rapportée pour tous les systèmes contenant les deux sous-systèmes le 16 Juillet 2020.

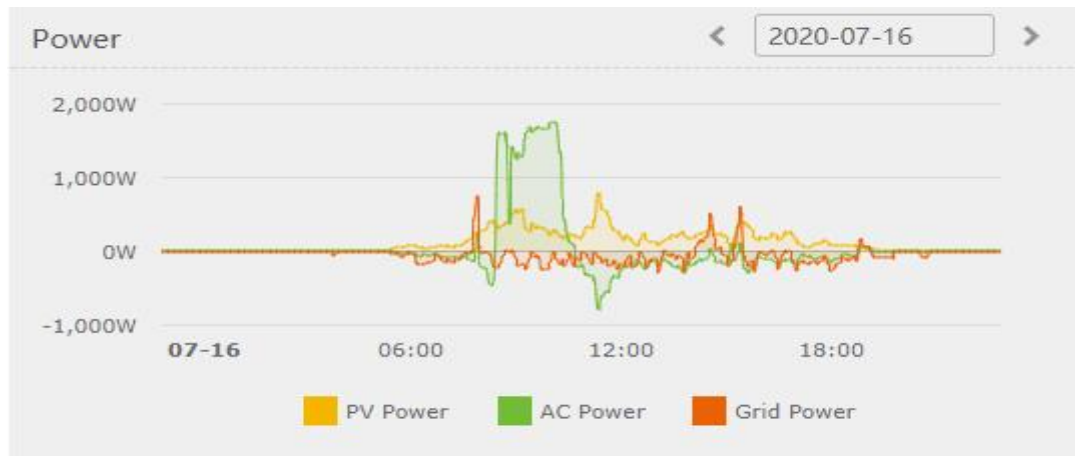


Figure V.28. Courbe de puissance journalière de l'ensemble du système.

La Figure V.29 montre le profil instantané de la puissance de sortie PV de la puissance de sortie AC à la charge qui est obtenue après l'onduleur hybride CC/CA dans des intervalles de 5 min et aussi la courbe de puissance d'alimentation. La puissance électrique minimale du système PV était d'environ 7 W et la puissance maximale était de 774 kW à 12h25. Il est important de noter que le véhicule électrique a été branché à 9h30, comme l'indique la couleur noire. On peut voir que la puissance de sortie AC augmente lors de la connexion du véhicule électrique. La puissance injectée prend le signe négatif la plus grande partie de la journée, ce qui signifie que le système tire de l'électricité du réseau électrique (seulement quelques watts).

Cependant, à 9h00 avec 358 W, à 15h40 avec 253 W, et à 16h30 avec 291 W, le système injecte de l'électricité dans le réseau électrique, c'est-à-dire quand le véhicule électrique est chargé.

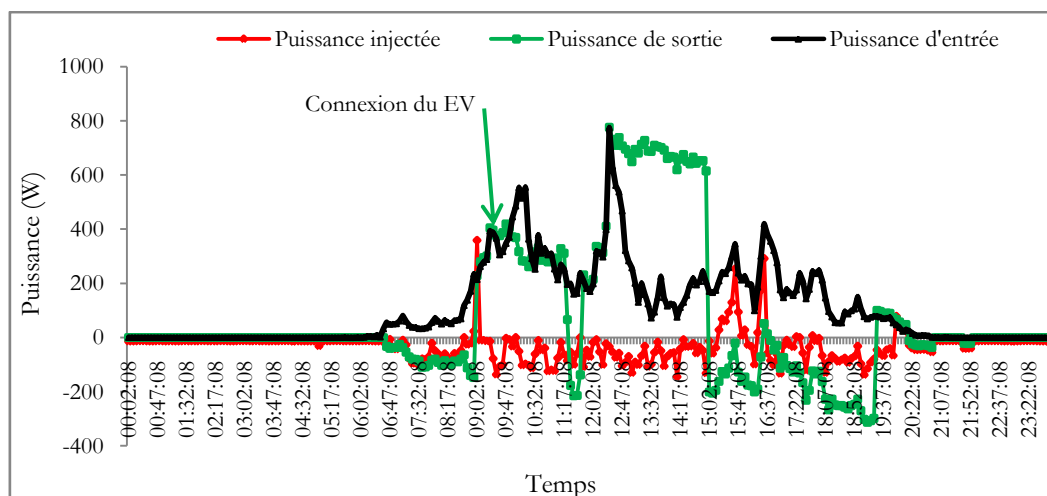


Figure V.29. Puissance d'entrée, de sortie et la puissance injectée par l'onduleur.

La Figure V.30 montre le profil quotidien du courant et de la tension de l'onduleur pour cette journée sélectionnée (16 Juillet 2020). Le rendement total cumulé, l'énergie injecter totale, et la consommation d'énergie sont respectivement de 2648 kWh, 5890.11 kWh, et 216.17 kWh.

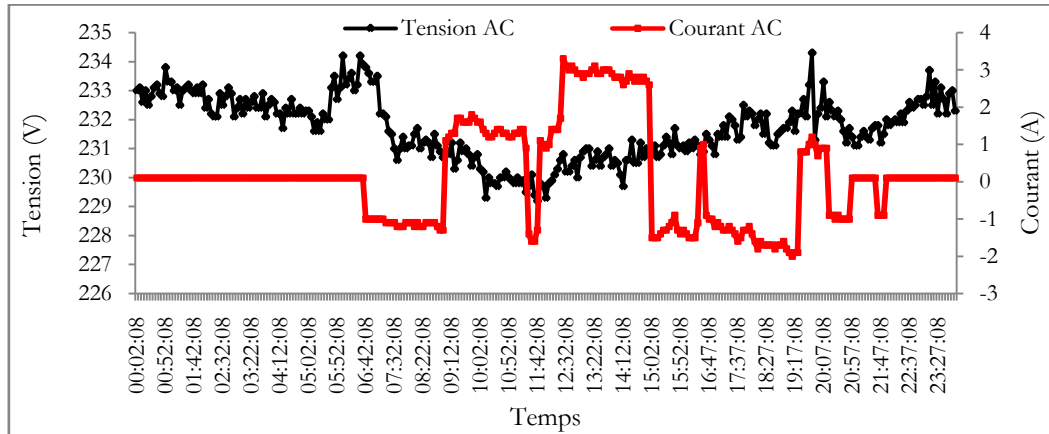


Figure V.30. Tension et courant de sortie horaire de l'onduleur retrofit.

V.9.4.2. Sous-système 2: Traqueurs UHA

Pour l'onduleur du sous-système UHA Trackers, la Figure V.31 montre la variation quotidienne de puissance de sortie. Il convient de noter que l'onduleur intervient également dans la charge du véhicule électrique lorsqu'il est connecté à 9h30. L'onduleur charge alors les batteries lorsque le véhicule électrique est chargé à 11h45, et les batteries sont complètement chargées à 15h00. Même l'énergie du réseau n'est observée qu'à certains moments, comme à 8h55, 15h40 et 16h25, avec respectivement 424 W, 243 W et 289 W.

Les valeurs cumulées du rendement total, de l'énergie totale de rachat et de la consommation totale d'énergie enregistrées par l'onduleur hybride sont respectivement de 237.6 kWh, 8261.34 kWh et 291.76 kWh.

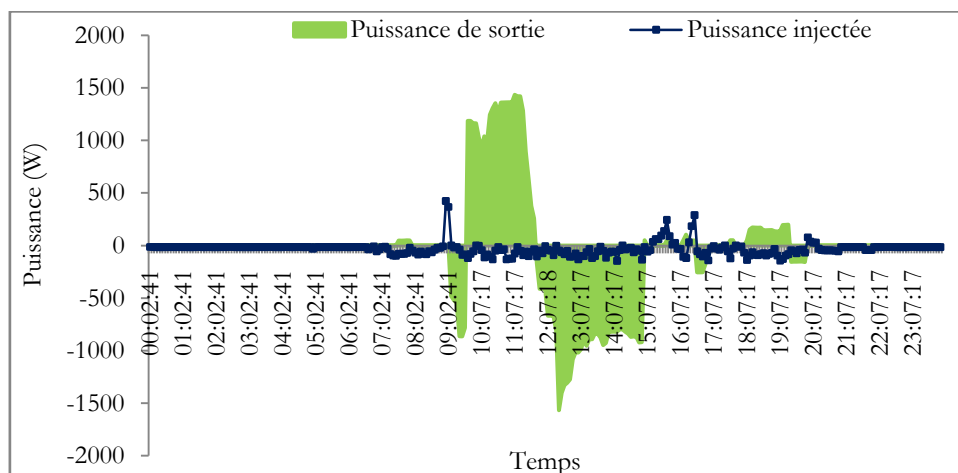


Figure V.31. Puissance de sortie et injecter de l'onduleur hybride.

V.9.4.3. Consommation et rendement énergétique

Les Figures V.32, V.33, et V.34 montrent la répartition horaire de l'énergie consommée et autoconsommée (auto-utilisation) au 16 Juillet 2020 pour l'ensemble du système, sous-système 1, et sous-système 2, respectivement. L'énergie consommée est définie comme la consommation qui est utilisée pendant le fonctionnement du système.

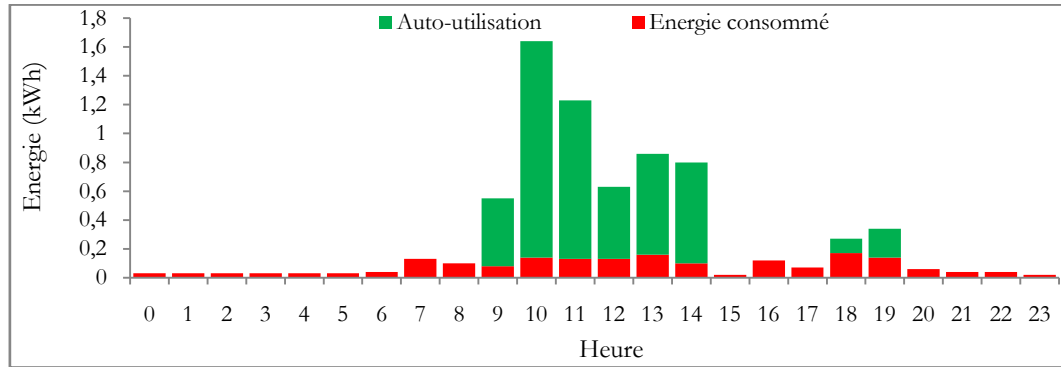


Figure V.32. Consommation quotidienne et auto-utilisation d'énergie pour l'ensemble du système.

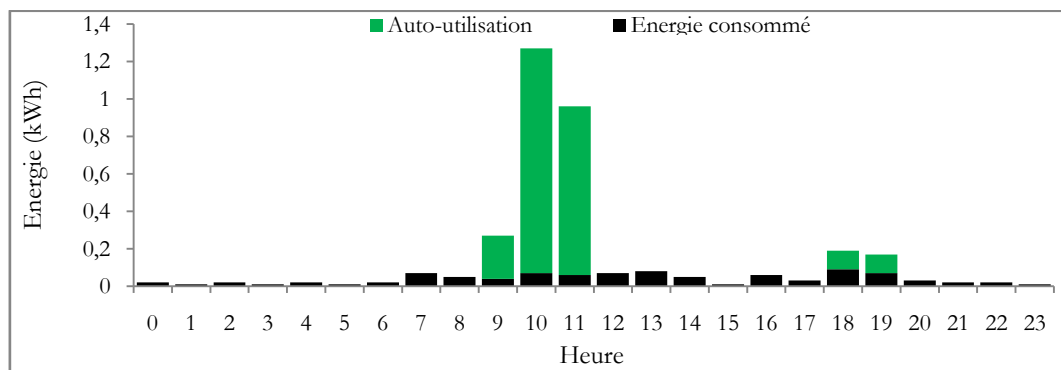


Figure V.33. Consommation quotidienne d'énergie et auto-utilisation du sous-système UHA Trackers

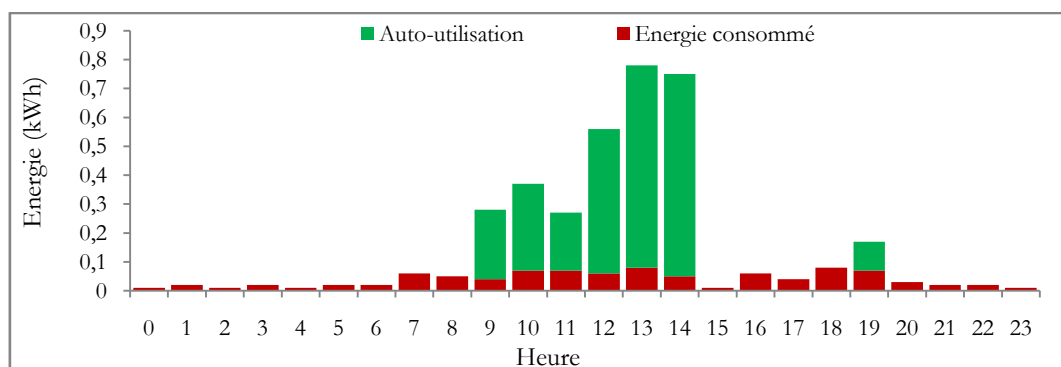


Figure V.34. Consommation quotidienne d'énergie et auto-utilisation du sous-système Abri à vélos.

D'autre part, l'énergie autoconsommée est l'énergie qui est utilisée lorsque des charges électriques sont branchées, comme le véhicule et les vélos électriques, et l'éclairage. L'énergie autoconsommée de 9h00 à 14h00 est fournie par les deux onduleurs (Figure V.32). Par exemple, la puissance totale à 10h00 est estimée à 1.5 kWh, dont 0.3 kWh est fourni par l'onduleur du sous-système 1 et 1.2 kWh restants sont fournis par l'onduleur du sous-système 2. Cependant, l'énergie autoconsommée entre 12h00 et 14h00 est uniquement fournie par l'onduleur du sous-système 2. L'énergie autoconsommée est de 0.5 kWh, 0.7 kWh et 0.65 kWh pour 12h00, 13h00 et 14h00, respectivement.

Le Tableau V.8 indique le rendement énergétique journalier, qui est la somme de l'énergie injectée et l'énergie de l'autoconsommation. Le rendement énergétique quotidien total pour l'ensemble du système est estimé à 3 kWh, divisé en 0.35 kWh d'énergie injectée avec 11.67%, et 2.65 kWh (88.33%) d'énergie autoconsommée.

Tableau V.8. Rendement énergétique quotidien (16-07-2020).

Cas	Système total		UHA Trackers		Abri à vélos	
Valeur	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Énergie injectée	0.35	11.67	0.17	85	0.18	6.43
Auto-utilisation	2.65	88.33	0.03	15	2.62	93.57

Le rendement quotidien du sous-système de l'abri à vélos est de 2.8 kWh, dont 0.18 kWh (6.43%), et 0.62 kWh (93.57%) sont respectivement l'énergie injectée l'autoconsommé. Les proportions d'énergie consommée et de l'énergie autoconsommée de différents sous systèmes sont résumées dans le Tableau V.9.

Tableau V.9. Consommation quotidienne d'énergie (16-07-2020).

Cas	Système total		UHA Trackers		Abri à vélos	
Valeur	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Energie consommé	1.87	41.37	0.94	96.91	0.93	26.2
Auto-utilisation	2.65	58.63	0.03	3.09	2.62	73.8

V.9.4.5. Analyse du fonctionnement des batteries

Dans cette étude, le comportement des batteries de stockage est également analysé pour les deux sous-systèmes. Lorsque la charge est connectée (véhicule électrique), l'énergie PV produite est consommée et utilisée directement sur le site. S'il y a un excès d'énergie, elle est utilisée pour charger les batteries si elle n'est pas dans son état de charge maximum. Dans le cas contraire, elle est injectée dans le réseau électrique. Par contre, si la charge est supérieure à la puissance de sortie du générateur PV, les batteries sont déchargées pour fournir la charge demandée. Si les deux ne sont pas suffisantes, le besoin en énergie est prélevé sur le réseau électrique.

La Figure V.35 montre le comportement et les informations des batteries relatives au sous-système 1 pour le 16 Juillet 2020. On peut voir que lorsque la charge est interconnectée à 9h30 du matin, elle n'est pas alimentée par ces batteries. Cependant, les batteries sont déchargées pour alimenter la charge avec le système PV à 9h20.

Ensuite, les batteries commencent à se charger lorsqu'il n'y a pas de charge connectée (véhicule électrique complètement chargé), c'est-à-dire à 15h avec 78% jusqu'à 19h27 avec 91% de charge.

