

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



جامعة بجاية
Tasdawit n Bgayet
Université de Béjaïa

Faculté de Technologie
Département de Génie Électrique

THÈSE
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologies, Filière : Electrotechnique
Spécialité : Commande et Conversion d'Energie

Présentée par

MOHAND KACI Ghania

Thème

**Optimisation de la Gestion du Système de Distribution d'Énergie dans les
Installations Photovoltaïques**

Soutenue le : 05 février 2024

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom

Grade

Mr BERRAH Smail

Professeur

Univ. de Béjaïa

Président

Mr MAHRANE Achour

Directeur de recherche

UDES de Tipaza

Rapporteur

Mr GHEDAMSI Kaci

Professeur

Univ. de Béjaïa

Co-rapporteur

Mr KAABECHE Abdelhamid

Directeur de recherche

CDER d'Alger

Examineur

Mr TAIB Nabil

Professeur

Univ. de Béjaïa

Examineur

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

Les travaux effectués durant cette thèse ont été réalisés en collaboration entre l'Université de Bejaïa et l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES).

En premier lieu, je remercie le bon Dieu, le Tout-Puissant, de m'avoir accordée la foi et le courage nécessaires pour accomplir ce travail.

Je tiens particulièrement à exprimer mes remerciements à mon directeur de thèse, Monsieur MAHRANE Achour, Directeur de recherche à l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES) de Tipaza, pour ses précieux conseils et encouragements tout au long de mon travail. Je le remercie également pour sa qualité humaine, créant un environnement de travail chaleureux, ainsi que pour la confiance qu'il m'a témoignée. Sa compréhension et son soutien continus ont grandement contribué à la réalisation de ce travail.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude à mon co-directeur de thèse, Monsieur GHEDAMSI Kaci, Professeur à l'Université de Bejaïa, pour sa patience, sa disponibilité, ainsi que pour ses conseils et encouragements tout au long de ce travail.

Je souhaite exprimer ma gratitude envers Monsieur BERRAH Smail, Professeur à l'Université de Bejaïa, Monsieur KAABECHE Abdelhamid, Directeur de recherche au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) à Alger, et Monsieur TAIB Nabil, Professeur à l'Université de Bejaïa, pour avoir accepté de faire partie de mon jury et d'évaluer mes travaux de thèse de Doctorat.

Je tiens à remercier également Monsieur CHIKH Madjid, Directeur des Énergies Renouvelables au Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Énergétique (CEREFÉ) pour l'assistance qu'il m'a apportée, ainsi que tous les conseils qu'il m'a prodigués durant la préparation de cette thèse.

Je voudrais également remercier mes collègues, les membres de l'équipe Applications des Equipements Photovoltaïques (AEP), en particulier TIFOURA Khaled, BERKANE Smain, CHEKIREF Fathia, MEFLAH Aissa, AKEL Fethi, et SMARA Zoubeyr, pour leur sympathie et leurs encouragements.

Je souhaite également remercier particulièrement mes amies pour m'avoir soutenue, quelles que soient les épreuves : Hanane, Sakina, Zahra, Nadia, Ouassila, Amina et Shamiya.

C'est avec une profonde reconnaissance que je tiens à exprimer mes plus sincères remerciements à mes parents, Ali et Louiza même s'ils ne sont plus parmi nous physiquement. Leur amour, leurs enseignements et leur influence positive continuent de guider chaque étape de ma vie, y compris la réalisation de cette thèse. Un merci tout particulier à mon mari, Amine, ainsi que mes enfants, Imène, Younes et Youcef, pour leur soutien, leurs encouragements et leur patience tout au long de ces années. Leur présence et leur compréhension ont été des piliers essentiels qui ont contribué à la réalisation de ce parcours, et je leur suis infiniment reconnaissante.

Je tiens à remercier chaleureusement toute ma grande famille, en particulier mes grands-parents, mes frères, mes tantes et mes beaux-parents, pour leur encouragement constant et leur soutien inébranlable.

Enfin, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui m'ont apporté leur aide, que ce soit de près ou de loin, dans la réalisation de ce travail.

Résumé

Dans un contexte énergétique en mutation, la tendance est à la promotion de l'efficacité énergétique pour réduire la consommation d'énergie et à l'utilisation des énergies renouvelables (mix énergétique) pour s'affranchir dans une certaine mesure des énergies fossiles en déplétion et polluantes, source principale du réchauffement climatique.

Comme le résidentiel est l'un des secteurs les plus énergivores, il est de ce fait au cœur de la transition énergétique et l'objet de mesures telles que l'amélioration de l'isolation thermique de l'enveloppe des habitations, de l'utilisation d'équipements de haute efficacité énergétique et du recours aux énergies renouvelables, en particulier, le photovoltaïque (PV) pour satisfaire ses besoins énergétiques.

Dans le cadre de cette thèse une étude technico-économique est conduite pour voir la faisabilité de l'autonomie énergétique du secteur résidentiel en Algérie en dotant les habitations d'une centrale photovoltaïque. Pour ce faire, le pays a été réparti en quatre zones climatiques, chacune d'elles étant caractérisée par quatre profils de charge saisonniers. Deux méthodes ont été utilisées pour effectuer le dimensionnement des systèmes PV l'une basée sur les modèles mathématiques des constituants de la centrale PV et l'autre utilisant le logiciel Homer.

Une stratégie de gestion d'énergie privilégiant l'utilisation de la production d'électricité solaire pour satisfaire, à un degré élevé, les besoins énergétiques des habitations a été élaborée. Il est démontré comment le stockage et la gestion des charges peuvent contribuer à renforcer l'autonomie énergétique (autoconsommation, autosuffisance) du secteur résidentiel vis-à-vis du réseau électrique.

Une étude économique concernant la viabilité des systèmes PV du type PV/réseau et PV/batteries/réseau a été menée sur la base de paramètres tels que la NPV, le DPBP, l'IRR et le PI pour toutes les régions climatiques. De plus une analyse de sensibilité par rapport à différents facteurs tels que le tarif de rachat de l'électricité, le coût des batteries et la taille des générateurs photovoltaïques a été effectuée pour évaluer l'impact de ces facteurs sur la rentabilité des systèmes PV dans le résidentiel. Enfin, des solutions sont proposées et des recommandations formulées pour promouvoir l'utilisation des systèmes PV résidentiels en Algérie.

Mots Clés : Système photovoltaïque résidentiel, Stockage, Dimensionnement, Gestion d'énergie, Analyse technique, Analyse économique.

Abstract

In a changing energy context, the trend is in the way to promote energy efficiency in order to reduce energy consumption and to use renewable energies (energy mix) to free to some extent from depleting and polluting fossil fuels, the main source of global warming.

In a changing energy context, the trend is in the way to promote energy efficiency, in order to reduce energy consumption, and to use renewable energies (energy mix) to free, to some extent, from depleting and polluting fossil fuels, the main source of global warming.

As the residential sector is one of the most energy-intensive, it is at the heart of the energy transition. The focus is on the thermal insulation of housing envelopes, and the using of highly energy-efficient equipment for energy savings, and, switching to renewable energies, in particular photovoltaics (PV), to meet its energy needs.