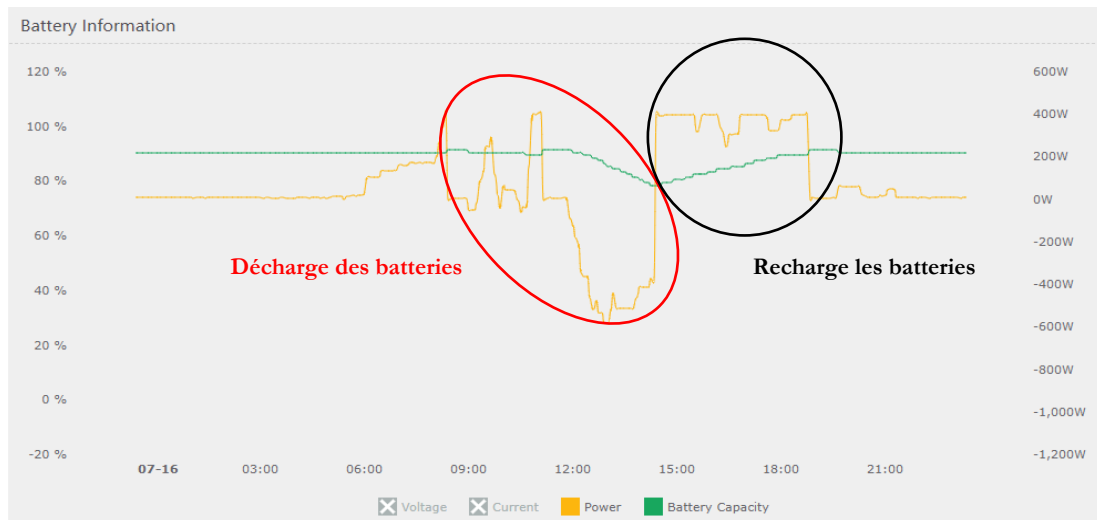


Figure V.35. Informations journalière sur la batterie du sous-système d'abri à vélos.

La Figure V.36 montre le comportement et les informations des batteries du sous-système 2. Les batteries sont déchargées lorsque le véhicule électrique est connecté entre 9h30 et 11h40, atteignant une capacité de décharge de 69%. Elles sont ensuite rechargées par le système photovoltaïque solaire jusqu'à une charge maximale estimée à 91% entre 11h40 et 15h07.

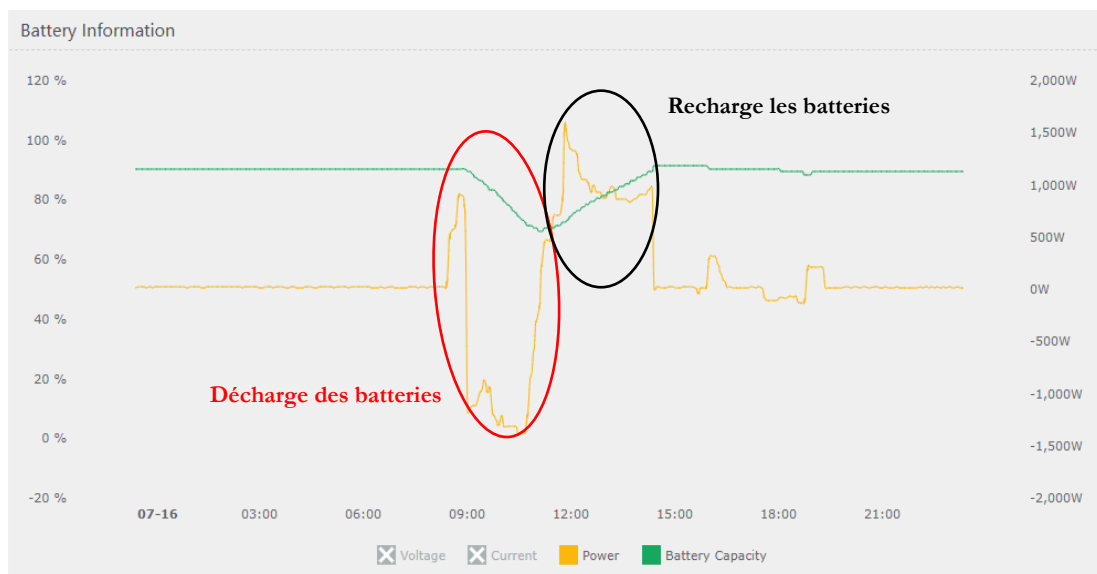


Figure V.36. Informations quotidiennes sur la batterie du sous-système UHA Trackers.

V.10. Conclusion

Ce chapitre a porté sur l'analyse fonctionnelle et l'évaluation des performances d'un système hybride micro-réseau PV/batterie/VE connecté au réseau électrique, installé sur le campus de Mulhouse en France. Le système global est composé de deux sous-systèmes comprenant deux générateurs PV, deux onduleurs, des batteries et un véhicule électrique. Tous sont connectés au réseau électrique français avec une autoconsommation d'énergie solaire ou une injection directe dans le réseau électrique. Les objectifs de l'installation du système ont été discutés, notamment la gestion de la demande du site en maximisant l'autoconsommation de l'énergie PV produite. À cette fin, le comportement des composants du système, en particulier les onduleurs et les batteries de stockage, a été présenté et analysé. Le système est examiné pendant deux jours choisis au hasard, avec et sans branchement de véhicule électrique qui est utilisé comme charge. Les paramètres analysés étaient la production du générateur photovoltaïque, le rendement énergétique, la puissance injecté et retiré, et l'énergie PV autoconsommée.

Sur la base des résultats et de l'analyse des performances du micro-réseau étudié, on peut conclure que le micro-réseau est un moyen d'intégration et d'utilisation de l'énergie renouvelable décentralisée (photovoltaïque). Le micro-réseau peut contribuer à augmenter l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque et à réduire la charge du réseau conventionnel. L'ajout de systèmes locaux de stockage d'énergie en combinaison avec le photovoltaïque pour stocker l'énergie solaire en vue d'une utilisation ultérieure permet d'exploiter pleinement le potentiel du photovoltaïque, et donc de maximiser l'autoconsommation de l'électricité solaire produite. Bien sûr, le coût de l'installation augmente avec la complexité du système, mais il peut être récupéré en réduisant le coût de la facture d'électricité, car l'approvisionnement en électricité du réseau électrique peut être considérablement réduit. Enfin, l'autoconsommation maximale d'énergie photovoltaïque peut être atteinte lorsque les activités de gestion de la demande sont intégrées et combinées, y compris le déplacement de la charge et la sélection optimale des moments de consommation.

Références du chapitre

- [1] IER, A snapshot of BP's World Energy Outlook 2018, [online], <https://www.instituteforenergyresearch.org/uncategorized/snapshot-bp-world-energy-outlook-2018/>.
- [2] IEA, Global Energy and CO₂ Status Report 2018. <https://webstore.iea.org/global-energy-co2-status-report-2018>.
- [3] Aguilar F., Crespi-Llorens D., Quiles P.V., Techno-economic analysis of an air conditioning heat pump powered by photovoltaic panels and the grid, *Solar Energy*, 2019, vol. 180, pp. 169-179.
- [4] Jiménez-Castillo G., Muñoz-Rodríguez F.J., Rus-Casas C., Talavera D.L., A new approach based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems without storage, *Renewable Energy*, 2020, vol.148, pp.1017-1033.
- [5] D'Agostino D., Zangheri P., Development of the NZEBs concept in Member States, EUR 28252 EN, 2016. doi:10.2788/278314.
- [6] World Energy Council, World Energy Resources-Solar, 2016.
- [7] International Energy Agency, PVPS 2019 Snapshot of Global PV Markets, 2019.
- [8] REN21-Secretariat, Renewables 2018 global status report, 2018.
- [9] International Energy Agency, Global EV Outlook, 2018.
- [10] Kouka K., Masmoudi A., Abdelkafi A., Krichen L., Dynamic energy management of an electric vehicle charging station using photovoltaic power, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2020, vol. 24,100402.
- [11] Yuanlong C., Jie Z., Fanran M., Stamatis Z., Jon M., Junze C., Energy assessment and economic sensitivity analysis of a grid-connected photovoltaic system, *Renewable Energy*, 2020, vol. 150, pp. 101-115.
- [12] Dostál Z., Ladányi L., Demands on energy storage for renewable power sources, *Journal of Energy Storage*, 2018, vol. 18, pp. 250-255.
- [13] Hirsch A., Parag Y., Guerrero J., Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, *Renew. Sustain. Energy Rev*, 2018, vol. 90, pp. 402-411.
- [14] Gilda K., Chaphekar S.N., Dharme A.A., Talange D.B., Demand side management in micro-grids, 2018 International Conference on Emerging Trends and Innovations In Engineering and Technological Research (ICETIETR), 2018.
- [15] Nakabi T.A., Toivanen P., Deep reinforcement learning for energy management in a microgrid with flexible demand, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2021, vol. 25, 100413.
- [16] Rajab Z., Alfergani A., Asheibi A., Khalil A., Mohamed F., Optimum microgrid planning and operation for improving reliability and power quality: review, The 11th International Renewable Energy Congress (IREC), 2020.
- [17] Ahmadi S.E., Rezaei N., A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, vol. 118, 105760.
- [18] Asheibi A., Khalil A., Elbreki A.M., Rajab Z., Alfergani A., Mohamed A., Nouh A., Stability analysis of PV-based DC microgrid with communication delay, 2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC).
- [19] Hannan M.A., Faisal M., Jern Ker P., Begum R.A., Dong Z.Y., Zhang C., Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in micro-grid applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, vol. 131, 110022.

- [20] Planete energies, [online], <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-transition-energetique-francaise>. Accès [25.02.2021].
- [21] Eurostat, [online], <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/home>, Accès [25.02.2021].
- [22] Publication du Panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2020, Paris, septembre 2020.
- [23] EDF, [online], <https://www.edf.fr/>, Accès [25.02.2021].
- [24] RTE, [online], www.rte-france.com, Accès [25.02.2021].
- [25] ENEDIS, [online], <https://www.enedis.fr/>, Accès [24.02.2021].
- [26] Joint Research Centre, PV Status Report 2018, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2018.
- [27] Barzegkar-Ntovom G.A., Assessing the viability of battery energy storage systems coupled with photovoltaics under a pure self-consumption scheme, *Renewable Energy*, 2020, vol. 152, pp. 1302-1309.
- [28] Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J., Photovoltaic self-consumption in buildings: A review, *Applied Energy*, 2015, vol. 142, pp. 80-94.
- [29] Widén J., Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings, *Applied Energy*, 2014, vol. 126, pp. 199-212.
- [30] Schreiber M., Hochloff P., Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems, *IEEE power and energy society general meeting*, 2013.
- [31] Moghaddam Z., Ahmad I., Habibi D., Masoum M.A., A coordinated dynamic pricing model for electric vehicle charging stations, *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 2019, vol. 5, no. 1, pp. 226-238.
- [32] Baniasadi A., Habibi D., Al-Saedi W., Masoum M.A.S., Das C.K., Mousavi N., Optimal sizing design and operation of electrical and thermal energy storage systems in smart buildings, *Journal of Energy Storage*, 2020, vol. 28, 101186.
- [33] Stropnik R., Koželj R., Zavrl E., Stritih U., Improved thermal energy storage for nearly zero energy buildings with PCM integration, *Solar Energy*, 2019, vol. 190, pp. 420-6.
- [34] Dong S., Kremers E., Brucoli M., Rothman R., Brown S., Techno-enviro-economic assessment of household and community energy storage in the UK, *Energy Conversion and Management*, 2020, vol. 205, 112330.
- [35] McKenna E., McManus M., Cooper S., Thomson M., Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems, *Applied Energy*, 2013, vol. 104, pp. 239-49.
- [36] Das C.K., Bass O., Kothapalli G., Mahmoud T.S., Habibi D., Overview of energy storage systems in distribution networks: placement, sizing, operation, and power quality, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 91, pp. 1205-1230.
- [37] Nyholm E., Goop J., Odenberger M., Johnsson F., Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households-self consumption and self-sufficiency, *Applied Energy*, 2016, vol. 183, pp. 148-159.
- [38] Merei G., Moshvel J., Magnor D., Sauer D.U., Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications, *Applied Energy*, 2016, vol. 168, pp. 171-8.
- [39] Vieira F.M., Moura P.S., de Almeida A.T., Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings, *Renewable Energy*, 2017, vol. 103, pp. 308-320.

- [40] Munkhammar J., Grahm P., Widén J., Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging, *Solar Energy*, 2013, vol. 97, pp. 208-16.
- [41] Gudmunds D., Nyholm E., Taljegard M., Odenberger M., Self-consumption and self-sufficiency for household solar producers when introducing an electric vehicle, *Renewable Energy*, 2020, vol. 148, pp. 1200-1215.
- [42] Luthander R., Lingfors D., Munkhammar J., Widén J., Self-consumption enhancement of residential photovoltaics with battery storage and electric vehicles in communities, *ECEEE summer study on energy efficiency*, 2015.
- [43] Castillo-Cagigal M., Caama-Martín E., Matallanas E., Masa-Bote D., Gutiérrez A., Monasterio-Huelin F., et al., PV self-consumption with storage and active DSM, *Solar Energy*, 2011, vol. 85, no. 9, pp. 2338-2348.
- [44] Matallanas E., Castillo-Cagigal M., Gutiérrez A., Monasterio-Huelin F., Caamaño-Martín E., Masa D., Jiménez-Leube J., Neural network controller for active demand-side management with PV energy in the residential sector, *Applied Energy*, 2012, vol. 91, no. 1, pp. 90-97.
- [45] NASA Surface meteorology and solar energy, [online], <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. Accès [15.07.2020].
- [46] Adefarati T, Bansal RC, Bettayeb M, Naidoo R, Optimal energy management of a PV-WTG-BSS-DG microgrid system, *Energy*, 2021, vol. 217, 119358.
- [47] Ghenai C., Bettayeb M., Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/Fuel Cell/Diesel generator power system for university building, *Energy*, 2019, vol. 171, pp. 180-189.
- [48] Zhu B., Tazvinga H., Xia X., Switched model predictive control for energy dispatching of a photovoltaic-diesel-battery hybrid power system, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2015, vol. 23, no. 3, pp. 1229-36.



Chapitre VI

*Surveillance en temps réel, simulation et
analyse de performance du système PV
connecté au réseau*

Chapitre VI
Surveillance en temps réel, simulation et
analyse de performance du système PV
connecté au réseau

VI.1 Introduction

Avec l'augmentation globale de la capacité photovoltaïque observée dans différents endroits, l'évaluation des systèmes et des technologies solaires photovoltaïques est devenue une question importante pour déterminer leur pertinence pour un endroit bien déterminé. De nombreux facteurs techniques et climatiques peuvent influencer la performance du système photovoltaïque: le plan d'irradiation de l'installation, la température, la vitesse du vent, l'humidité, la technologie des modules PV utilisés, la poussière et la dégradation, etc. En outre, l'étude des installations photovoltaïques dans des conditions extérieures réelles et la recherche sur les performances des systèmes permettent de déterminer les avantages techniques, économiques et environnementaux en termes de (rendement annuel, réduction des émissions, et l'investissement dans la technologie solaire photovoltaïque).

De nombreuses études ont été publiées sur les performances des systèmes photovoltaïques, soit par simulation, soit par des études de cas réels, dans des conditions climatiques et lieux géographiques différents tels que en Mauritanie [1, 2], Malaisie [3], Koweït [4], Maroc [5], Turquie [6], Iran [7], New Delhi [8], Chine [9], Anatolie centrale [10], Algérie [11], Pologne [12] et Jordanie [13].

Dans [14], les caractéristiques et l'analyse de performance des panneaux photovoltaïques multicristallins installés en conditions réelles à Athènes, en Grèce, sont présentées. En Palestine [15], trois systèmes photovoltaïques connectés au réseau de 5 kWc chacun ont été évalués en termes techniques et économiques à l'aide de données mesurées au cours de deux ans de fonctionnement. Par ailleurs, à Adrar, au Sud de l'Algérie [16], une analyse de performance d'un système photovoltaïque de 28 kWc installé sur le toit de l'unité de recherche sur les énergies renouvelables de la région saharienne a été réalisée. Au Tamilnadu, en Inde [17], une installation photovoltaïque de 80 kWc connectée au réseau, installée en avril 2015 sur le campus de GRT IET, a été surveillée pendant six mois.

À Kumasi, Ghana, l'analyse de performance d'un système photovoltaïque de 20 kW installé dans un climat tropical humide sur le toit des bâtiments de l'université Kwame Nkrumah a été réalisée au moyen de cinq technologies de cellules solaires différentes [18]. À Sohar, Oman [19], une pratique de conception et d'évaluation des systèmes photovoltaïques utilisant des données horaires relatives à la température ambiante et au rayonnement solaire a été mise en place. Le système photovoltaïque de 1.4 kWp installé sur le toit raccordé au réseau a été mis en œuvre de manière pratique et testé pendant une période de six mois afin d'évaluer sa faisabilité et sa productivité.

En Afrique du Sud [20], un système PV de 3.2 kWc raccordé au réseau et composé de 14 modules en silicium poly-cristallin a été étudié, la performance simulée et la performance réelle mesurée ont été comparées et analysées. À Tanger, au Maroc [21], l'étude et l'analyse de performance d'un système PV de 2 kWc connecté au réseau et installé sur le toit de la faculté des sciences et de la technologie ont été réalisées en tenant compte du rendement final, du facteur d'utilisation de la capacité, du rapport de performance, et l'efficacité du système. Dans la référence [22], l'auteur analyse la performance d'un système photovoltaïque de 2.2 kWc à Fortaleza, au Brésil. Le système a été supervisé de Juin 2013 à mai 2014 en termes de rendement, de rapport de performance, de facteur de capacité, ainsi que les pertes du système ont été analysées.