As part of this thesis, a technical-economic study was carried out to determine the feasibility of achieving energy autonomy in Algeria's residential sector by equipping homes with photovoltaic power plants. To this end, the country was divided into four climatic zones, each characterized by four seasonal load profiles. Two methods were used to size the PV systems: one based on the PV plant component models, and the other using Homer software.

An energy management strategy focusing on the use of solar power generation to satisfy, to a high degree, the energy needs of homes has been developed. It shows how storage and the use of demand management and load management can enhance the energy autonomy (self-consumption, self-sufficiency) of the residential sector from the electricity grid.

An economic study of the viability of PV/grid and PV/battery/grid systems was carried out, based on parameters such as NPV, DPBP, IRR and PI for all climate regions. In addition, a sensitivity analysis against various factors such as feed-in tariff, battery cost and PV array size was carried out to assess the impact of these factors on the profitability of PV systems in residential applications. Finally, solutions are proposed and recommendations made to promote the use of residential PV systems in Algeria.

Keywords: Residential photovoltaic system, Storage, Sizing, Energy management, Technical analysis, Economic analysis.

ملخص

في سياق طاقتي سريع التحول، الإتجاه الرائج هو تعزيز كفاءة إستخدام الطاقة للحد من استهلاك الطاقة مع إستخدام الطاقات المتجددة (المزيج الطاقتي) لتحرير أنفسنا إلى حد ما من إستنزاف الوقود الأحفوري والملوثات، المصدر الرئيسي للاحتباس الحراري.

وبما أن القطاع السكني هو أحد أكثر القطاعات إستهلاكًا للطاقة، فهو بالتالي يقع في مركز تحول الطاقة وموضوع تدابير مثل تحسين العزل الحراري لغلاف السكن، وإستخدام المعدات ذات الكفاءة العالية والطاقات المتجددة، وخاصة الخلايا الكهروضوئية، لتلبية إحتياجاته من الطاقة.

وفي إطار هذه الأطروحة، تم إجراء دراسة فنية إقتصادية لمعرفة جدوى الإستقلال الطاقتي للقطاع السكني في الجزائر من خلال تزويد المنازل بمحطة للطاقة الكهروضوئية. وللقيام بذلك، تم تقسيم البلاد إلى أربع مناطق مناخية، تتميز كل منها بأربعة ملفات تعريف للأحمال الموسمية. كما تم إستخدام طريقتين لتنفيذ تحجيم الأنظمة الكهروضوئية، إحداهما تعتمد على نماذج مكونات محطة الطاقة الكهروضوئية والأخرى بإستخدام برنامج Homer.

وقد تم تطوير إستراتيجية لإدارة الطاقة تعتمد على تفضيل استخدام إنتاج الكهرباء بالطاقة الشمسية لتلبية إحتياجات المنازل من الطاقة الكهربائية. وبيبين كيف أن تخزين الطاقة الكهروضوئية واستخدام إدارة الطلب وإدارة الأحمال يجعل من الممكن تعزيز استقلالية الطاقة (الاستهلاك الذاتي، والاكتفاء الذاتي) للقطاع السكني من شبكة الكهرباء التقليدية.

تم إجراء دراسة إقتصادية بشأن جدوى الأنظمة الكهروضوئية مثل الكهروضوئية/الشبكة والكهروضوئية/البطاريات/الشبكة بناءً على معايير مثل صافي القيمة الحالية، فترة استرجاع الإستثمار المخفضة، معدل العائد الداخلي، ومؤشر الريح.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي السكني، التخزين، التحجيم، إدارة الطاقة، التحليل الفني، التحليل الإقتصادي.

Table des matières

Introduction générale	16
Chapitre I: Contexte et problématiques énergétiques	18
I.1 Contexte énergétique.....	19
I.1.1 Contexte énergétique dans le monde.....	19
I.1.2 Contexte énergétique en Algérie	20
I.2 Transition énergétique.....	23
I.2.1 Transition énergétique dans le monde.....	23
I.2.2 Transition énergétique en Algérie	26
I.3 Le secteur résidentiel au cœur de la transition énergétique	29
I.3.1 Le secteur résidentiel dans le monde.....	30
I.3.2 Le secteur résidentiel en Algérie	31
I.4 Mutations énergétiques dans le secteur résidentiel gages d'efficacité et de résilience énergétique	33
I.4.1 Politiques énergétiques pour le résidentiel	33
I.4.2 Réduction de la demande énergétique dans le bâtiment résidentiel	35
I.4.3 Production décentralisée d'électricité dans le résidentiel.....	36
I.5 Conclusion.....	42
Chapitre II: Dimensionnement d'un système photovoltaïque destiné au secteur résidentiel algérien.	43
II.1 Contexte de l'étude technico-économique.....	43
II.2 Eléments de dimensionnement d'un système photovoltaïque	44
II.2.1 Données radiométriques et climatiques	44
II.2.2 Demande énergétique.....	45
II.2.3 Coût de l'investissement initial.....	47
II.2.4 Nombre d'heures de pénurie	48
II.3 Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque	48
II.3.1 Méthode de dimensionnement par une approche mathématique	49
II.3.1.1 Eléments de modélisation.....	49
II.3.1.2 Méthodologie d'application de la méthode de dimensionnement par approche mathématique	60

II.3.2 Méthode de dimensionnement par un logiciel	61
II.3.2.1 Le logiciel HOMER	62
II.3.2.2 Stratégie de contrôle	63
II.3.2.3 Les contraintes du système	63
II.4. Cas d'étude	64
II.4.1.1 Recherche de la solution optimale par la méthode de dimensionnement mathématique	65
II.4.1.2 Recherche de la solution optimale par la méthode de dimensionnement mathématique	68
II.5 Conclusion	70
Chapitre III: Gestion d'énergie dans une installation photovoltaïque résidentielle.....	71
III.1 Stratégies de gestion d'énergie dans les installations à énergies renouvelables	71
III.2 Problématique de la gestion d'énergie dans le secteur résidentiel	73
III.2.1 Formulation du problème	74
III.2.2 Méthodes d'optimisation de la gestion d'énergie dans les installations PVs	75
III.3 Développement d'un algorithme de gestion d'énergie dans le résidentiel.....	76
III.3.1 Présentation de l'algorithme de gestion d'énergie dédié au secteur résidentiel.....	78
III.3.2 Critères de performance.....	79
III.4 Résultats de simulations de la gestion d'énergie d'un système PV–bat–réseau dans les quatre zone climatiques	80
III.4.1 Production et consommation	81
III.4.2 Echange d'énergie avec le réseau	83
III.4.3 Autoconsommation et autosuffisance	86
III.5 Techniques d'optimisation de l'efficacité énergétique d'une installation PV	89
III.6 Gestion de la demande	89
III.6.1 Exploitation de la gestion des charges.....	90
III.6.2 Application de la DR à l'écrêtage de pointes	92
III.6 Conclusion.....	96
Chapitre IV: Analyse de la viabilité économique des systèmes photovoltaïques résidentiels.....	98
IV.2 La politique des énergies renouvelables en Algérie.....	102
IV.3 Simulation de la viabilité économique des systèmes PV résidentiels en Algérie	103
IV.3.1 Outils de simulation.....	103
IV.3.2 Les données d'entrée.....	104
IV.3.3 Définitions des indicateurs économiques	107
IV.4 Résultats et analyses.....	109
IV.4.1 Analyse économique	109

IV.4.2 Analyse de sensibilité	112
IV.4.2.1 Sensibilité de la NPV	113
IV.4.2.2 Sensibilité de la DPBP	114
IV.4.2.3 Sensibilité de l'IRR.....	115
IV.4.2.4 Sensibilité de la PI	116
IV.4.3 Effets de la capacité du générateur photovoltaïque sur la viabilité économique	117
IV.4.3.1 Cas des systèmes PV/réseau	117
IV.4.3.2 Cas des systèmes PV/batterie/réseau	119
IV.4.4 Synthèse des résultats et politiques énergétiques	120
IV.5 Conclusion.....	122
Conclusion Générale	123
Bibliographies	126

Table des figures

Figure I.1: Évolution de la consommation énergétique mondiale, en exajoules, par source d'énergie, 1990-2019.	20
Figure I.2: Évolution mondiale des rejets de CO ₂ par combustible.....	20
Figure I.3 : Évolution de la consommation d'énergie électrique en Algérie (2000-2021), élaborée par l'auteur à partir des bilans énergétiques de 2000 à 2021.....	21
Figure I.4: Répartition de la consommation d'énergie finale totale par secteur en Algérie en 2021.	21
Figure I.6: Production d'énergie primaire en Algérie.....	23
Figure I.7 : Évolution de la capacité de production d'énergie renouvelable dans le monde.....	24
Figure I.8: Évolution de la capacité de production d'électricité solaire photovoltaïque dans le monde.	25
Figure I.9: Croissance mondiale de la capacité PV cumulée selon les estimations d'IRENA à l'horizon 2050.	26
Figure I.10: Évolution de la capacité installée par filière en Algérie depuis 2014.	28
Figure I.11: Part de la capacité de production installée par source d'énergie renouvelable en Algérie.	29
Figure I.12: Croissance mondiale de la capacité PV installée par type d'application.....	30
Figure I.13 : Consommation finale d'énergie mondiale par secteur.	31
Figure I.14 : Courbe de charge résidentielle pour une journée-type pour les quatre saisons de l'année en Algérie.....	33
Figure II.1 : Rayonnement horizontal global mensuel pour les régions considérées. (année 2017).	44
Figure II.2 : Température ambiante quotidienne pour les quatre régions (année 2017).	45
Figure II.3 : Courbes de charges globales par région pour les quatre saisons de l'année.....	47
Figure II.4: Caractéristique I-V d'un module PV en fonction de l'irradiation.	50
Figure II.5: Caractéristique I-V d'un module PV en fonction de la température.	51
Figure II.6 : Caractéristiques I-V simulée et mesurée dans les conditions STC,.....	54
cas du module ENIE 200Wc.....	54
Figure II.5 : Courbe de rendement d'un onduleur SMA 4000TL mesurée sur le site de l'UDES.....	55
Figure II.6 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps et du courant en mode de charge.	59
Figure II.7 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps en mode de décharge.	60

Figure II.8 : Organigramme de dimensionnement des quatre systèmes PV résidentiel.	61
Figure II.9 : Représentation schématique du dimensionnement optimal par le logiciel HOMER. ...	63
Figure II.10 : Architecture du système PV avec un bus AC.	64
Figure II.11 : Dimensionnement optimal pour un nombre d'heure de pénurie de 0 heure.	66
Figure II.12 : Détermination du coût d'investissement minimum pour la région Nord.	67
Figure II.13 : Dimensionnements correspondant au coût minimal du système en fonction du nombre d'heures de pénurie : (a) Générateurs photovoltaïques, (b) Capacité de la batterie.	68
Figure II.14 : Schéma de principe du système PV résidentiel connecté au réseau dans HOMER. ...	68
Figure III.1 : Schéma du système étudié, incluant les directions des flux d'énergie.	74
Figure III.2 : Organigramme du système de gestion d'énergie proposé.	77
Figure III.3 : Profils journalier des flux de puissance dans le système PV avec la gestion proposée pour la région du Nord (Exemple d'une journée d'été).	81
Figure III.4 : Production photovoltaïque journalière moyenne et consommation électrique des ménages pour les quatre régions climatiques pour chaque mois de l'année, production PV (histogramme), demande des ménages (courbe).	82
Figure III.5 : Production saisonnière d'électricité photovoltaïque pour les quatre régions climatiques.	83
Figure III.6 : Echange d'énergie avec le réseau pour un système photovoltaïque du type (PV-Bat-Réseau) pendant une année dans les quatre régions climatiques. (Valeurs positives= énergie injectée dans le réseau, valeurs négatives= énergie soutirée du réseau).	84
Figure III.7 : Energie mensuelle échangée avec le réseau pour un système (PV-Bat-réseau) pour les quatre régions.	85
Figure III.8 : Taux d'autoconsommation mensuel d'un système PV-Bat-réseau pour les quatre régions climatiques.	87
Figure III.9 : Taux d'autosuffisance mensuel d'un système PV-Bat-réseau pour les quatre régions climatiques.	88
Figure III.10 : Profils expérimentaux de la production PV et de la consommation des charges de la maison solaire de l'UDES.	91
Figure III.11 : Profils de consommation électrique des charges contrôlables.	93
Figure III.12 : Flux d'énergie dans le système PV en utilisant uniquement le stockage.	94
Figure III.13 : Flux de puissance dans un système PV avec stockage et stratégie de la DR.	95
Figure III.14 : Profil de consommation totale de la maison solaire avec et sans stratégie de la DR.	96
Figure IV.1 : Organigramme de la méthodologie utilisée sous le logiciel Homer.	104
Figure IV.2 : Rayonnement horizontal global quotidien et température ambiante pour chaque ville considérée.	105

Figure IV.3 : Les profils de charge quotidiens utilisés par HOMER pour chacune des villes considérée.....	106
Figure IV.4 : Valeur actualisée de NPV pour les systèmes photovoltaïques installés dans les villes choisies pour l'étude.	111
Figure IV.5 : Effets du tarif FiT et du coût initial de la batterie sur la NPV pour des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.	113
Figure IV.6 : Effets du tarif FiT et du coût initial des batteries sur la DPBP pour les systèmes PV/batterie/réseau dans les villes considérées.	114
Figure IV.7 : Effets du tarif FiT et du coût initial des batteries sur l'IRR des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.	115
Figure IV.8 : Effets du tarif FiT et d'une subvention pour le coût des batteries sur le PI des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.	116
Figure IV.9 : Effet de la capacité PV sur NPV, DPBP, IRR et PI pour les systèmes PV/ réseau. ..	118
Figure IV.10 : Effet de la capacité PV sur la NPV, DPBP, IRR et PI pour des systèmes PV/batterie/réseau.	119