Dans [23], les données de surveillance sur une période de 43 mois ont été utilisées pour analyser la performance d'un système PV de 960 kWc installé dans le sud de l'Italie. La performance d'un système photovoltaïque connecté au réseau de 27 kWp qui fonctionne dans les conditions climatiques du Suriname a été surveillée et rapportée. Les paramètres mesurés du système ont été comparés aux valeurs obtenues lors de la simulation du système à l'aide du logiciel PVsyst [24].

D'après la synthèse, nous confirmons que le taux d'installation des systèmes photovoltaïques est en augmentation et que, par conséquent, il existe un nombre croissant de papiers de recherche portant sur la faisabilité technique et économique des différents types de systèmes photovoltaïques. En plus, les études montrent que l'efficacité des systèmes photovoltaïques dépend de divers facteurs tels que l'emplacement de système, données techniques, et les conditions climatiques, etc. Ainsi, il existe deux moyens d'après la littérature qui peuvent être utilisés pour comprendre et analyser la performance opérationnelle des systèmes photovoltaïques; soit par simulation, soit par analyse expérimentale.

En outre, diverses études ont porté sur la simulation de systèmes photovoltaïques à l'aide de logiciels, notamment Solar Advisory Model (SAM), PVsyst, PV Online, Solar-GIS, etc. Cependant, les outils les plus populaires tels que PVGIS, PV Watts et HOMER (pour l'évaluation de la performance des systèmes photovoltaïques) ne sont pas largement rapportés dans la littérature. De plus, la plupart des documents de recherche utilisent un seul logiciel d'analyse de performance et de productivité photovoltaïque. Seuls quelques documents présentant une comparaison entre les données mesurées et les résultats obtenus à l'aide de logiciels. Cependant, l'étude réelle dans des conditions expérimentales du système PV dans une telle région pour analyser sa performance et déterminer son potentiel reste la plus réaliste et la plus fiable car elle est basée sur des données réelles provenant d'un système photovoltaïque déjà existant et installé. Dans le contexte français, il existe peu d'informations disponibles dans la littérature sur la faisabilité des systèmes photovoltaïques. À notre connaissance, il n'existe aucune étude sur l'analyse et l'évaluation de la performance de production énergétique des systèmes photovoltaïques fonctionnant en conditions réelles dans cette région.

Ce chapitre, réalisé au sein du laboratoire IRIMAS, représente la première analyse de performance d'un système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau électrique ERDF (Électricité Réseau Distribution France), installé en Août 2018 à l'Institut Universitaire de Technologie (IUT) de Mulhouse, France. L'analyse porte sur les résultats obtenus lors de la surveillance du système durant la période comprise entre Août 2018 et Mai 2020. Divers paramètres de performance conformément à la norme IEC 61724 de l'Agence Internationale de l'Energie ont été calculés à partir des résultats mesurés, notamment la production énergétique du système, le facteur de rendement (YF), le facteur d'utilisation de la capacité (CUF) et les émissions de CO₂ qu'il permet le système d'éviter.

Ensuite, le système photovoltaïque de 2.4 kWc est simulé à l'aide de trois logiciels de simulation largement connus PVGIS, PV Watts, et HOMER. Les résultats obtenus en termes de YF et CUF ont été comparés aux résultats de systèmes photovoltaïques installés dans différents endroits en Europe, en Asie et en Afrique. Les résultats de la simulation du système à l'aide de différents logiciels sont présentés, analysés et comparés aux résultats de performance réels.

VI.2. Description de l'étude de cas et données disponibles

VI.2.1. Localisation et conditions climatiques

Le système photovoltaïque de 2.4 kWc, qui a été mis en service début Août 2018, a été installé en conditions extérieures à l'Institut universitaire de technologie (IUT) de Mulhouse, dans l'est de la France. L'université est située à 47°43,8' de latitude nord et 7°18,1' de longitude est. La Figure VI.1 montre la localisation de l'IUT et de la ville de Mulhouse sur la carte de France.

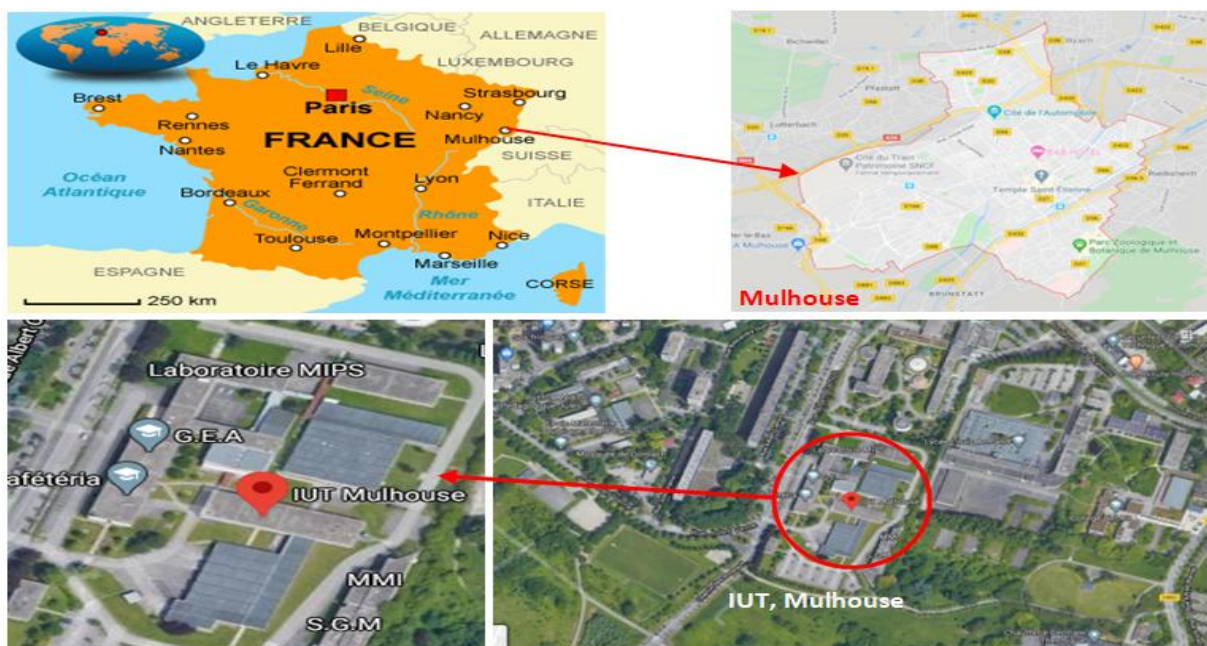


Figure VI.1. Localisation de l'IUT et de la ville de Mulhouse sur la carte de France.

VI.2.2. Description du système

La Figure VI.2 ci-dessous montre l'architecture d'un système photovoltaïque raccordé au réseau, qui est à l'origine composé de panneaux photovoltaïques produisant du courant continu en fonction des conditions météorologiques. Ensuite, un onduleur a été utilisé pour convertir le courant continu du générateur PV en courant alternatif de 230-240 V et synchronisé avec la fréquence du réseau de 50 Hz. Ce courant est ensuite soit consommé, soit injecté dans le réseau électrique public.

Le système photovoltaïque étudié avait une puissance nominale de 2.4 kWc et a été mis en service début Août 2018, et composé de 8 modules de la technologie monocristalline à orientation verticale, et chaque panneau avait une puissance nominale de 300 Wc.

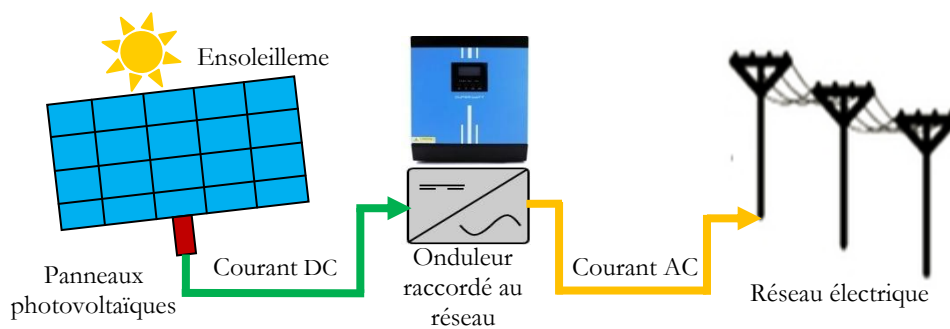


Figure VI.2. Schéma simplifié du système photovoltaïque raccordé au réseau.

L'angle d'inclinaison du module photovoltaïque est l'angle auquel les panneaux sont montés par rapport à l'horizontale, dans lequel un angle d'inclinaison de 0° signifie la position horizontale et 90° signifie la position verticale. Selon la littérature, généralement dans le cas du système fixe, la puissance photovoltaïque annuelle maximale est obtenue à un angle d'inclinaison approximativement égal à la latitude de l'emplacement du site. Comme les angles d'ensoleillement changent avec l'heure du jour et la saison, la technologie de suivi solaire peut ajuster l'angle d'inclinaison et l'azimut du panneau solaire afin de maximiser l'exposition aux rayons du soleil pour obtenir la plus grande intensité d'irradiation solaire, et par conséquent la production photovoltaïque la plus élevée. Dans notre cas, les modules PV étaient montés sur des cadres métalliques orientés vers le sud et soutenus par une colonne fixe en béton comme il est montré dans la Figure VI.3.

De plus, un dispositif de suivi solaire vertical qui suit la direction est-ouest pour le réglage de l'azimut a été intégrée au système afin de maximiser l'efficacité de la conversion de l'énergie solaire. Il est important de noter que chacun de ces 4 panneaux photovoltaïques est monté séparément et que chacun de deux modules est connecté à un micro-onduleur.

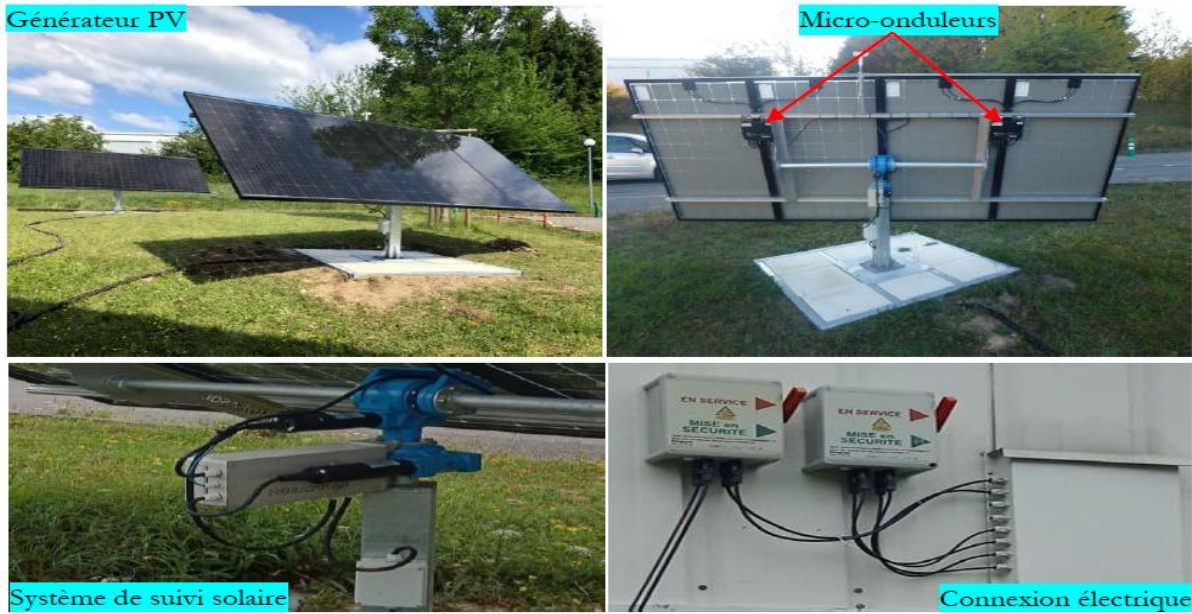


Figure VI.3. Photos du système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau électrique.

Les Tableaux VI.1 et VI.2 récapitulent les spécifications détaillées des modules photovoltaïques utilisés sous les conditions d'essai standard (1000 W/m^2 , 25°C) ainsi que les principaux paramètres techniques du micro-onduleur.

Les convertisseurs intégrés aux modules (micro-onduleurs) comprennent un système de suivi du point de puissance maximale qui permet d'utiliser au mieux tous les modules PV pour maximiser la production d'énergie et offre une combinaison de fiabilité et d'efficacité élevées. Il s'agit d'un nouveau micro-onduleur innovant connecté au réseau, doté d'une fonction de gestion du facteur de puissance. En outre, il utilise les dernières technologies de communication pour une gestion et un contrôle intelligents de l'installation par l'ajustement du facteur de puissance. De cette manière, il répond aux besoins des fournisseurs d'énergie en leur facilitant l'intégration au réseau.

Tableau VI.1. Spécifications techniques et électriques détaillées du module PV.

Type de module	Monocristalline
Fabricant	VOLTEC
Poids	18.6 kg
Dimensions et quantité/panneau	156 x 156 mm/60 cellules
Tension à puissance maximale, V_{pmax}	33.4 V
Courant à puissance maximale, I_{pmax}	9.0 I
Puissance maximale à STC	300 Wc
Courant de court-circuit	9.5 A
Tension de circuit ouvert	40.4 V
Coefficient de température de Pmax	-0.395%/°C
Coefficient de courant de court-circuit	0.027%/°C
Coefficient de tension en circuit ouvert	-0.293%/°C
Tolérance de puissance	De +0 à +5Wc
Performance de surface	18.1%

Tableau VI.2. Spécifications techniques de l'onduleur.

Modèle	Type YC600
Données d'entrée (DC)	
Puissance de module recommandée (STC)	250 Wc-365 Wc /60-72 cellules
Tension d'entrée DC maximale	55 V
Courant d'entrée DC maximum	12 A x 2
Plage de tension de fonctionnement	16 V- 55 V
Données de sortie (AC)	
Puissance de sortie maximale	600 VA
Tension de sortie nominale	230 V
Courant de sortie nominal	2.39 A
Fréquence nominale	50 Hz
Efficacité	
Efficacité maximale	95.5 %
Efficacité nominale du MPPT	99.5 %

VI.3. Analyse de performance du système

Pour l'analyse de performance du système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau, nous avons utilisé les indicateurs de performance donnés par la norme IEC 61724 développés par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). La production d'énergie par le système photovoltaïque, YF, CUF, et les émissions de CO₂ sont les différents paramètres utilisés, qui sont récapitulés dans le Tableau III. 5 du chapitre III.

VI.4. Résultats et discussion

VI.4.1. Analyse des paramètres météorologiques

L'évaluation et l'analyse des données climatiques de la zone d'étude est une étape importante dans l'analyse de la performance du système PV. Les données météorologiques peuvent être importées de diverses sources et logiciels tels que la base de données METEONORM, l'outil PVGIS d'estimation de la production photovoltaïque, la NASA, etc. Pour notre recherche, les données de la région en ce qui concerne la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire (kWh/m²/jour), la vitesse du vent, l'indice de clarté, la température ambiante ont été collectées à partir de la base de données NASA (surface de météorologie et énergie solaire) au moyen du logiciel HOMER. Les données météorologiques sont présentées dans le Tableau VI.3.

Tableau VI.3. Données météorologiques et conditions climatiques du site étudié.

Mois	Rayonnement (kWh/m ² /j)	Indice de clarté	Vitesse du vent (m/s)	Température ambiante (°C)
Janvier	1.24	0.424	6.4	-1.89
Février	2	0.454	4.92	-0.72
Mars	3.16	0.475	5.85	2.97

Avril	4.17	0.461	4.84	6.36
Mai	5.06	0.467	4.69	11.47
Juin	5.67	0.49	3.71	14.63
Juillet	5.75	0.517	3.74	17.14
Août	4.97	0.52	3.77	17.22
Septembre	3.51	0.481	4.28	12.69
Octobre	2.14	0.433	4.34	8.48
Novembre	1.32	0.413	5.83	2.3
Décembre	0.98	0.393	5.89	-0.64

Le site concerné reçoit une moyenne quotidienne de rayonnement solaire de $3.33 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, la valeur la plus basse est de $0.98 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ en Décembre. Un maximum de $5.75 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ est enregistré pendant le mois de Juillet. Les valeurs minimales et maximales de la vitesse du vent sont respectivement de 3.71 m/s et 6.4 m/s , tandis que la vitesse moyenne annuelle du vent dans la zone est de 4.86 m/s . L'indice de clarté annuel moyen est de 0.46 . La température ambiante varie entre le maximum de $17.22 \text{ }^\circ\text{C}$ qui est enregistré en Août et le minimum est enregistré en Décembre avec $-0.64 \text{ }^\circ\text{C}$.