Liste des tableaux

Tableau I.1. Planning de réalisation du programme PNEREE (Version 2011).....	26
Tableau I.2. Planning de réalisation du programme PNEREE (Version 2015).....	27
Tableau II.1. Valeur des paramètres du générateur PV de référence.....	55
Tableau II.2. Dimensionnement optimal du système PV résidentiel pour chacune des quatre régions.....	64
Tableau II.3. Dimensionnement optimal par HOMER des systèmes PV/réseau/bateteries pour les régions d'étude.	69
Tableau III.1. Réduction de l'énergie soutirée du réseau de distribution grâce au stockage du surplus de production PV pour les différents systèmes photovoltaïques.	86
Tableau III.2. Priorité des charges électroménagères dans une habitation.	91
Tableau III.3. Heures de démarrage et d'arrêt des appareils pour minimiser la charge de pointe.	92
Tableau III.4. Résultats des variables énergétiques.	96
Tableau IV.1. Position géographique des villes sélectionnées.	104
Tableau IV.2. Bilan énergétique obtenus par HOMER pour les systèmes PV avec et sans stockage pour les quatre régions.	109
Tableau IV.3. Évaluation économique des systèmes réseau/PV et réseau/PV/batterie pour les villes étudiées.....	110

Acronymes

APRUE	Agence National pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
CP	Convex Programming
CREG	Commission de Régulation de l'Energie et du Gaz
DPBP	Discount Payback Period
DSM	Demand Side Management
DR	Demand Response
EJRC	European Joint Research Centre
FiT	Feed in Tarif
GES	Gaz à Effet de Serre
GA	Genetic Algorithms
Gtep	Milliards de tonnes équivalent pétrole
GIEC	Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
HVAC	Heating Ventilation and Air Conditioning
HMS	Hybrid Mini-grid System
IEA	International Energy Agency
IRR	Internal Rate of Return
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy
LP	Linear Programming
LNLB	Laboratoire National de Lawrence Berkeley
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MILP	Mixed Integer Linear Programming
NPC	Net Present Cost
NPV	Net Present Value
ONM	Office National de la Météorologie
PNEREE	Programme National de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique
PPM	Maximum Power Point

PBP	Payback Period
PI	Profitability Index
PR	Performance Ratio
QP	Quadratic Programming
SKTM	Sharikat Kahrab wa Takat Moutadjadida
SONELGAZ	Société Nationale de L'électricité et du Gaz
SITE	Systèmes d'isolation thermique extérieure
SGE	Systèmes de Gestion de l'Energie
SOC	State of Charge
UDES	Unité de Développement des Équipements Solaires

Introduction générale

La crise climatique actuelle et l'épuisement des ressources énergétiques conventionnelles ont stimulé l'urgence d'adopter des solutions durables pour répondre aux besoins énergétiques de nos sociétés. Face à ces enjeux, les énergies renouvelables apparaissent comme une alternative prometteuse pour faire face aux défis environnementaux et aux besoins énergétiques en constante croissance.

Dans un contexte énergétique en mutation, où le système électrique passe d'une architecture centralisée pour la production d'énergie à un modèle décentralisé utilisant un mix énergétique où la part des énergies renouvelables ne cesse d'augmenter, le résidentiel, l'un des secteurs les plus énergivores, est au cœur de cette transition énergétique.

L'évolution du secteur résidentiel, dans une approche du Near Zero Energy building (NZEB), se traduit par des mesures telles que l'amélioration de l'isolation thermique de l'enveloppe des habitations, l'utilisation des équipements de haute efficacité énergétique et le recours aux sources d'énergies renouvelables.

A travers le monde, la tendance à équiper les habitations de centrales photovoltaïques va en s'amplifiant si l'on se fie aux prévisions de l'Agence Internationale d'Énergie (AIE) qui indique que progressivement on passera de 25 millions de toits solaires en 2022 à presque 150 millions vers 2030.

L'Algérie, à l'instar des autres pays dans le monde a pris des engagements en matière de réduction de Gaz à Effet de Serre (GES) dans l'atmosphère et pour les tenir a lancé, entre autre, un Programme National des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (PNEREE). Dans ce cadre, le secteur du bâtiment, représentant environ 44% de la consommation nationale d'énergie électrique [1], est reconnu comme un domaine clé pour réduire à la fois la consommation d'énergie et l'empreinte carbone du pays.

Dans ce contexte, les travaux conduits dans cette thèse traitent la faisabilité technique et la viabilité économique de l'intégration de systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel à travers la conduite d'une étude technico-économique.

Pour ce faire, sachant que ces installations PV sont destinées à être essaimées à travers le pays, et pour aboutir à des centrales PV optimales, l'Algérie a été répartie en quatre zones climatiques (Nord, hauts Plateaux, Nord Sahara, Sud Sahara) [2]. Deux méthodes ont été utilisées pour effectuer ce dimensionnement. L'une, basée sur une approche mathématique qui requiert la modélisation des

différents constituants de la centrale PV offre la possibilité d'intégrer les paramètres physiques des différents constituants propres à une installation donnée, l'autre méthode, quant à elle, fait appel à un logiciel de dimensionnement connu, en l'occurrence, HOMER qui présente la particularité d'être spécialisé pour l'étude économique des installations à énergies renouvelables.

Après avoir dimensionné l'installation photovoltaïque adaptée à chacune des régions climatiques, l'étape suivante consiste à élaborer un algorithme de gestion d'énergie pour le résidentiel privilégiant l'utilisation de la production d'électricité solaire pour satisfaire, à un degré élevé, les besoins énergétiques d'une habitation.

La faisabilité technique de la configuration du système PV choisie pour l'ensemble des régions climatiques est montrée à travers l'analyse des résultats simulés obtenus de la production PV, de la consommation de l'électricité solaire produite et des échanges avec le réseau. Il est montré, aussi, comment le stockage et le recours à la gestion de la demande et la gestion des charges il est possible de conforter l'autonomie énergétique (autoconsommation, autosuffisance) du secteur résidentiel vis-à-vis du réseau électrique.

La dernière partie de l'étude est consacrée à la viabilité économique des systèmes PV connectés au réseau avec ou sans stockage pour les différentes régions climatiques d'Algérie. En utilisant le logiciel Homer. Deux configurations de système PV, PV/réseau et PV/batteries/ réseau font l'objet de cette étude de viabilité sur la base de paramètres tels que la valeur actuelle nette ou Net Present Value (NPV), la période de récupération actualisée ou Discounted Payback Period (DPBP), le taux de rendement interne ou l'Internal Rate of Return (IRR) et l'indice de rentabilité ou le Profitability Index (PI). Une analyse de sensibilité par rapport à différents facteurs tels que le tarif de rachat de l'électricité, le coût des batteries et la taille des générateurs photovoltaïques est effectuée pour évaluer l'impact de ces facteurs sur la rentabilité des systèmes PV dans le résidentiel. Au terme de cette thèse des solutions sont proposées et des recommandations sont formulées pour promouvoir l'utilisation des systèmes PV résidentiels en Algérie.

Chapitre I

Contexte et problématiques énergétiques

Dans ce premier chapitre il est d'abord fait état de la situation énergétique dans le monde et en Algérie aussi bien concernant les ressources de production d'énergie, le niveau de consommation d'énergie, les sources utilisées pour satisfaire la demande énergétique ainsi que sur les quantités des rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Le constat concernant le contexte énergétique a conduit à un consensus international sur la nécessité d'une transition énergétique qui s'appuie sur un nouveau modèle énergétique basé sur un mix énergétique où les énergies renouvelables prendront progressivement une place prépondérante. Les effets de l'adoption de cette nouvelle politique énergétique sont déjà perceptibles dans le monde et se traduisent par des capacités installées de production d'énergies renouvelables en croissance d'année en année et dont l'énergie solaire photovoltaïque en est le fer de lance.

Le secteur résidentiel, principal consommateur d'énergie dans la plupart des pays, est au cœur de cette transition énergétique. Des mutations nécessaires dans ce secteur seront des gages d'efficacité et de résilience énergétique. Celles-ci passent, comme le montre l'état de l'art qui est présenté, par la mise en œuvre, de nouvelles politiques énergétiques, des mesures pour la réduction de la consommation et des incitations pour le recours à la production d'énergie à partir d'installations de sources d'énergies renouvelables.

Au terme de ce chapitre, il est montré comment est conduite, dans le cadre de cette thèse, l'étude de la faisabilité technico-économique du déploiement des systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel. Ces travaux permettent de disposer d'un outil d'aide à la décision dans la quête du pays, à la fois, d'une politique d'une relative autonomie énergétique de ce secteur, d'un allègement de la pression sur le réseau électrique tout en préservant l'environnement.

I.1 Contexte énergétique

I.1.1 Contexte énergétique dans le monde

Le rapport du 'BP Statistical Review of World Energy 2022' [3] atteste que la consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté de 5,8% par rapport à 2020. La majorité des scénarios énergétiques prévoient une consommation de 15 Gtep (Milliards de tonnes équivalent pétrole) par an d'ici 2050 [4]. De nos jours, la demande énergétique mondiale est principalement assurée par les ressources conventionnelles (fossiles et fissiles). Ainsi, en 2021, plus de 82 % de l'énergie primaire utilisée au niveau mondial était d'origine fossile selon le rapport de l'Agence Internationale de l'Energie AIE) [5]. Le pétrole représente la plus grande partie (30,95%), suivi du charbon (26,9%), puis du gaz naturel (24,42%) et enfin du nucléaire (4,25%) (Figure I.1). Les réserves disponibles des ressources énergétiques fossiles sont limitées et ne pourront pas répondre indéfiniment à la demande qui augmente constamment, sans oublier le rôle prépondérant de la combustion de ces ressources dans le réchauffement climatique. En effet, les émissions anthropiques de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie à partir des hydrocarbures ont également fortement augmenté au fil des années, atteignant 33,9 milliards de tonnes en 2021, soit 5,9% de plus qu'en 2020 [6]. La figure I.2 illustre l'évolution des émissions du CO₂ par combustible dans le monde. L'augmentation massive des rejets de CO₂ est la principale cause du réchauffement climatique, ce qui a eu pour conséquence, une augmentation de la température moyenne à la surface de la terre d'environ 1 °C. Il est probable que le réchauffement planétaire atteindra 1,5 °C entre 2030 et 2052 selon le rapport du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) en 2019 [7].

Pour surmonter les menaces engendrées par le spectre des changements climatiques, la prise de conscience collective à l'échelle de la planète s'est concrétisée au fil des années par l'organisation de plusieurs rencontres internationales telles que le Sommet de la Terre de Rio en 1992, suivi de Kyoto en 1997, de Rio+20 en 2012 et enfin de l'accord de Paris sur le climat en 2016. Les principaux enseignements tirés de ces rencontres ont conduit à formuler des recommandations préconisant, notamment, l'efficacité énergétique pour la réduction de la consommation d'énergie et le recours de plus en plus aux énergies renouvelables.

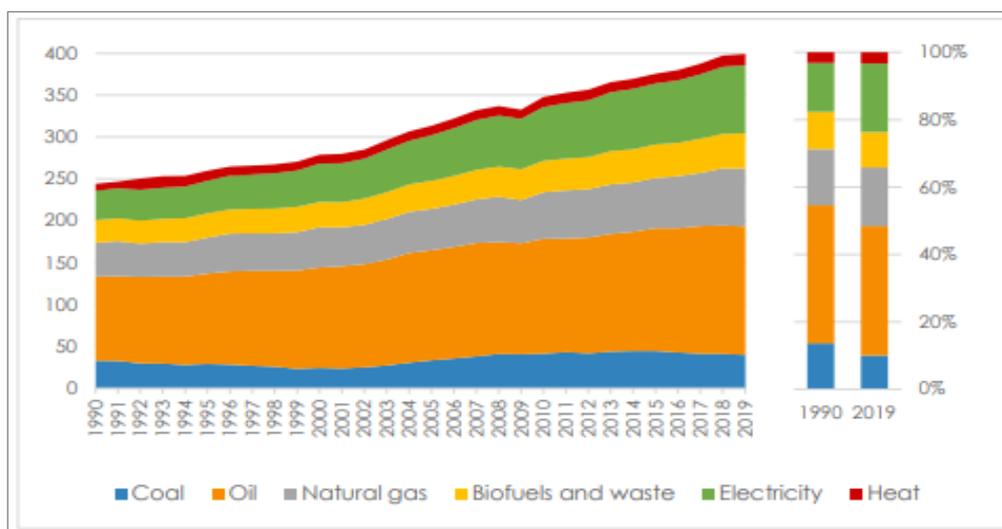


Figure I.1: Évolution de la consommation énergétique mondiale, en exajoules, par source d'énergie, 1990-2019 [3].

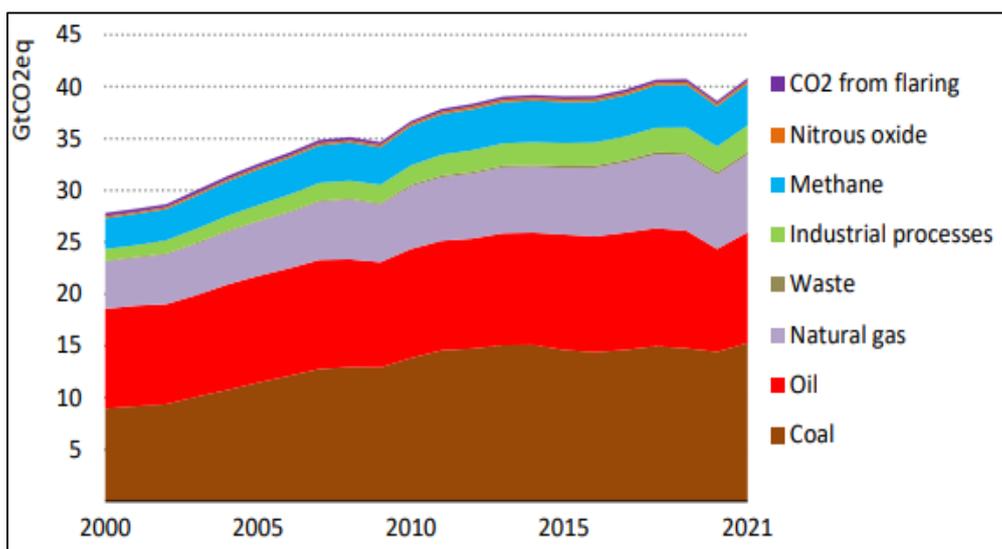


Figure I.2: Évolution mondiale des rejets de CO₂ par combustible [6].