VI.4.2. Analyse de la puissance de sortie photovoltaïque

La performance du système PV de 2.4 kWc connecté au réseau a été surveillée depuis le début de l'installation du système Août 2018 jusqu'au 31 Mai 2020. Nous avons d'abord analysé la puissance de sortie du système photovoltaïque, les données quotidiennes du système ont été mesurées du lever au coucher du soleil pour un intervalle de 5 minutes. Les Figures VI.4 et VI.5 montrent la production d'énergie quotidienne du système PV pour les deux années 2019 et 2020 pour un jour d'hiver (Janvier 01) et aussi pour un jour d'été (Juin 01), respectivement, afin de démontrer l'effet des conditions météorologiques sur la production énergétique.

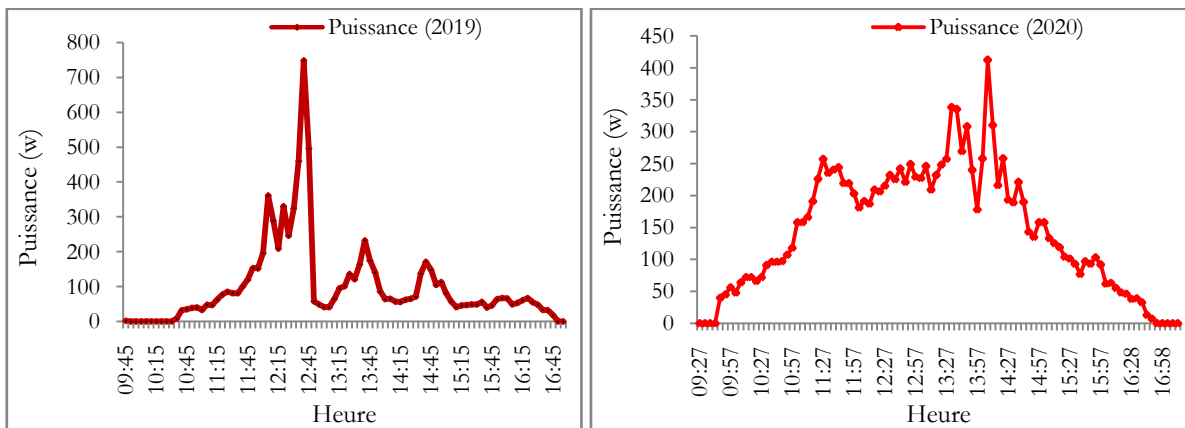


Figure VI.4. Puissance journalière du système photovoltaïque pendant une journée d'hiver (Janvier 01).

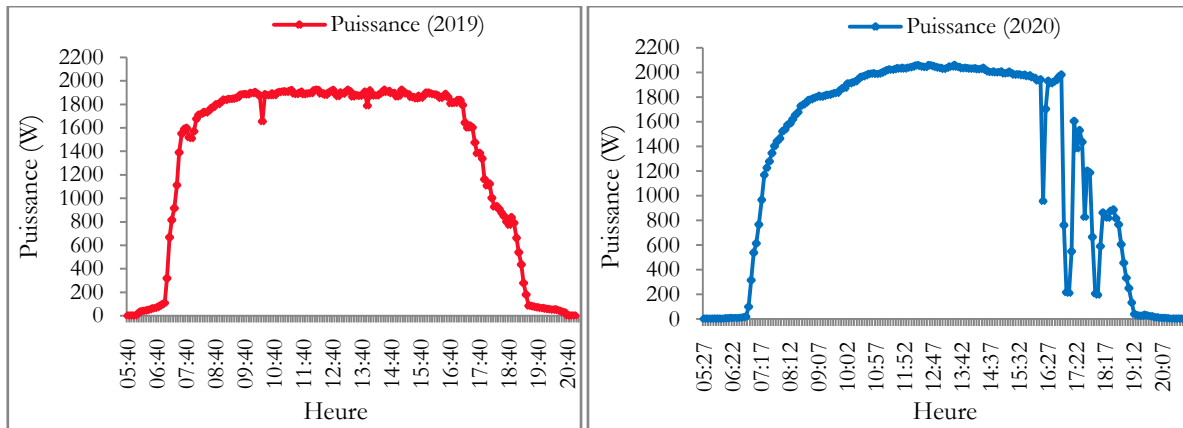


Figure VI.5. Puissance journalière du système photovoltaïque pendant une journée d'été (01 Juin).

Dans la courbe de la Figure VI.5, nous observons la planéité de la puissance de sortie du système au lieu de la courbe en cloche la plus connue, c'est-à-dire un pic autour de 12h00 et/ou 13h00. Le profil de puissance de cette forme pendant la journée est dû à la présence du suiveur solaire intégré dans le système, qui est sert à capter l'irradiation solaire maximale pour une productivité maximale du système.

Les Figures VI.6, VI.7 et VI.8 montrent, respectivement, la production totale d'énergie instantanée en courant alternatif du système PV sur la période surveillée, y compris (du 10 Août au 31 Décembre) pour l'année 2018, une année complète de 2019 (du 1^{er} Janvier au 31 Décembre), et de la production PV pendant les mois de l'année 2020 (du 1^{er} Janvier au 31 Mai).

Le système PV a été installé en août, c'est-à-dire pendant les mois d'été lorsque le potentiel solaire est élevé, ce qui justifie la forte production d'énergie journalière pendant cette période (16.71 kWh) pour la date de 11 Août 2018, comme le montre la Figure VI.6. Par la suite, l'énergie produite diminue au cours du temps et présente des valeurs faibles en novembre et Décembre, avec environ 0.36 kWh le 2 Décembre 2018.

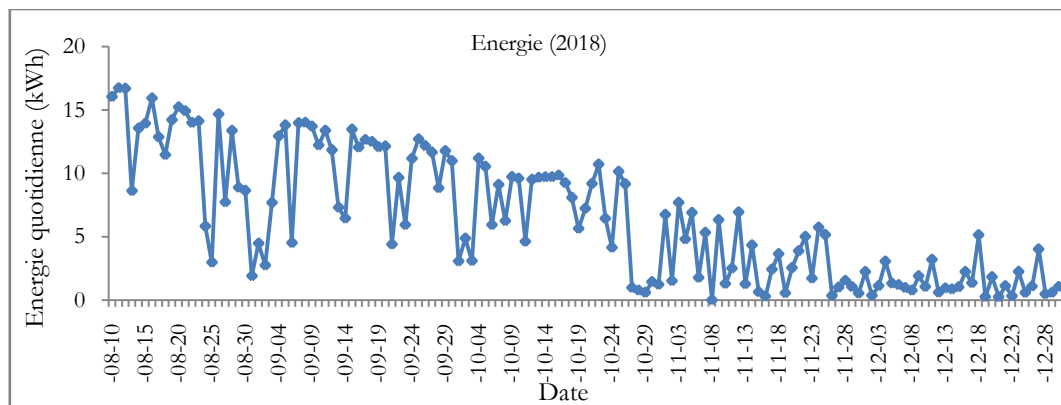


Figure VI.6. Production quotidienne d'énergie pour 2018 (du 10 Août au 31 Décembre).

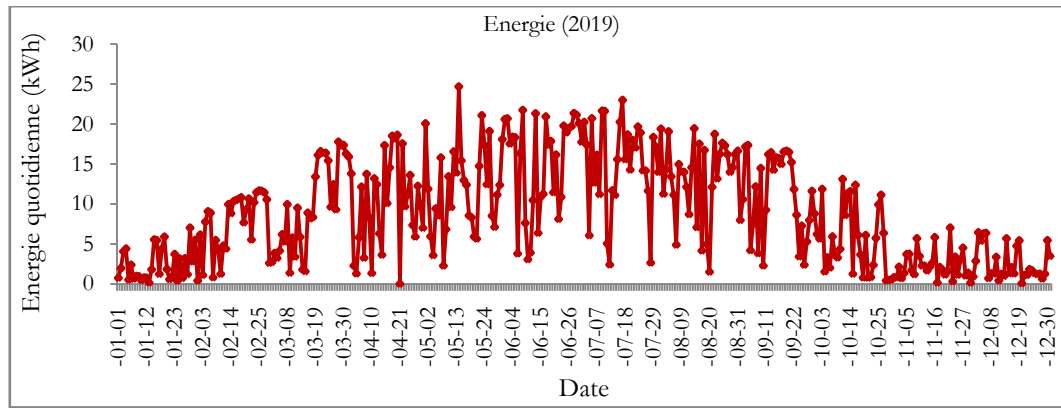


Figure VI.7. Production quotidienne d'énergie pour une année complète de 2019.

Pour l'année 2019 (du 1^{er} Janvier au 31 Décembre), les valeurs les plus élevées de l'énergie produite sont concentrées pendant la période estivale ainsi que pendant les mois de Mai, Juin et Juillet, c'est-à-dire pendant lesquels le rayonnement solaire est relativement plus important. La production maximale est observée pour le 14 Mai 2019 avec 24.67 kWh. En revanche, les valeurs les plus faibles de l'énergie produite journalière ont été observées pendant les mois pluvieux (Janvier, Décembre...), à savoir 0.06 kWh et 0.15 sont observés pour les dates du 20 Décembre et du 13 Janvier, respectivement.

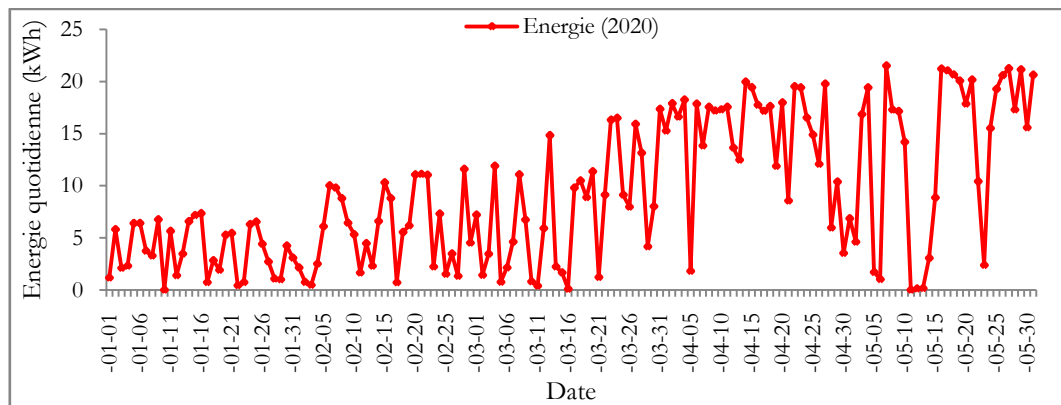
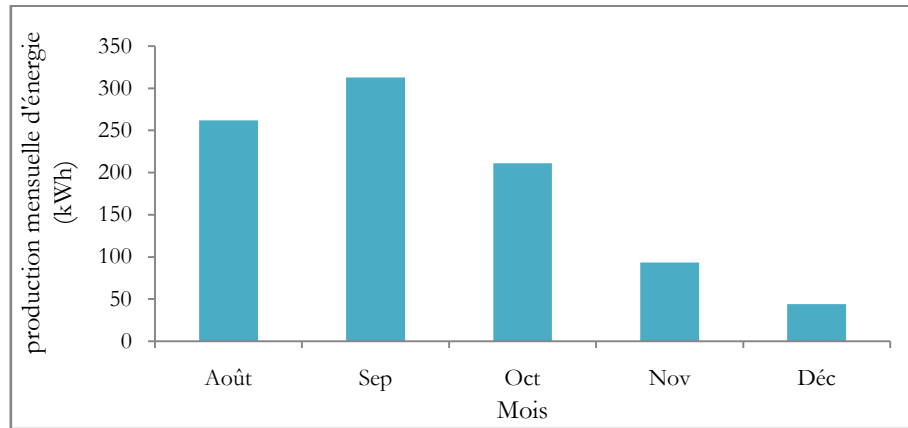


Figure VI.8. Production quotidienne d'énergie pour 2020 (du 1er Janvier au 31 Mai).

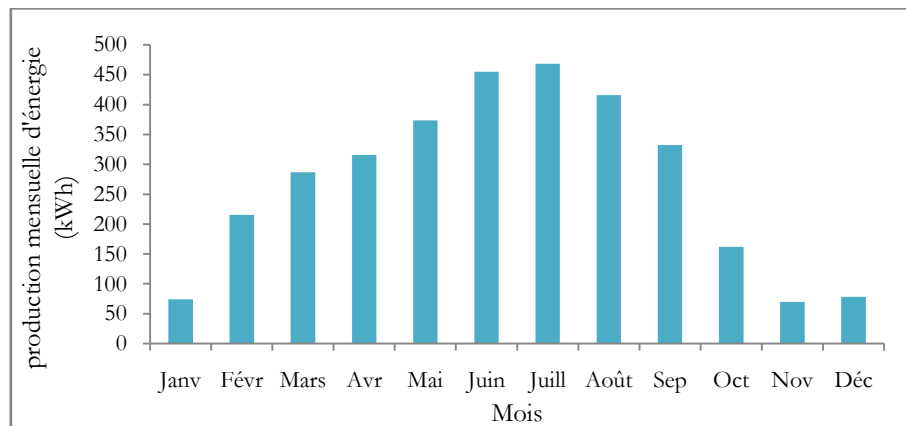
Pour l'année 2020 (Figure VI.8), nous constatons que la production journalière d'énergie augmente progressivement vers la période la plus productive du système photovoltaïque où les rayonnements solaires sont relativement plus élevés. D'après les résultats, la production énergétique maximale est estimée à 21.52 kWh pour la date de 07 Mai 2020.

La Figure VI.9 montre l'énergie totale produite par mois pendant la période de fonctionnement du système photovoltaïque. Au cours de la période de fonctionnement du système pendant l'année 2018 (Figure VI.9a), la production totale d'énergie par mois a varié entre un minimum de 43.99 kWh en Décembre et un maximum de 312.91 kWh en Septembre. La faible valeur de l'énergie produite en Août malgré le rayonnement solaire relatif élevé, est justifiée par la courte période de fonctionnement

du système pendant ce mois. Pour l'année 2019 (Figure VI.9b), la production mensuelle d'électricité est augmentée de Janvier à Juillet, puis diminue progressivement jusque le mois de Décembre. La période la plus productive du système photovoltaïque est enregistrée pour les mois de juin et juillet avec 455,18 kWh et 468,44 kWh, respectivement. Cependant, selon les résultats, la valeur la plus faible de l'électricité produite mensuellement est de 69.79 kWh (en Novembre et 74.03 kWh en Janvier 2019).



(a)



(b)

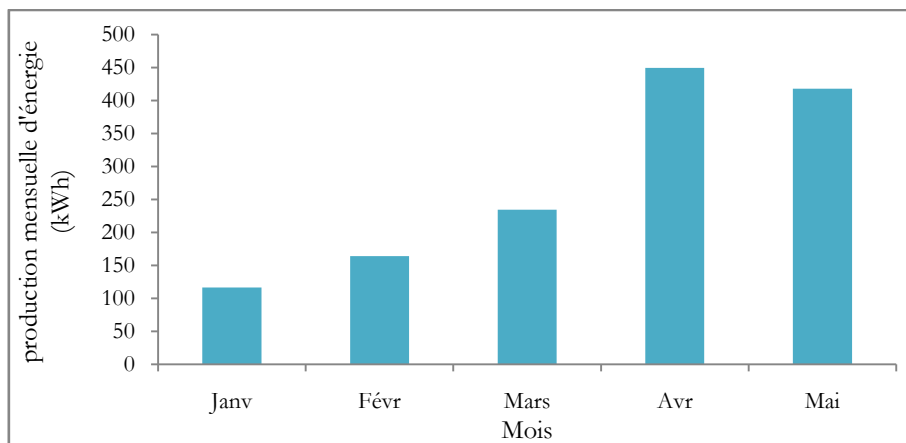


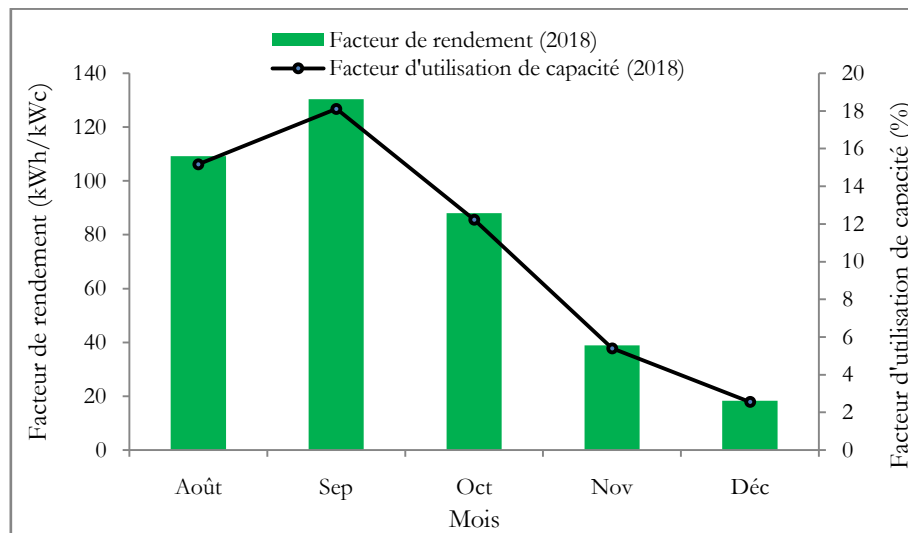
Figure VI.9. Variation mensuelle de la production d'énergie pour l'année 2018 (a), 2019 (b), et 2020 (c).