I.1.2 Contexte énergétique en Algérie

La consommation d'énergie a fortement évolué en Algérie, conséquence conjointe de la croissance de la population, du développement économique et de l'urbanisation. En 2021, la consommation totale finale d'énergie s'élevait à 67,2 Mtep reflétant une hausse de 7,7% par rapport à 2020 [8].

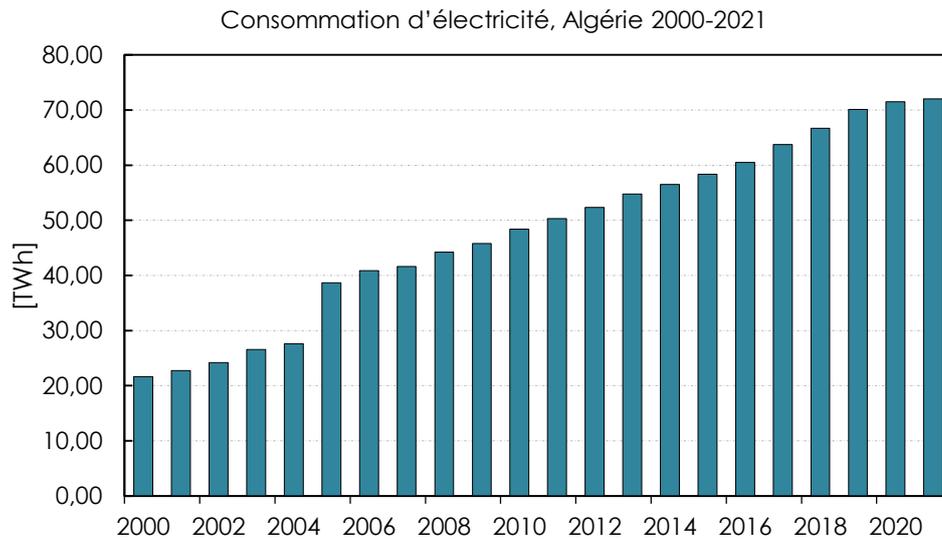


Figure I.3 : Évolution de la consommation d'énergie électrique en Algérie (2000-2021).

La Figure 1.3 montre l'évolution de la consommation d'électricité en Algérie entre 2000 et 2021. Celle-ci a presque triplé durant cette période, avec une augmentation annuelle moyenne de près de 4% pour atteindre, en 2021, 72 TWh, soit une augmentation de 5% par rapport à 2020.

Comme le montre la figure I.4, en 2021, comme à l'accoutumée, c'est le secteur du résidentiel et du tertiaire qui a dominé la consommation d'énergie (47 %), suivi du transport (29 %) et de l'industrie (24 %).

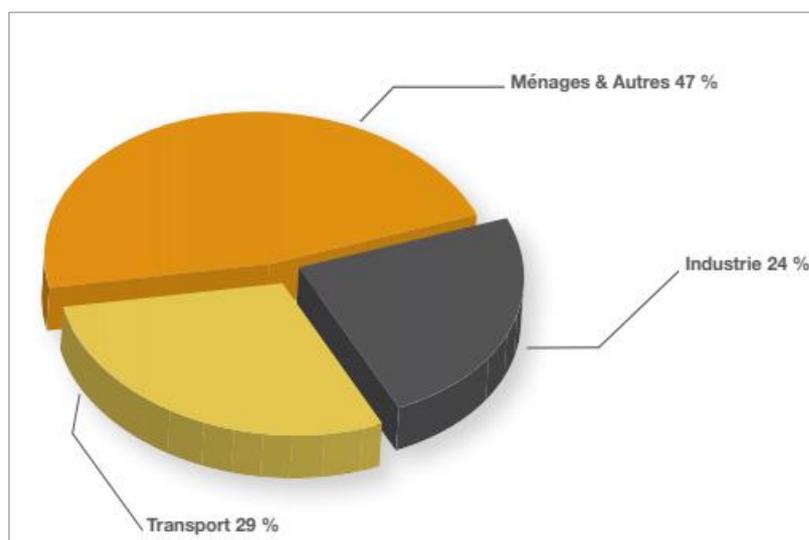


Figure I.4: Répartition de la consommation d'énergie finale totale par secteur en Algérie en 2021 [6].

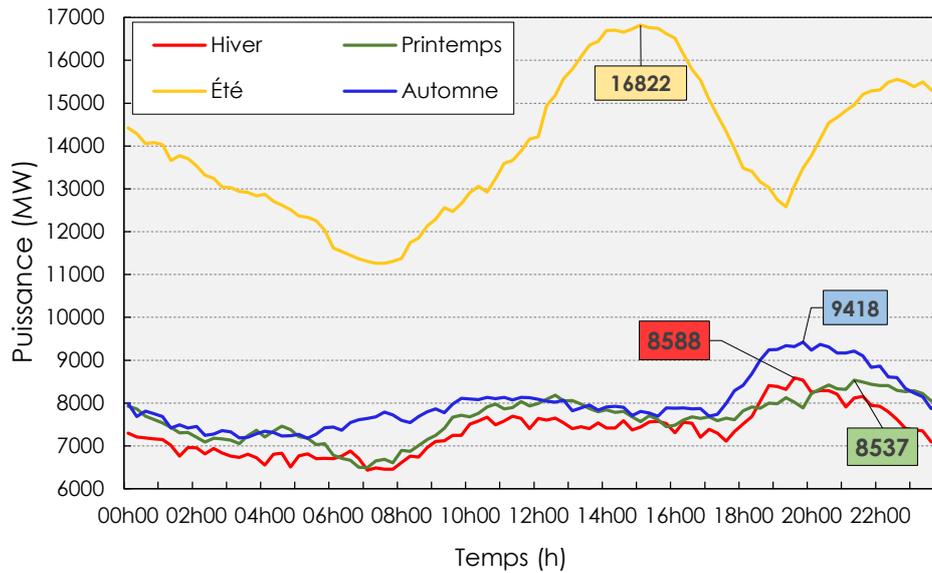


Figure I.5 : Courbe de charge journalière pour les quatre saisons de l'année [7] .

La figure I.5 présente, à titre indicatif, le profil global de charge journalier en Algérie pour les quatre saisons de l'année (hiver, printemps, été, et automne).

La demande énergétique est plus importante pendant la période d'été, ceci étant principalement dû à l'utilisation intensive des climatiseurs pendant cette saison. En juillet 2023, à 15h, la demande a atteint un record de 18 697 MW en termes de puissance du réseau national, soit une augmentation de près de 11 % par rapport au pic estival de l'année précédente [9].

La commission de Régulation de l'Énergie et du Gaz (CREG), prévoit que la demande en électricité atteindra 150 TWh d'ici 2030 [10], avec une croissance continue de la consommation portée principalement par le secteur résidentiel et tertiaire en raison du nombre de logements, qui croît fortement.

Pour satisfaire cette demande énergétique, le système énergétique fait appel essentiellement aux ressources fossiles. En effet, le pétrole et le gaz naturel tiennent une place importante dans la production d'énergie et ce depuis l'indépendance. L'Algérie est l'un des grands producteurs d'hydrocarbures dans le monde. Selon l'IEA, en 2022, l'Algérie a occupé le troisième rang des pays producteurs de pétrole en Afrique et le dix-septième rang dans le monde compte tenu de sa production de pétrole brut de 1,134 million de barils par jour [11].

En 2021, la production d'énergie était assurée (Figure I.6) dans des proportions de 64,5% pour le gaz naturel, de 35,2% pour le pétrole et de 0,2% pour le charbon tandis que la production

d'origine renouvelable ne représentait qu'une trop faible part de 0,1% par rapport aux autres sources d'énergie [1].

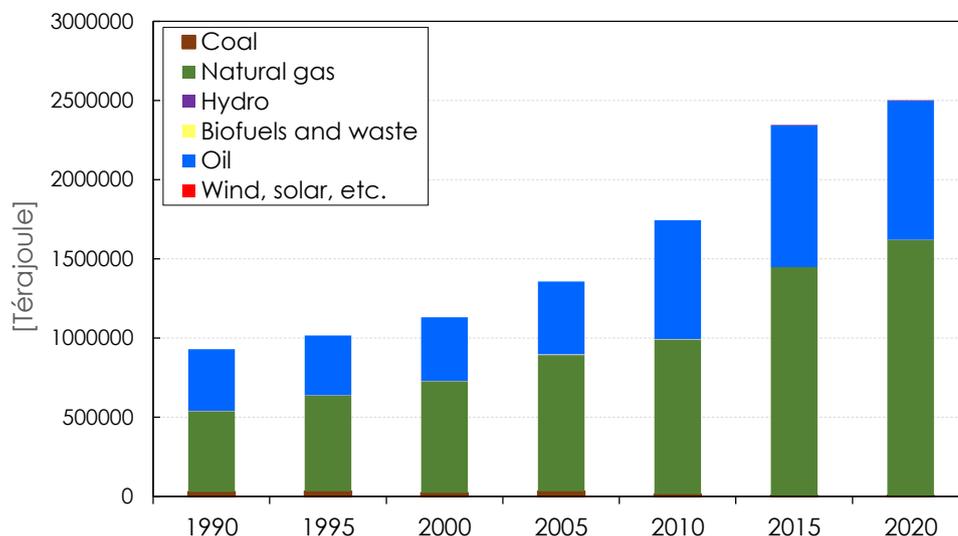


Figure I.6: Production d'énergie primaire en Algérie [1].

I.2 Transition énergétique

I.2.1 Transition énergétique dans le monde

Les années passant, même les climato sceptiques se sont ralliés à la thèse de la nécessité d'une mutation du système énergétique. C'est ainsi qu'un grand pas a été franchi en 2016, où l'accord de Paris, ratifié par 183 pays, portant sur un ensemble de règles visant à maintenir l'augmentation de la température mondiale en dessous du seuil critique des 2 degrés Celsius [12]. Malgré les efforts accomplis par de nombreux pays, il n'est pas assuré que cet objectif soit atteint dans les délais impartis. Cependant, les derniers épisodes caniculaires de l'été 2023 sont là pour nous rappeler, si besoin est, que le réchauffement de la terre est une réalité avec laquelle il va falloir composer désormais.

L'ambition de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de lutter contre les changements climatiques ont poussé les gouvernements à revoir leur politique énergétique. Un changement de paradigme s'est avéré impératif. En effet, le modèle énergétique basé jusqu'ici essentiellement sur les énergies fossiles a montré ses limites et les stigmates environnementaux laissés par les phénomènes climatiques récurrents tout au long de ces dernières années sont autant de signes qui indiquent qu'ils s'inscriront désormais dans la durée si rien n'est fait pour changer la donne. Il y a donc un large consensus autour d'une transition énergétique où

progressivement les énergies renouvelables prendront de plus en plus une part importante dans le mix énergétique pour assurer un monde durable pour l'humanité [13]. La décarbonisation du secteur de l'énergie est en marche et le développement des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique la biomasse et l'hydrogène vert prend de plus en plus d'ampleur [14]. Cependant, compte tenu du bouleversement climatique dont les effets dévastateurs sont de jour en jour plus présents hypothéquant toujours un peu plus l'avenir de la planète, a fait que les engagements pris par les états montrent que la révolution verte est bien là et les chiffres de la production d'énergie d'origine renouvelable qui bat des records année après année ne sont pas une vue de l'esprit mais sont bien réels.

Ainsi, en 2021 la capacité de production renouvelable a augmenté de façon exponentielle pour atteindre un nouveau record de 257 GW (+9,1%), (Figure I.7). L'énergie solaire a continué d'être le fer de lance de cette croissance en termes de capacité installée, avec une augmentation de 133 GW (+19%), suivie par l'énergie éolienne avec 93 GW (+13 %). La capacité hydroélectrique a augmenté de 19 GW (+2%) et la bioénergie de 10 GW (+8%) quant à l'énergie géothermique elle a augmenté de 1,6 GW [15]. Ces nouvelles installations sont la concrétisation sur le terrain des politiques prônées par les gouvernements, en soutien aux programmes axés sur les énergies renouvelables.

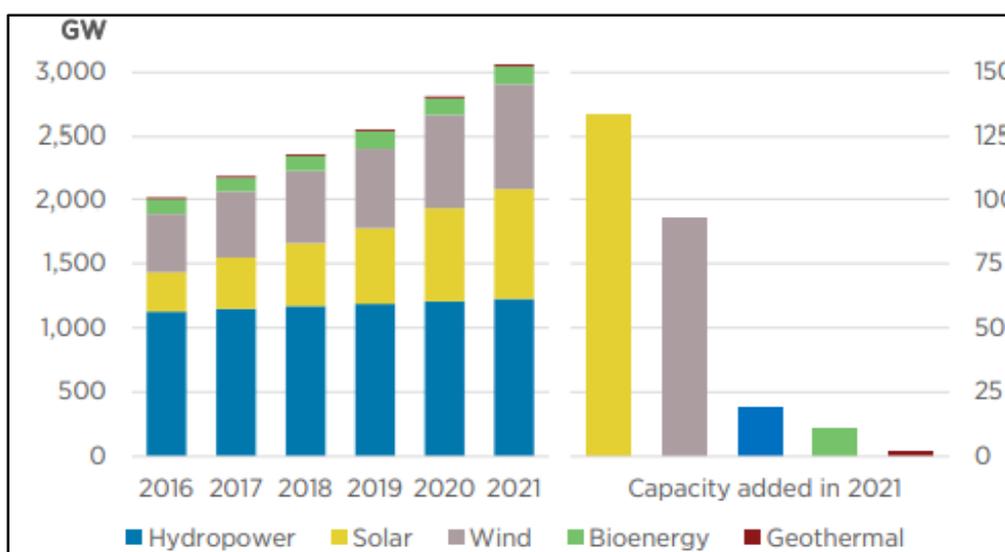


Figure I.7 : Évolution de la capacité de production d'énergie renouvelable dans le monde [15].