En outre, les résultats indiquent que pour l'année 2020, c'est-à-dire du 1^{er} Janvier au 31 Mai (Figure VI.9c), la valeur la plus faible de l'énergie mensuelle produite est de 116.29 kWh en Janvier, et la valeur la plus élevée de l'énergie produite pendant la même période est enregistrée en Avril 2020 avec 449.73 kWh. La comparaison de la production énergétique entre les années 2019 et 2020 pendant la période du 1^{er} Janvier au 31 Mai montre que la production d'énergie en 2020 est supérieure à celle de l'année 2019. En plus, il est important de noter que la production d'énergie pour la période d'Août à Décembre de l'année 2019 (1057.64 kWh) est plus élevée que celle de l'année 2018 (923.41 kWh).

Le système photovoltaïque de 2.4 kWc produit sur une base annuelle un total de 968.43 kWh, 3246.47 kWh et 1382.75 kWh pour les années 2018, 2019 et 2020, respectivement. L'énergie produite par le système pendant sa durée de vie et les émissions rejetées sont estimées à 5597.65 kWh et 4.17 tonnes. Par conséquent, la production d'énergie à base du système solaire est une option écologique intéressante.

VI.4.3. Variation d'YF et de CUF

Le YF représenté en kWh/kWc et le CUF en % ont été calculés à l'aide des équations (Tableau III.3 du chapitre III), et sont utilisés pour définir la performance du système PV. La Figure VI.10 montre la variation mensuelle du FY et du CUF du système photovoltaïque étudié sur la période de fonctionnement de chaque année. On peut voir que les valeurs les plus faibles ont été enregistrées pendant les mois pluvieux (Janvier, Février, Octobre et Décembre).



(a)

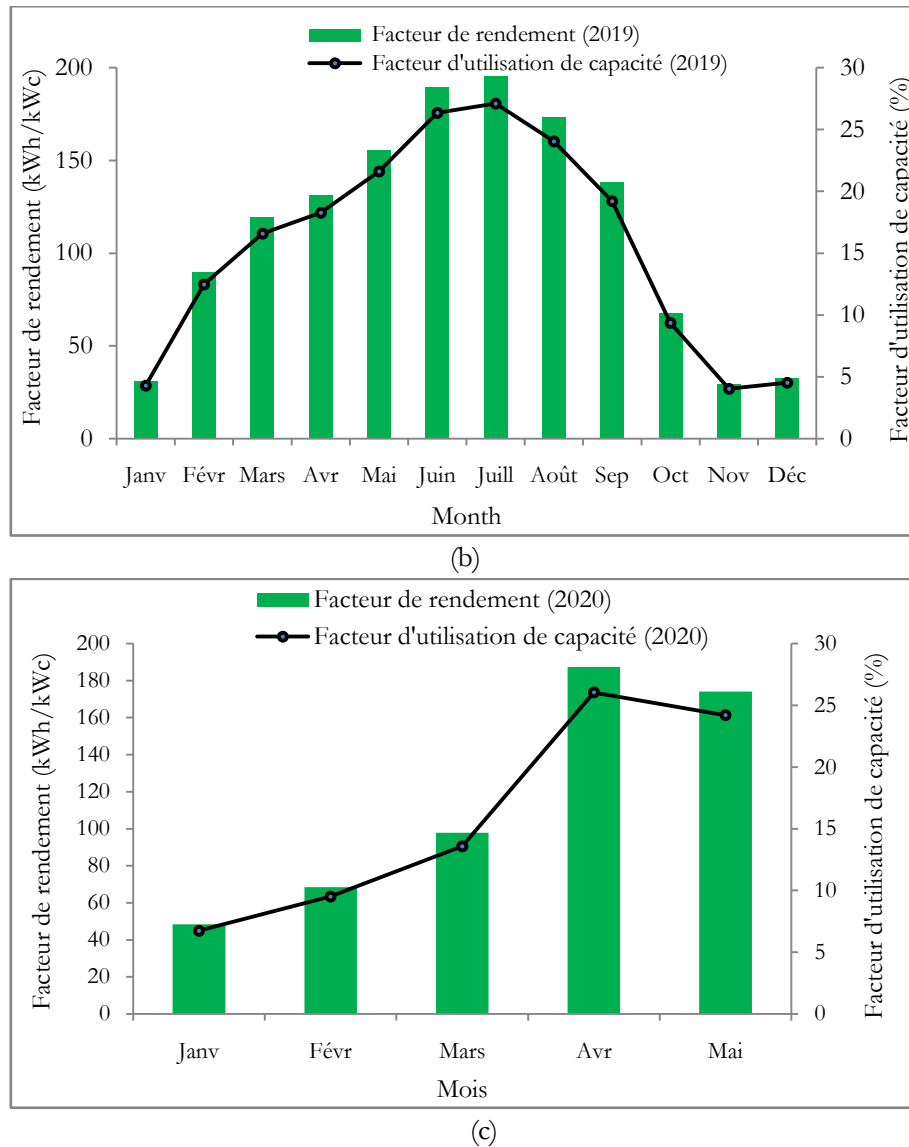


Figure VI.10. Variation mensuelle du facteur de rendement et du facteur d'utilisation de capacités pour 2018 (a), 2019 (b) et 2020 (c).

Pour l'année 2018, la valeur moyenne mensuelle minimale et maximale du facteur de rendement est enregistrée respectivement dans le mois de Décembre 18.32 kWh/kWc, et de Septembre avec 130.37 kWh/kWc. De même, la valeur maximale mensuelle du CUF est de 18.1% correspondant à la production d'électricité la plus élevée 312.91 kWh, tandis que la valeur moyenne mensuelle minimale est estimée à 2.54% associée à la production d'électricité la plus faible de 43.99 kWh qui est observée pour le mois de Septembre. La moyenne mensuelle du CUF du système photovoltaïque pour les cinq (5) mois de fonctionnement en 2018 est estimée à 10.61%. La valeur mensuelle la plus élevée du YF et du CUF observée de 195.18 kWh/kWc et 27.10% est enregistrée en Juillet 2019, avec un minimum de 29.08 kWh/kWc et 4.04% enregistré en Novembre en raison de la plus faible énergie produite pendant cette période. Le système photovoltaïque de 2.4 kWc donne approximativement la valeur moyenne annuelle de CUF avec 15.65% et un YF quotidien de 3.75 kWh/kWc/jour.

Cependant, pendant la période de fonctionnement du système en 2020 (du 1^{er} Janvier au 31 Mai), 187.38 kWh/kWc et 26.02% sont respectivement les valeurs mensuelles maximales de YF et de CUF, observées en Avril 2020. Le minimum est enregistré en janvier en raison du potentiel solaire qui est également faible pendant cette période. Le CUF mensuel moyen du système PV pour cette période de fonctionnement est de 16.00%.

VI.4.4. Analyse comparative

Le facteur de rendement et le facteur d'utilisation de la capacité sont des paramètres importants qui peuvent être utilisés pour l'évaluation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Le Tableau VI.4 résume les résultats de comparaison de l'énergie finale YF et CUF obtenue pour le système de 2.4 kWc avec d'autres résultats pour différents systèmes installés dans différents endroits en Europe, en Asie, et en Afrique.

Tableau VI.4. Comparaison de la performance des systèmes PV installés à différents endroits.

Emplacement	Technologie PV	Taille du système (kWc)	YF (h/j)	CUF (%)	Référence
Adrar, Algérie	mc-Si	28	4.42	18.58	[16]
Tamilnadu, Inde	mc-Si	80	4.45	18.26	[17]
Kumasi, Ghana	mc-Si	20	2.75	11.47	[18]
Sohar, Oman	p-Si	1.4	5.14	21	[19]
Eastern Cape, Afrique du Sud	P-Si	3.22	4.9	20.41	[20]
Tanger, Maroc	p-Si	2	4.72	19.71	[21]
Fortaleza, Brésil	-	2.2	4.6	19.2	[22]
Lecce, Italie	m-Si	960	3.8	15.6	[23]
Paramaribo, Suriname	pc-Si	27	3.7	15.5	[24]
Dublin, Irlande	mc-Si	1.72	2.4	10.1	[25]
Casablanca, Maroc	a-Si	2.04	4.33	18.05	[26]
Bhubaneswar, Inde	p-Si	11.2	3.67	15.27	[27]
Mugla, Turquie	p-Si	2.73	3.87	-	[28]
Chania, Grèce	a-Si/ μ c-Si	2.18	4.2	-	[29]
Mulhouse, France	mc-Si	2.4	3.75	15.65	Notre cas

L'YF moyen de ce système photovoltaïque (3.75 h/j) est parfois inférieur et parfois supérieur à d'autres systèmes dans le monde. Elle est supérieure à celle de certaines études antérieures comme celles de l'Irlande (2.4 h/j), du Suriname (3.7 h/j), et du Ghana (2.75 h/j), et aussi similaire aux résultats de la majorité des systèmes photovoltaïques trouvés dans la littérature.

La même chose pour la moyenne annuelle du CUF du système photovoltaïque, qui est inférieure parfois ou supérieure parfois à celle de plusieurs systèmes et relativement proche de celle de certains sites en Italie, à Bhubaneswar en Inde, et à Paramaribo au Suriname.

VI.5. Simulation du système photovoltaïque

À titre de comparaison et de validation, le système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau électrique est également simulé à l'aide de trois progiciels populaires, notamment PVGIS, PV Watts et le logiciel HOMER. L'objectif est d'évaluer et de prévoir la production totale d'énergie mensuelle et annuelle, et aussi pour la comparaison en termes de faisabilité et d'analyse de performance. Dans cette section, nous avons présenté et analysé la comparaison entre les résultats mesurés et ceux obtenus par la simulation du système photovoltaïque, en termes de puissance produite, de facteur de rendement et de facteur d'utilisation de la capacité.

VI.5.1. PVGIS

Le PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System (voir annexe)), est l'un des principaux outils utilisés pour l'estimation de l'irradiation solaire, la production photovoltaïque et l'analyse de la performance technique ainsi les paramètres économiques. Ce logiciel permet de calculer la production mensuelle et annuelle d'électricité pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau et également pour les sites isolés en Europe, en Afrique et maintenant en Asie et en Amérique.

De nombreux paramètres d'entrée sont nécessaires pour la simulation par le logiciel PVGIS, à savoir l'emplacement du site, la sélection de la base de données de l'irradiation, la puissance nominale du système, la technologie des cellules, le type d'installation, les angles d'inclinaison et d'azimut, et le prix de l'électricité PV. L'utilisateur de l'outil PVGIS peut effectuer différents types d'analyses telles que la performance des systèmes PV raccordés au réseau et/ou hors réseau électrique, la performance du suiveur solaire photovoltaïque, les données d'irradiation solaire sur les bases horaires, quotidiennes et mensuelles, et aussi les fichiers de l'année météorologique typique (TMY).

VI.5.2. PV Watts

Le calculateur PV Watts (voir annexe) est un outil très utile développé par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL). Il permet d'estimer la production d'énergie et le coût énergétique des systèmes d'énergie photovoltaïque connectés au réseau dans le monde entier.

Le logiciel permet aux propriétaires de maisons, de petits bâtiments, de même qu'aux installateurs, d'estimer facilement la performance de système photovoltaïque à partir de certaines données d'entrée, notamment l'emplacement, la taille du système, le type de module, l'angle d'inclinaison et l'azimut. Il a également la capacité d'estimer l'irradiation solaire mensuelle et annuelle, et la production d'énergie photovoltaïque sur la base horaire.

Les données en termes de ressources solaires sont les données qui décrivent et montrent les conditions météorologiques à l'emplacement du système. Dans ce cas, les données de rayonnement pour l'emplacement sélectionné sont tirées de la Base de données nationale sur le rayonnement solaire

(en anglais National Solar Radiation Database NSRDB) du NREL pour la ville la plus proche dans laquelle la base de données TMY2 et TMY3 est disponible.

VI.5.3. Logiciel HOMER

Le logiciel HOMER développé par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL), est utilisé pour l'étude de la faisabilité technico-économique de configurations possibles avec différentes technologies (photovoltaïque, hydroélectrique, éolienne, piles à combustible, stockage, et diesel) pour des applications hors réseau et connectées au réseau électrique.

Le logiciel nécessite la connaissance des données économiques, techniques et des contraintes pour modéliser chaque configuration et effectuer l'analyse de sensibilité. Dans ce chapitre, HOMER est utilisé pour modéliser et évaluer le système PV connecté au réseau. La Figure VI.11 montre les étapes de la simulation du système PV de 2.4 kWc au moyen de différents outils.

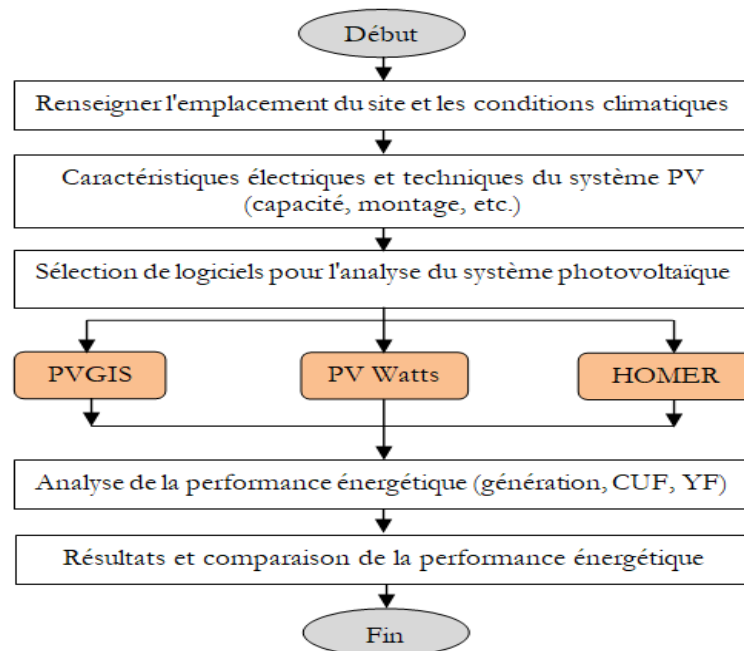


Figure VI.11. Étapes de la simulation du système photovoltaïque.

De plus, d'autres hypothèses et données d'entrée ont été utilisées pour la simulation du système photovoltaïque de 2.4 kWc, notamment l'emplacement (latitude et longitude), la taille du système PV, la base de données de radiation solaire, l'angle d'inclinaison, les pertes du système et d'autres facteurs. Le Tableau VI.5 donne la liste des hypothèses de base et des spécifications nécessaires pour faire la simulation du système PV.

En outre, les potentiels des ressources solaires ont été tirés des bases de données de rayonnement disponibles dans PVGIS et NREL, y compris la base de données PVGIS-SARAH. On notera que les différents logiciels PVGIS, HOMER, et PV Watts ont la possibilité de simuler différents types de

suivi solaire, y compris à axe horizontal, à axe vertical, ainsi que les systèmes de suivi solaire à deux axes.

Tableau VI.5. Hypothèses et spécifications pour la simulation de systèmes PV.

Hypothèses	Valeur/information
Nom du lieu	IUT de Mulhouse, France
Latitude	47°43.8' Nord
Longitude	7°18.1' Est
Puissance crête du système PV	2.4 kWc
Suivi solaire	Axe vertical
Angle d'inclinaison	45 degré
Orientation	Orientation sud
Taux de couverture au sol	0.4
Pertes de système	14%
Efficacité de l'onduleur	96%
Rapport DC/AC	0.9%

En conséquence, la Figure VI.12 montre la production d'énergie mensuelle mesurée du système solaire photovoltaïque, ainsi que les valeurs estimées à l'aide d'outils de simulation. La production énergétique mensuelle mesurée varie d'un minimum de 74.03 kWh en Janvier à un maximum de 468.44 kWh en Juillet, avec une production énergétique annuelle totale de 3246.46 kWh. D'après les résultats de la simulation, l'énergie maximale de sortie AC du système PV est estimée à 448.9 kWh en Juillet à l'aide de l'outil PVGIS, la production minimale est estimée à 138,7 kWh en Décembre. Dans le cas de logiciel PV Watts, la production mensuelle d'énergie est observée maximum de 430 kWh en Mars et un minimum de 67 kWh en Décembre. Pour le logiciel HOMER, la production mensuelle d'énergie du système varie d'un minimum de 66 kWh pour le mois de Décembre au maximum généré pendant le mois de Juillet avec 428 kWh.

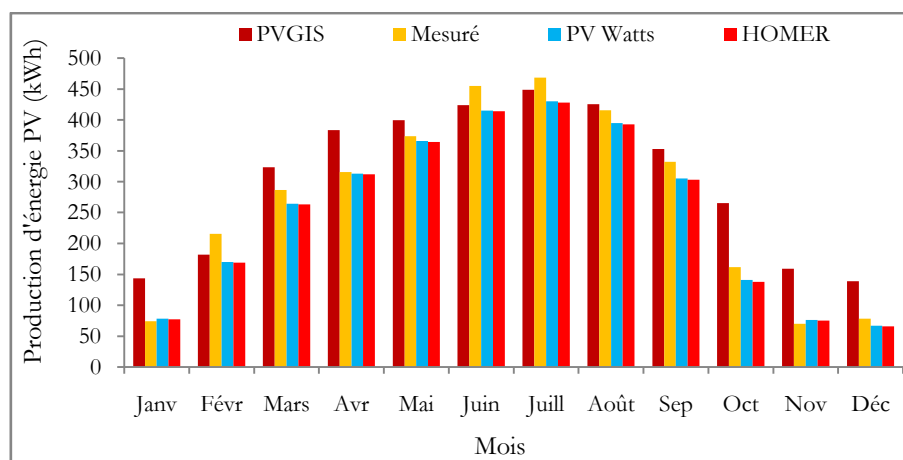


Figure VI.12. Production d'énergie du système mesurée par rapport à la simulation.

Le système photovoltaïque simulé produit un total annuel de 3002 kWh pendant 4348 heures de fonctionnement avec une capacité nominale, une puissance moyenne, une puissance maximale, et un

facteur de capacité de 2.4 kWc, 0.343 kW, 2.66 kW et 14.3%, respectivement. L'énergie annuelle totale mesurée produite par le système PV est de 3246.46 kWh. Les résultats de simulation correspondants pour la production annuelle d'énergie sont de 3645.2 kWh, 3020 kWh et 3002 kWh respectivement avec PVGIS, PV Watts, et le logiciel HOMER.

Nous pouvons constater que l'outil de simulation PVGIS surestime la production d'énergie du système photovoltaïque d'environ 10% par rapport au résultat mesuré. La différence majeure avec les valeurs mesurées est observée principalement pour les mois de Janvier, Mars, Avril, et de Octobre à Décembre. Cependant, les logiciels PV Watts et HOMER ont relativement sous-estimé la production d'énergie du système PV et ont donné une différence de -6% et -7%, respectivement.

La comparaison entre les trois outils en termes de production d'énergie montre une différence de 17.15% entre les outils PVGIS et PV Watts, et une différence de 17.64% entre PVGIS et HOMER. Cependant, une faible variation est observée entre les deux logiciels HOMER et PV Watts.

Les Figures VI.13 et VI.14 montrent les valeurs moyennes mensuelles mesurées et simulées du facteur de rendement et du facteur d'utilisation de la capacité du système photovoltaïque. Les résultats de CUF et YF varient d'un mois à l'autre, le rendement final mensuel mesuré le plus faible est de 30.84 kWh/kWc observé pour le mois de Janvier et l'YF le plus élevé est enregistré en Juin avec 195.18 kWh/kWc. D'autre part, le facteur de rendement le plus élevé dans l'outil PVGIS est observé en Mars avec 187.04 kWh/kWc, et le minimum de 57.79 kWh/kWc est enregistré en Décembre. Les valeurs correspondantes obtenues par la simulation avec l'outil PV Watts sont de 179.16 kWh/kWc en Juillet et de 31.66 kWh/kWc en Novembre.

La valeur moyenne mesurée du facteur de rendement annuel est de 1352.69 kWh/kWc, tandis que les rendements annuels provenant de la simulation sont de 1518.83 kWh/kWc, 1250.33 kWh/kWc, et 1250.83 kWh/kWc, obtenus respectivement par les logiciels PVGIS, PV Watts, et HOMER.

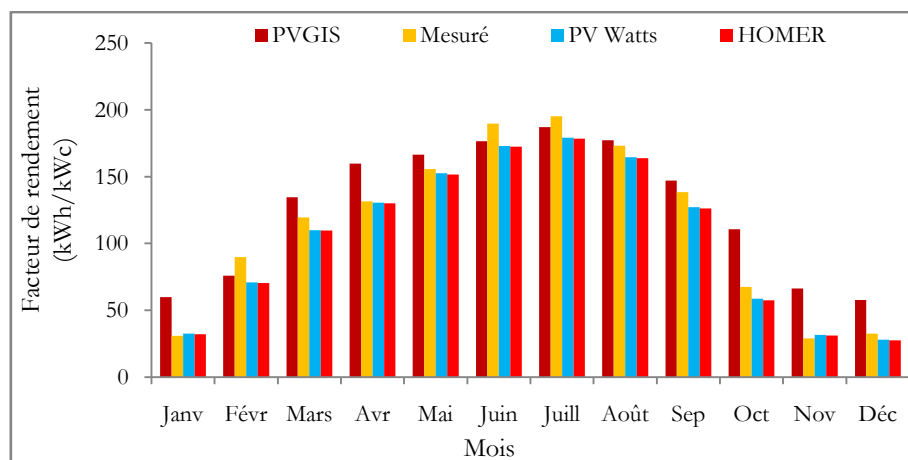


Figure VI.13. Comparaison du facteur de rendement mesuré et simulé.

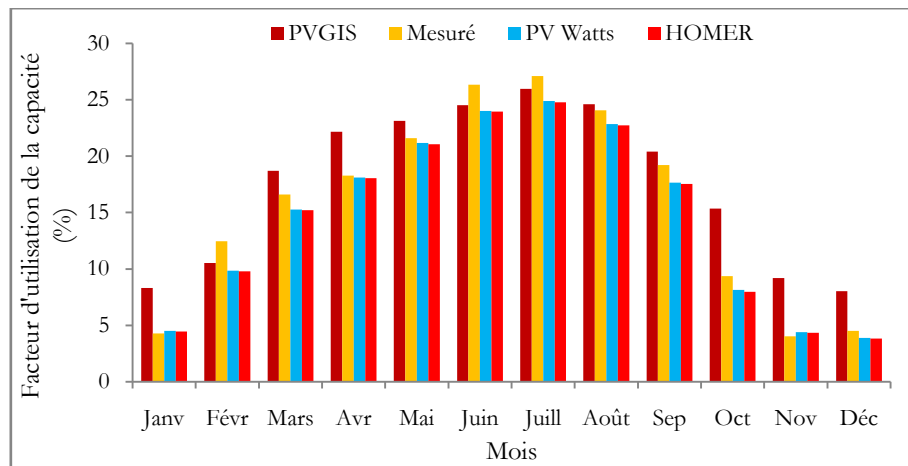


Figure VI.14. Résultats mesuré et simulés du facteur d'utilisation de la capacité.

Les valeurs du facteur de rendement annuel obtenues par PV Watts et HOMER sont très proches les unes des autres et sont légèrement sous-estimées par rapport aux valeurs mesurées. Alors que le logiciel PVGIS donne une valeur de facteur de rendement annuel différente et plus élevée que les valeurs mesurées. En outre, la valeur du CUF obtenu par simulation varie entre un minimum de 8.02% en décembre et un maximum de 24.60% en août pour l'outil PVGIS. Cependant, PV Watts montre le CUF le plus élevé du système PV installé en juillet avec 24.88% et le minimum de 3.87% est observé en décembre. Le facteur de rendement mensuel et le CUF pour le logiciel HOMER se situent respectivement entre 27.5-178.33 kWh/kWc et 3.81-24.76%. La valeur maximale est enregistrée en juillet et la valeur minimale est observée en Décembre.

Les valeurs moyennes annuelles du CUF sont de 17.33% (PVGIS), 14.27% (HOMER), et 14.36% (PV Watts) par rapport au CUF mesuré de 15.65%. Les résultats montrent que les valeurs de CUF obtenues par les logiciels HOMER et PV Watts sont très proches de celles mesurées. Cependant, le facteur d'utilisation de la capacité annuelle estimé par PVGIS est légèrement supérieur à la valeur mesurée, les mêmes observations sont notées pour les valeurs du facteur de rendement.

Globalement, les résultats montrent que les trois outils PVGIS, PV Watts, et HOMER paraissent de bons outils pour l'évaluation et l'analyse de la production d'énergie solaire photovoltaïque, avec un faible écart de résultats entre les trois logiciels. En outre, il existe un écart entre la performance énergétique simulée et mesurée du système photovoltaïque qui dépend de chaque logiciel. La différence entre les résultats de la simulation et les valeurs mesurées est causée principalement par un certain nombre de raisons comme la différence entre l'irradiation solaire réelle et estimée et la température ambiante, qui dépend de la base de données météorologiques utilisée, ainsi que la différence et le détail requis par chaque logiciel dans les paramètres d'entrée lors de la simulation du système photovoltaïque.

Enfin, pour l'objectif de comparaison, la Figure VI.15 présente les résultats de la simulation qui sont obtenus avec le logiciel PVGIS, montrent la différence de production d'énergie photovoltaïque sur une base mensuelle avec et sans système de suivi solaire.

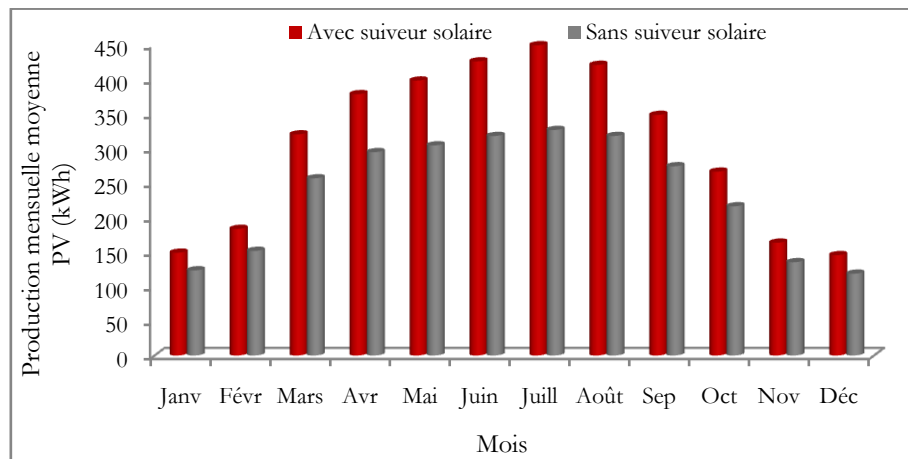


Figure VI.15. Comparaison de la production PV avec et sans suiveur solaire.

La production énergétique mensuelle moyenne du système simulé avec suivi solaire est toujours supérieure à celle obtenue avec le système fixe. La production annuelle d'énergie est estimée à 3645.96 kWh et 2834.13 kWh respectivement pour le système suivi et le système non suivi, ce qui montre l'avantage d'intégrer des suiveurs solaires pour maximiser la conversion de l'énergie photovoltaïque.

VI.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'analyse de performance d'un système photovoltaïque connecté au réseau de 2.4 kWc, qui est installé à l'institut universitaire de technologie de Mulhouse, en France. Les paramètres de performance du système PV en termes de la production d'énergie, de facteur d'efficacité et de facteur d'utilisation de la capacité selon les normes de l'AIE ont été évalués et analysés sur une base mensuelle et annuelle pendant la période de fonctionnement du système d'août 2018 à mai 2020. Le système photovoltaïque raccordé au réseau étudié est également simulé à l'aide de trois logiciels différents, PVGIS, PV Watts et HOMER.

Sur la base des résultats obtenus, la production mensuelle d'électricité varie entre le minimum et le maximum de 43.99-312.91 kWh, 69.79-469.44 kWh, et 116.29-449.73 kWh pour les trois périodes de fonctionnement de 2018, 2019 et 2020, respectivement. L'énergie totale produite est de 968.43 kWh, 3246.47 kWh, et 1382.75 kWh pendant la période de mesure en 2018, 2019 et 2020, respectivement. Le rendement final annuel moyen et le facteur de capacité annuel moyen du système photovoltaïque analysé pour l'année 2019 sont de 3.75 h/j et 15.65%. En outre, la production totale et les émissions de CO₂ évitées par le système PV pendant toute sa durée de vie (jusqu'à mai 2020) sont de 5597.65

kWh et de 4.17 tonnes, respectivement. Les résultats des indicateurs de performance obtenues en termes de rendement final et de facteur d'utilisation de la capacité ont été comparés à ceux d'autres systèmes installés à différents endroits dans le monde. Les résultats obtenus sont compris dans la gamme des valeurs rapportées au niveau international.

Le facteur de rendement obtenu de 3.75 kWh/kWc/jour montre le bon rendement du système photovoltaïque, il est parfois supérieur, moindre et parfois similaire aux valeurs rapportées dans un certain nombre d'endroits, à l'exception de l'Afrique du Sud, de l'Algérie et du Maroc. Les résultats de simulation des différents logiciels sont comparés aux résultats mesurés, nous constatons que l'outil PVGIS donne des valeurs surestimées par rapport aux valeurs mesurées, alors que les valeurs obtenues par les deux logiciels HOMER et PV Watts sont sous-estimées mais relativement proches de la valeur mesurée.

Enfin, le facteur de rendement moyen annuel et les informations obtenues sont des indicateurs acceptables permettant de montrer la performance relativement bonne du système photovoltaïque dans cette localité. En outre, ce chapitre est une ressource expérimentale intéressante pour fournir une vue générale sur la performance des systèmes photovoltaïques dans la région de Mulhouse, ainsi que pour offrir un ensemble de données utiles qui peuvent être utilisées pour la comparaison dans des études futures.

Dans le marché de l'électricité, les clients ont de nombreuses possibilités de réduire le coût de l'électricité s'ils peuvent programmer leur consommation et gérer leur courbe de charge de manière économique. Les systèmes hybrides renouvelables isolés et/ou connectés au réseau, basés sur des sources solaires et/ou éoliennes, sont aujourd'hui un choix populaire. Les systèmes photovoltaïques et hybrides PV-batterie connectés au réseau constituent également des solutions intégrées permettant d'explorer suffisamment l'énergie solaire et de faire bénéficier les clients du côté de la demande. Du point de vue de la gestion de la charge, l'énergie solaire photovoltaïque peut être stockée lorsque le système photovoltaïque peut générer un surplus d'énergie ou lorsque l'électricité du réseau est vendue à un prix réduit. Dans ce cas, le système hybride connecté au réseau avec DSM peut aider les clients à réduire le coût de leur facture d'électricité.

Références du chapitre

- [1] Elhadj Sidi C.E.B., Ndiaye M.L., El Bah M., Mbodji A., Ndiaye A., Ndiaye P.A., Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania, *Energy Conversion and Management*, 2016, vol. 119, pp. 411-421.
- [2] El Hacen Jed M., Ihaddadene, R., Ihaddadene, N., Elhadji Sidi, C. Elb., EL Bah M., Performance analysis of 954,809 kWp PV array of Sheikh Zayed solar power plant (Nouakchott, Mauritania), *Renewable Energy Focus*, 2020, vol. 32, pp. 45-54.
- [3] Farhoodnea M., Mohamed A., Khatib T., Elmenreich W., Performance evaluation and characterization of a 3-kWp grid-connected photovoltaic system based on tropical field experimental results: new results and comparative study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, vol. 42, pp. 1047-54.
- [4] Al-Otaibi A., Al-Qattan A., Fairouz F., Al-Mulla A., Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop, *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 95, pp. 110-119.
- [5] Tihane A., Boulaid M., Elfanaoui A., Nya M., Ihlal A., Performance analysis of mono and poly-crystalline silicon photovoltaic modules under Agadir climatic conditions in Morocco, *Materials Today: Proceedings*, 2020, vol. 24, no. 1, pp. 85-90.
- [6] Duman A.C., Güler Ö., Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey, *Renewable Energy*, 2020, vol. 148, pp. 697-711.
- [7] Bakhshi R., Sadeh J., Economic evaluation of grid-connected photovoltaic systems viability under a new dynamic feed-in tariff scheme: a case study in Iran, *Renewable Energy*, 2018, vol. 119, pp. 354-364.
- [8] Tomar V., Tiwari G.N., Techno-economic evaluation of grid connected PV system for households with feed in tariff and time of day tariff regulation in New Delhi e a sustainable approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 70, pp. 822-835.
- [9] Li C., Zhou D., Zheng Y., Techno-economic comparative study of grid connected PV power systems in five climate zones, China, *Energy*, 2018, vol. 165, pp. 1352-1369.
- [10] Ozden T., Akinoglu B.G., Turan R., Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia-An extended analysis, *Renewable Energy*, 2017, vol. 101, pp. 182-195.
- [11] Haffaf A., Lakdja F., Ould Abdeslam D., Meziane R., Photovoltaic customer generation as a concept of demand side management, *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 2019, vol. 67, no. 1, pp. 13-20.
- [12] Zdyb A., Gulkowski S., Performance assessment of four different photovoltaic technologies in Poland. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 1, 196.
- [13] Sayigh A., *Mediterranean Green Buildings & Renewable Energy*, Springer International Publishing Switzerland 2017, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-30746-6>.
- [14] Gaglia A.G., Lykoudis S., Argiriou A.A., Balaras C.A., Dialynas E., Energy efficiency of PV panels under real outdoor conditions-An experimental assessment in Athens, Greece, *Renewable Energy*, 2017, vol. 101, pp. 236-243.
- [15] Omar M.A., Mahmoud M.M., Grid connected PV-home systems in Palestine: a review on technical performance, effects and economic feasibility, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 82, pp. 2490-2497.
- [16] Sahouane N., Dabou R., Ziane A., Neçaibia A., Bouraiou A., Rouabhia A., Mohammed B., Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara, *Renewable Energy*, 2019, vol. 143, pp. 1318-1330.

- [17] Kumar S.S., Nagarajan C., Performance-economic and energy loss analysis of 80 kWp grid connected roof top transformer less photovoltaic power plant, *Circuits and Systems*, 2016, vol. 7, pp. 662-679.
- [18] Quansah D.A., Adaramola M.S., Appiah G.K., Edwin I.A., Performance analysis of different grid-connected solar photovoltaic (PV) system technologies with combined capacity of 20 kW located in humid tropical climate, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol. 42, 7, pp. 4626-4635.
- [19] Kazem H.A., Khatib T., Sopian K., Elmenreich W., Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions, *Energy Building*, 2014, vol. 82, pp. 123-129.
- [20] Okello D., van Dyk E.E., Vorster F.J., Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa, *Energy Conversion and Management*, 2015, vol. 100, pp. 10-15.
- [21] Herbazi R., Amechnoue K., Khouya A., Chahboun A., Diani M., Louzazni M., Addou M., Performance evaluation and analysis of polycrystalline photovoltaic plant located in Northern Morocco, *International Journal of Ambient Energy*, 2019.
- [22] Lima L., Ferreira L., Morais, F., Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil, *Energy for Sustainable Development*, 2017, vol. 37, pp. 79-85.
- [23] Malvoni M., Leggieri A., Maggiotto G., Congedo P.M., De Giorgi M.G., Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate, *Energy Conversion and Management*, 2017, vol. 145, pp. 169-181.
- [24] Raghoebarsing A., Kalpoe A., Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname, *IET Renewable Power Generation*, 2017, vol. 11, no. 12, pp. 1545-1554.
- [25] Ayompe L., Duffy A., McCormack S., et al., Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland, *Energy Conversion and Management*, 2011, vol. 52, no. 2, pp. 816-825.
- [26] Haibaoui A., Hartiti B., Elamim A., Karami M., Ridah A., Performance indicators for grid-connected PV systems: a case study in Casablanca, Morocco, *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 2017, vol. 12, no. 2, pp. 2278-1676.
- [27] Sharma R., Goel S., Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid connected PV system in Eastern India, *Energy Reports*, 2017, vol. 3, pp. 76-84.
- [28] Eke R., Demircan H., Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey, *Energy Conversion and Management*, 2013, vol. 65, pp. 580-586.
- [29] Savvakis N., Tsoutsos T., Performance assessment of a thin film photovoltaic system under actual Mediterranean climate conditions in the island of Crete, *Energy*, 2015, vol. 90, pp. 1435-1455.



Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ces dernières années, la demande de confort augmente en raison de l'évolution des modes de vie, des variations climatiques et de la croissance démographique. Étant donné que la consommation mondiale d'énergie devrait augmenter de 40% d'ici 2035 et doubler d'ici 2050. La croissance, les préoccupations environnementales (pollution, réchauffement climatique et réduction des émissions de CO₂) et la réduction de la pauvreté énergétique (2 milliards de personnes sur terre n'ont toujours pas accès à une forme moderne d'énergie), constituent les grands défis énergétiques de demain.

Compte tenu des défis susmentionnés, la communauté scientifique a indiqué que les ressources énergétiques renouvelables, qui sont respectueuses de l'environnement et disponibles presque partout dans le monde, constituent la solution la plus fiable pour répondre aux préoccupations du monde en matière de consommation d'énergie et de changement climatique.

Autre solution est assurée par l'intégration de la gestion de la charge DSM qui aussi s'attaque à ces problèmes par le biais de programmes qui encouragent l'utilisation efficace de l'électricité pour soutenir les réseaux électriques et les besoins des clients.

Il s'agit généralement de la modification de la demande d'électricité des consommateurs par diverses méthodes telles que des incitations financières et tarifaires. L'objectif principal de la DSM est généralement d'encourager les consommateurs à utiliser moins d'énergie pendant les heures de pointe ou à déplacer le moment de l'utilisation de l'énergie vers les heures creuses.

La gestion d'énergie est aujourd'hui essentielle car elle permet de faire de réelles économies qu'il ne faut pas négliger, ceci passe par plusieurs action deux actions: diminuer la consommation énergétique en consommant mieux et/ou substituer une énergie chère par une énergie moins coûteuse (exemple de la production sur place ou encore l'autoconsommation).

Le sujet de notre thèse s'inscrit dans ce contexte, dont l'objectif est de trouver des solutions pour la gestion de la charge de réseau électrique afin de diminuer la demande d'électricité et la demande de pointe. En plus, essayé et prouver à travers l'analyse et l'évaluation de la situation énergétique en terme de consommation qu'il existe une bonne opportunité d'économiser une quantité considérable d'énergie électrique consommée.

Le **premier** chapitre présente un aperçu globale de l'état actuel du secteur énergétique du pays. Les données sur la production, le réseau de distribution, la consommation d'énergie, les émissions de CO₂, l'état des énergies renouvelables et le potentiel énergétique ainsi que les politiques de développement des ER.

Les informations importantes de cette section sont:

- La structure de la consommation finale en 2020 reste dominée par le secteur des «Ménages & autres» (46.7%), suivi par le transport (30.6%) et enfin le secteur de «l'industrie et BTP» avec une part de 22.7%.
- L'Algérie a un grand potentiel pour la production d'énergie solaire, éolienne, hydroélectrique, géothermique et bioélectrique;
- L'Algérie vise à inclure 27% de production d'énergie renouvelable dans son mix énergétique d'ici 2030;
- Le pays progresse lentement en termes de développement des énergies renouvelables, à partir de 2021;
- L'Algérie se concentre sur l'augmentation de la production solaire d'ici 2030.

En deuxième partie du chapitre, nous avons présenté un état de l'art plus détaillé sur le concept de gestion de la charge en termes de définitions, de techniques, de modélisation des différentes stratégies, d'effets et d'obstacles à la mise en œuvre. Ce premier chapitre était donc essentiel pour comprendre les problématiques abordées et justifier le choix du sujet et du travail présenté dans cette thèse.

Le **deuxième** chapitre est conçu pour la présentation et à l'analyse des résultats techniques et économiques de diverses configurations de systèmes d'éclairage public. Trois scénarios sont simulés et comparés, y compris le premier scénario: système d'éclairage public solaire isolé, deuxième scénario: système d'éclairage public connecté solaire au réseau, et le troisième scénario: système d'éclairage public connecté à l'énergie solaire, au stockage et au réseau. Sur la base des résultats d'optimisation obtenus, le système d'éclairage public utilisant la technologie LED dans la deuxième configuration s'avère être le plus économique par rapport au système utilisant la lampe HPS. En raison de la grande quantité d'énergie consommée dans le secteur de l'éclairage public, l'intégration des activistes de la gestion de la charge dans le secteur de l'éclairage public, la promotion de l'efficacité énergétique et l'utilisation de la technologie LED dans le système d'éclairage est observée comme une solution rentable, durable et respectueuse de l'environnement.

Le **troisième** chapitre est divisé en trois sections dont l'objectif est de présenter la simulation et la présentation des composants du concept de gestion de la charge en termes généraux. Dans un premier temps, nous avons mis l'accent sur la simulation de certaines stratégies de gestion de la charge qui sont appliquées à un système énergétique hybride pour une application isolée. Dans une deuxième étape, nous avons présenté un nouveau concept comme l'une des stratégies de la gestion de la charge, le prosommateur d'énergie résidentielle. La description du concept de prosommateur, l'analyse et la

discussion des résultats de la simulation sont présentées en détail. Enfin, la troisième section se concentre sur l'effet de l'intégration des énergies renouvelables en tant que composante de la DSM. Une attention particulière est accordée aux systèmes PV décentralisés à petite et grande échelle pour leur participation au mix énergétique du pays.

En outre, le **quatrième** chapitre vise la présentation de l'avantage et la performance technico-économique et environnemental de l'application d'une nouvelle méthodologie qui est utilisée pour la conception et l'optimisation des systèmes d'énergie électrique. Cette méthodologie est basée sur la combinaison de la gestion de la charge et de la génération en même temps, elle est appliquée à un système énergétique hybride dans ce chapitre. Afin d'analyser la performance énergétique de la méthodologie, nous avons utilisé plusieurs critères y compris le coût de l'énergie CoE, le coût total net actuel TNPC, la fraction renouvelable FR et les émissions de CO₂. Les résultats de la simulation et de l'optimisation montrent la faisabilité technique ainsi qu'en termes de coût avec un impact environnemental positif.

Le **cinquième** chapitre est consacré à l'analyse fonctionnelle et à l'évaluation de la performance d'un système de micro-réseau hybride PV/batterie/VE connecté au réseau, installé sur le campus de Mulhouse en France. Le système global est composé de deux sous-systèmes comprenant deux générateurs PV, deux onduleurs, des batteries de stockage et un véhicule électrique. Tous sont connectés au réseau électrique français avec la possibilité d'autoconsommation de l'énergie solaire ou d'injection directe dans le réseau électrique. Les objectifs de l'installation du système ont été discutés, notamment la gestion de la demande du site en maximisant l'autoconsommation de l'énergie PV produite. Les résultats de ce chapitre montrent que les systèmes énergétiques hybrides sont devenus un point central pour répondre à la demande d'énergie électrique. Cette infrastructure combine plusieurs technologies est considérée comme l'une des options appropriées pour fournir de l'électricité dans les zones isolées ou les systèmes autonomes. Il s'agit de l'une des méthodes prometteuses en raison de leur plus grande flexibilité, de leur fiabilité élevée, de leur rendement supérieur et de leurs coûts inférieurs pour la même quantité d'énergie produite par les ressources traditionnelles.

Enfin, le chapitre **sixième** réalisé au sein du laboratoire IRIMAS, représente la première analyse de performance d'un système photovoltaïque de 2.4 kWc connecté au réseau électrique Français, installé en Août 2018 à l'institut universitaire de technologie (IUT) de Mulhouse, en France. L'analyse porte sur les résultats obtenus lors de la surveillance du système durant la période comprise entre Août 2018 et Mai 2020. Divers paramètres de performance conformément à la norme IEC 61724 de l'Agence Internationale de l'Energie ont été calculés à partir des résultats mesurés, notamment la production

énergétique du système, le facteur de rendement (YF), le facteur d'utilisation de la capacité (CUF) et les émissions de CO₂ qu'il permet le système d'éviter. Ensuite, le système photovoltaïque de 2.4 kWc est simulé à l'aide de trois logiciels de simulation largement connus PVGIS, PV Watts, et HOMER. Les résultats obtenus en termes d'YF et CUF ont été comparés aux résultats de systèmes photovoltaïques installés dans différents endroits en Europe, en Asie et en Afrique. Les résultats de la simulation du système à l'aide de différents logiciels sont présentés, analysés et comparés aux résultats de performance réels.

Notre travail de thèse a aussi une portée économique et écologique. Toutefois, la signature des accords de Kyoto et de l'accord mondial de Paris sur le réchauffement climatique par l'Algérie et l'apparition des problèmes environnementaux pousse la politique énergétique du gouvernement Algérien de passer à l'ère de l'économie verte, qui est la solution unique pour répondre aux besoins énergétiques futurs et réduire simultanément les risques liés à l'environnement.

Le programme national de l'efficacité énergétique adopté par le gouvernement en 2011 puis actualisé en 2015 visait globalement la réduction de la consommation énergétique de 9% à l'horizon 2030, en agissant sur l'ensemble des secteurs de consommation ayant un impact significatif sur la demande d'énergie, notamment le transport.

Parmi tous les secteurs économiques consommateurs d'énergie en Algérie, à savoir l'industrie, le transport, le bâtiment, le résidentiel et l'industrie, le secteur résidentiel est le plus gros consommateur d'énergie. Parmi tous les appareils résidentiels, les appareils de chauffage, de ventilation et de climatisation (HVAC) et l'éclairage sont les principaux composants du confort de l'utilisateur. En plus, les appareils HVAC sont les principales charges électriques observées pendant les heures de pointe. Par conséquent, ces appareils sont donc la cible de la réduction de la consommation d'énergie, car ils constituent la majeure partie de la consommation d'énergie résidentielle.

En Algérie, le potentiel d'économie énergétique dans le secteur résidentiel (ménages), le plus énergivore du pays représente près de 8.766 GWh, soit 36% de la consommation totale selon l'agence de promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie.

En termes d'applicabilité et de potentiel de DSM en Algérie, nous avons tiré plusieurs remarques et résultats résumés dans les points suivants:

- L'étude sur la conservation de l'énergie et la gestion de la charge dans le réseau électrique Algérien a révélé qu'il existe une opportunité d'économiser l'énergie et de réduire la demande de pointe;
- Il a été démontré qu'une quantité considérable d'énergie électrique peut être économisée si des mesures d'économie d'énergie sont mises en œuvre dans le secteur de l'éclairage;

- Des économies plus importantes peuvent être réalisées en prenant des mesures à long terme pour mettre en œuvre des possibilités d'économies dans les différents secteurs, comme le remplacement d'une grande partie des réfrigérateurs à faible rendement, l'augmentation de l'utilisation de l'énergie solaire et du GPL au lieu de l'électricité;
- La promotion des chauffe-eau solaires individuels et collectifs;
- L'encouragement de l'utilisation de luminaires fluorescents à haut rendement avec des ballasts à semi-conducteurs, la sensibilisation à la réduction de la puissance des appareils en veille et d'autres encore;
- Les programmes de gestion de la demande ont de nombreux objectifs pour le client et le service public et offrent plusieurs avantages techno-économiques et environnementaux;
- Le manque d'efficacité énergétique au niveau des ménages est notamment influencé par l'inondation du marché national par des appareils ménagers et des équipements électriques non efficaces, dont certains ne sont conformes à aucune norme d'efficacité énergétique;
- L'utilisation efficace de l'énergie électrique, la conservation de l'énergie et la gestion de la charge électrique ne sont pas dans une meilleure condition dans le réseau électrique de l'Algérie.

Enfin, les programmes de la gestion de la demande peuvent profiter à la fois au client et au service public. Les clients qui participent aux programmes en profitent en dépensant moins d'argent sur leurs factures d'électricité. Les résultats de la recherche montrent que la DSM a un rôle majeur à jouer dans le report des investissements élevés dans les réseaux de production, de transmission et de distribution. Ainsi, la DSM appliquée aux systèmes d'électricité offre des avantages importants sur le plan de l'économie, de la fiabilité et de l'environnement. Parmi les avantages possibles, il y a aussi la réduction de la dépendance à l'égard des importations coûteuses de combustibles, la réduction des prix de l'énergie et la réduction des émissions nocives pour l'environnement.

Pour conclure, nous proposons comme perspectives les points suivants:

- Réaliser des scénarios de simulation pour analyser le comportement des systèmes énergétiques prenant en compte la présence de différents types de tarification dynamique.
- Fournir un aperçu détaillé sur la technologie du bâtiment intégrant le photovoltaïque BIPV et les activités de la gestion de la charge dans le secteur pour la quantification des économies que ce secteur peut apporter (**Article sous révision**).
- Développer une stratégie et une politique pour la conservation de l'énergie et la gestion de la charge ainsi que la quantification de l'économie énergétique nationale.

Annexes

Les logiciels utilisés dans le manuscrit

Nous avons utilisé plusieurs logiciels au cours de la préparation de cette thèse y compris PVGIS, PV Watts, PvPlanner, et plus particulièrement le logiciel HOMER. La raison c'est que ce logiciel est l'un des meilleurs outils pour la simulation et l'optimisation des systèmes énergétiques à base des énergies renouvelables. Cependant, la comparaison des résultats avec d'autres logiciels et la validation est l'une de nos perspectives futures.

Plus de détails se trouve dans le site web de chaque logiciel.

- **L'outil PVGIS:** Photovoltaic Geographical Information System développé par la commission européenne pour le service de la science et de la connaissance [A1].

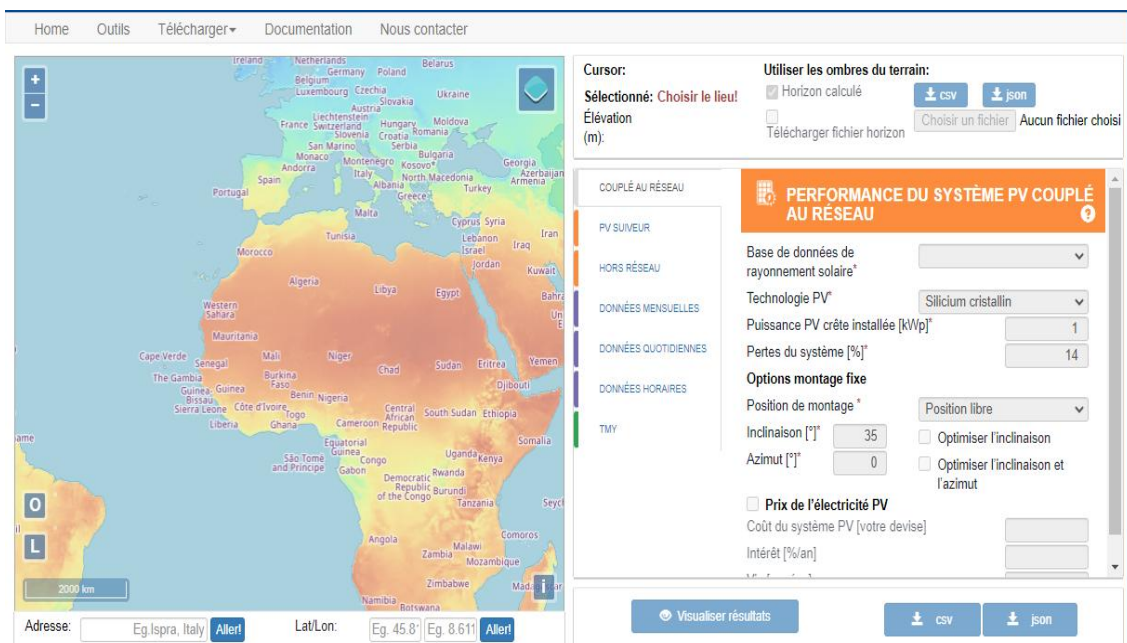


Figure A.1. Capteur d'écran de l'interface de PVGIS.

- **L'outil PvPlanner:** Solargis pvPlanner est un outil de simulation en ligne basé sur des cartes pour la planification et l'optimisation des systèmes photovoltaïques (PV) utilisant des algorithmes de haute performance et des données climatiques et géographiques à haute résolution temporelle et spatiale [A2].

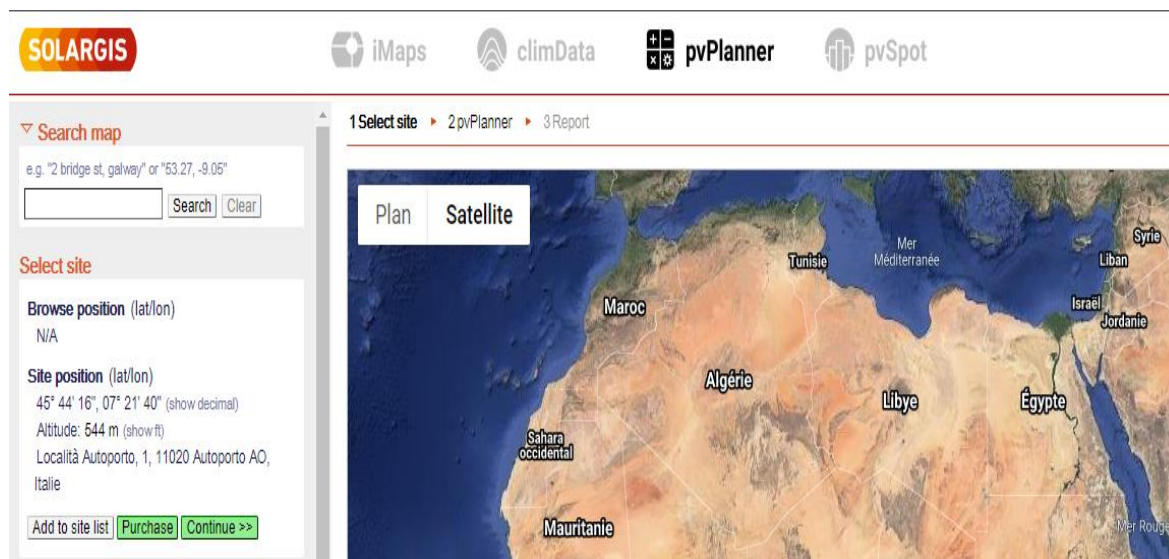


Figure A.2. Capteur d'écran de l'interface du logiciel PvPlanner.

- **L'outil PV Watts:** développé par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) [A3].



Figure A.3. Image de l'interface de l'outil PV Watts.

- **Logiciel HOMER:** développé par le laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) [A4].

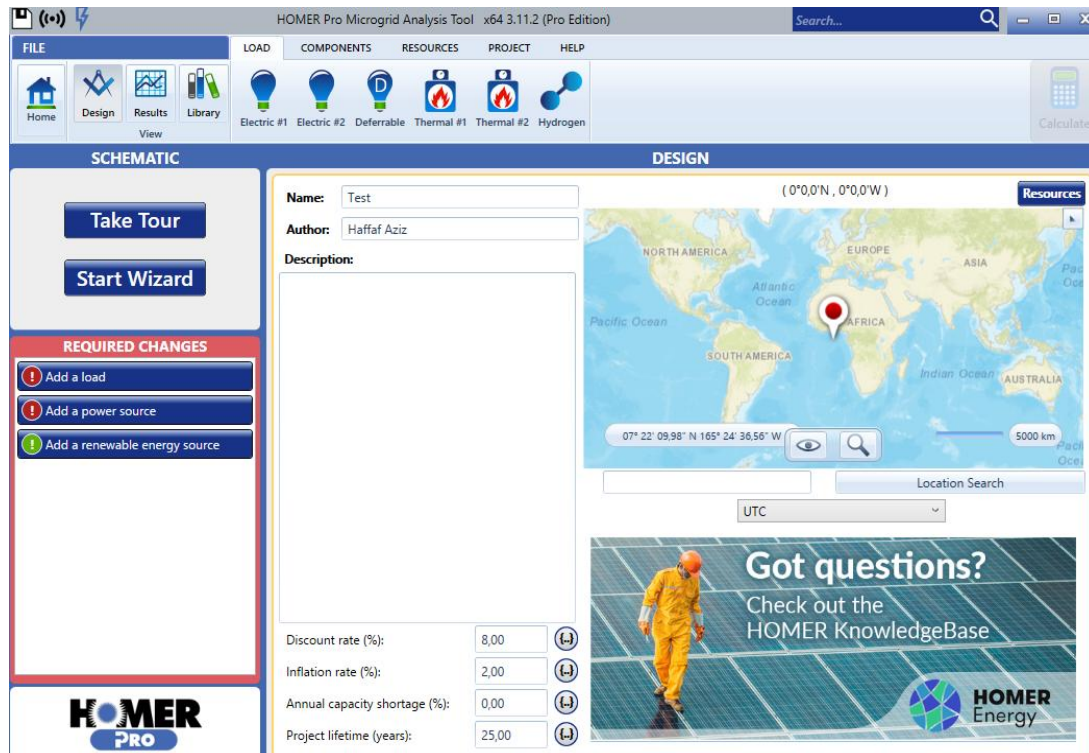


Figure A.4. Capteur d'écran de l'interface du logiciel HOMER.

En général, après le processus de priorisation du système énergétique, dans lequel la réduction et la fixation de nouvelles limites au système sont effectuées, l'étape suivante consiste à rechercher la meilleure combinaison des ressources et technologies sélectionnées, sous-entendu un processus d'optimisation.

A la recherche de modèles et de méthodes potentielles pour la comparaison des alternatives, une enquête parmi les chercheurs mondiaux est menée à travers la page web RESEARCH GATE (de début Mars 2012 à fin Juillet 2013).

La question publiée sur le site web des chercheurs est la suivante: Quelqu'un connaît-il une méthode ou un logiciel permettant de modéliser un ensemble de différentes énergies renouvelables afin d'en obtenir la meilleure combinaison ?

Les résultats de la quête sont les suivants: 170 réponses et 36 logiciels ont été suggérés, très différents les uns des autres par leur type et leurs caractéristiques; par exemple, l'analyse décisionnelle multicritères (MCDA), l'optimisation multi-objectifs, la programmation linéaire, l'approche de la dynamique des systèmes ou l'analyse du cycle de vie (ACV). Plus de détail sur la liste des logiciels se trouve dans la référence [A5].

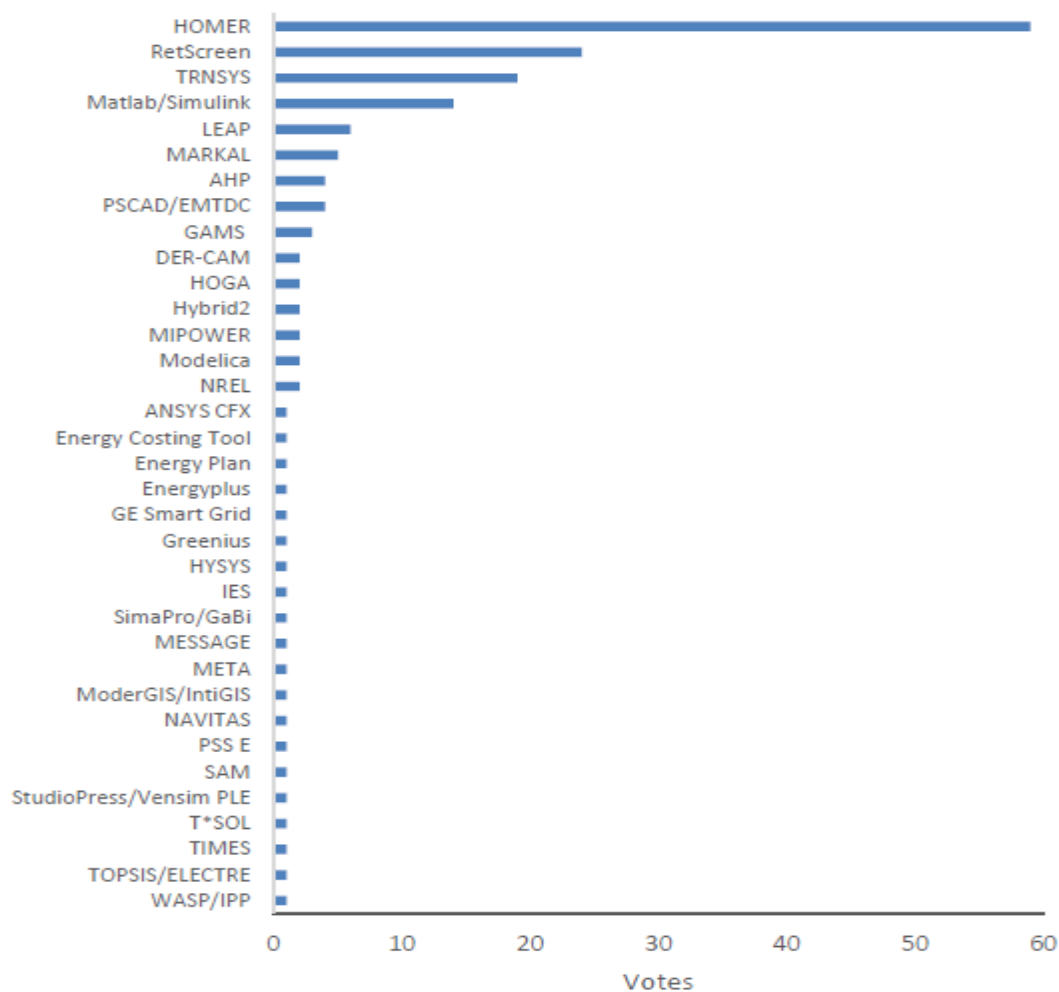


Figure A.5: Préférences des alternatives logicielles "pour modéliser un ensemble de différentes énergies renouvelables afin d'obtenir la meilleure combinaison d'entre elles "suggérées par les participants à une enquête du réseau de chercheurs RESEARCH GATE.

[A1] PVGIS, [online], https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#PVP.

[A2] PvPlanner, [online], <https://solargis.info/pvplanner/>.

[A3] PV Watts, [online], <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.

[A4] HOMER, [online], <https://www.homerenergy.com/>.

[A5] Alfredo Erlwein, Ranking of models given to my RG question, Chapter, July 2016.

"المساهمة في إدارة أحمال الشبكات الكهربائية حسب إنتاج الطاقة"

الملخص:

اليوم، في العالم كما في الجزائر، تتمثل المشاكل الرئيسية لقطاع الطاقة في زيادة الاستهلاك وتكلفة الطاقة، وحدود الموارد التقليدية والاحتباس الحراري. لذلك، تسعى جميع دول العالم جاهدة لإيجاد حلول تقنية وتطوير سياسات الطاقة لحل هذه المشاكل. تشمل هذه التقنيات إدارة الحملات، كفاءة الطاقة واعتماد توليد الطاقة المتجددة اللامركزية. تعد إدارة الأحمال إحدى الأدوات الأساسية للشبكة الذكية المستقبلية، فهي تساعد العملاء على اتخاذ القرارات الصحيحة فيما يتعلق باستهلاك الطاقة وإدارة ملف الحملات الخاص بهم. موضوع أطروحتنا يندرج في سياق المساهمة في إدارة أحمال الشبكات الكهربائية حيث تطرقنا أولاً إلى الوضع الحالي للطاقة بما في ذلك إحصائيات الطاقة المتجددة في الجزائر، بالإضافة إلى مناقشة كاملة ونموذج لإستراتيجيات مفهوم DSM. قمنا أيضاً بتحليل الإيجابيات الفنية والاقتصادية والبيئية للجمع بين إدارة العرض وإدارة الأحمال. تم استخدام عدة معايير لتقييم الأداء، منها تكلفة للطاقة، الجزء المتجدد، إجمالي صافي التكلفة الحالية وإنبعاثات ثاني أكسيد الكربون. بالإضافة إلى ذلك، قمنا بتقديم تحليل الأداء للأنظمة الكهروضوئية والهجينة لتطبيقات مختلفة من خلال نهج المحاكاة وذلك باستخدام المعلمات الواردة في المعيار IEC 61724. الكلمات المفتاحية: إدارة جانب الطلب، إدارة العرض، الطاقات المتجددة، الشبكات الذكية، الشبكات الصغيرة، التحسين، تكلفة الطاقة، الجزء المتجدد، انبعاثات ثاني أكسيد الكربون، IEC 61724، البرامج.

« Contribution à la gestion de la charge des réseaux électriques selon la production d'énergie »

Résumé:

Aujourd'hui, dans le monde comme en Algérie, les principaux problèmes du secteur énergétique sont l'augmentation de la consommation et de coût de l'énergie, les limites de ressources conventionnelle et le réchauffement climatique. Par conséquent, tous les états du monde s'efforcent de trouver des solutions techniques et de développer des politiques énergétiques pour résoudre ces problèmes. Ces techniques comprennent la gestion de la charge, l'efficacité énergétique et l'intégration de la production renouvelable décentralisée. La gestion de la charge est l'un des outils essentiels du futur réseau intelligent, elle aide les clients à prendre les bonnes décisions concernant leur consommation d'énergie et la gestion de leur profil de charge. Notre sujet de thèse s'inscrit dans le cadre de la contribution à la gestion de la charge des réseaux électriques. Nous avons abordé un premier temps la situation énergétique actuelle y compris les statistiques des énergies renouvelables en Algérie, l'état de l'art et la modélisation des stratégies de concept DSM. Nous avons également analysé l'avantage technico-économique et environnemental de la combinaison de la gestion de l'offre et de la charge. Plusieurs critères sont utilisés pour l'évaluation de la faisabilité, notamment le coût de l'énergie, le coût total net actuel, la fraction renouvelable et les émissions de CO₂. En outre, l'analyse de performance par l'approche de simulation des systèmes PV et hybrides pour différentes applications est présentée en utilisant les paramètres donnés par la norme IEC 61724.

Mots clés: Gestion de la demande, gestion de l'offre, énergie renouvelable, réseau intelligent, micro-réseaux, optimisation, coût de l'énergie, fraction renouvelable, émission de CO₂, IEC 61724, logiciels.

« Contribution to load management of electrical grids as a function of energy production »

Abstract:

Today, in the world as in Algeria, the main problems of the energy sector are the increase of the consumption and the cost of energy, the limits of conventional resources and global warming. Therefore, all states in the world are striving to find technical solutions and develop energy policies to solve these problems. These techniques include demand side management (DSM), energy efficiency and distributed renewable energy integration. Load management is one of the key tools of the future smart grid, helping customers to make the right decisions regarding their energy consumption and load profile management. Our thesis topic is in the context of contributing to the load management of electrical grids. We first addressed the current energy situation including the statistics of renewable energies in Algeria, the state of the art and the modeling of DSM strategies. We also analyzed the technical-economic and environmental advantage of combining supply and load management. Several criteria are used for performance and feasibility assessment, including energy cost, total net present cost, renewable fraction and CO₂ emissions. The performance analysis by simulation approach of PV and hybrid systems for different applications is presented using the parameters given by IEC 61724.

Keywords: Demand side management, supply side management, renewable energy, smart grid, micro-grid, optimization, energy cost, renewable fraction, CO₂ emission, IEC 61724, software.