Selon le rapport annuel 'Renewable Capacity Statistics 2020' de l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA) (Figure I.8), La Chine est le premier producteur d'électricité à partir du solaire photovoltaïque avec 176,9 TWh (32 % de la production mondiale), les États-Unis occupent la deuxième place (81,2 TWh soit 15 %) et le Japon, la troisième place (62,6 TWh soit 11 %).

La croissance dominante du solaire photovoltaïque par rapport à l'ensemble des autres ressources renouvelables, apparait en fait à travers la plupart des scénarios prévisionnels des organismes internationaux officiels. L'IRENA (Figure I.9) prévoit que l'énergie solaire photovoltaïque atteindra 8519 GW dans son scénario "High Renewable Energy", dont plus de la moitié sera déployée en Chine, faisant de l'énergie solaire la plus grande source d'électricité dans le monde [16]. Par ailleurs, l'AIE prévoit que d'ici 2030, l'énergie solaire photovoltaïque atteindra 5 041,9 GW dans son scénario d'énergie "Net Zero Emissions", dont une grande partie sera installée dans le secteur résidentiel, ceci grâce aux incitations financières très favorables qui sont appliquées depuis 2012 [17].

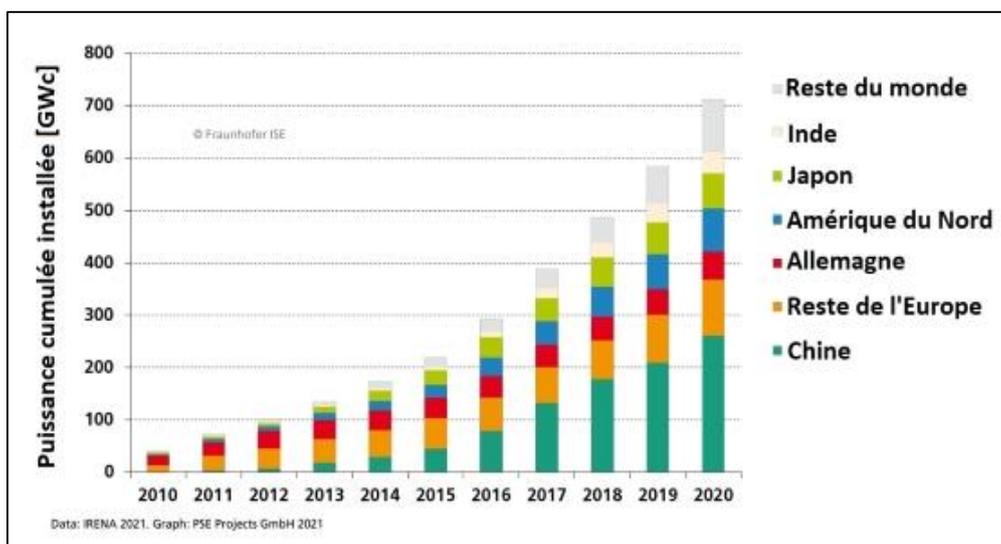


Figure I.8: Évolution de la capacité de production d'électricité solaire photovoltaïque dans le monde [17].

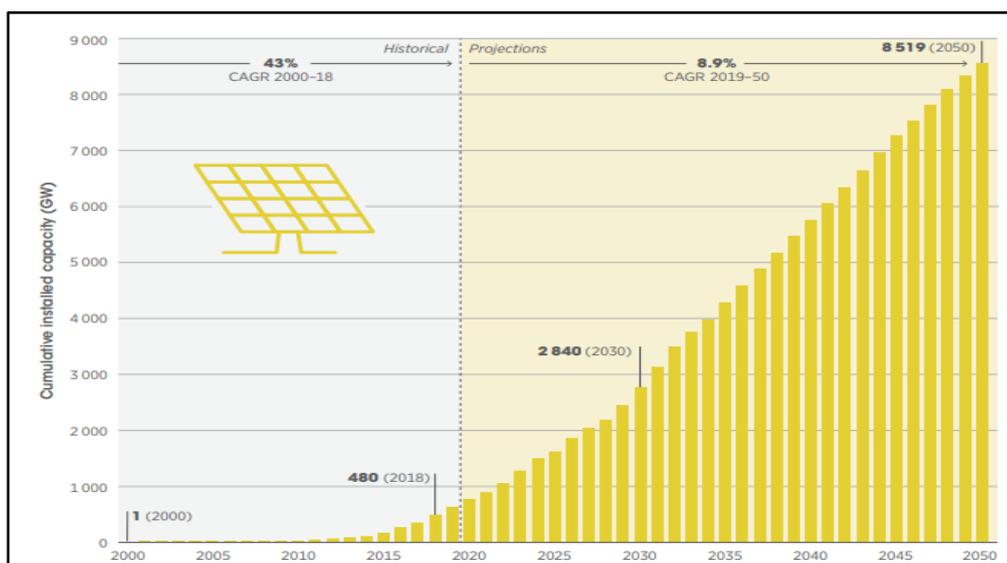


Figure I.9: Croissance mondiale de la capacité PV cumulée selon les estimations d’IRENA à l’horizon 2050 [16].

I.2.2 Transition énergétique en Algérie

Pour tenir ses engagements internationaux en matière de réduction de gaz à effet de serre dans l’atmosphère et s’inscrire dans une dynamique de développement durable, l’Algérie a montré sa volonté de diversifier ses sources de production d’énergie en intégrant les énergies renouvelables dans son mix énergétique. A cet effet, en 2011, le Gouvernement Algérien a lancé le premier Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l’Efficacité Energétique (PNEREE) pour optimiser l’utilisation des ressources énergétiques naturelles existantes (solaire, éolien, géothermie, ...) et contribuer ainsi activement, notamment en réduisant la forte dépendance du pays aux énergies fossiles tout en atténuant les émissions de CO₂. Le PNEREE est basé sur trois principales ressources renouvelables pour la production de l’électricité à savoir, le solaire photovoltaïque avec une capacité de 7200 MW, le solaire thermique avec 2800 MW et l’éolien avec 2000 MW. Selon le Ministère de l’Energie et des Mines, 12GW ont été planifiés pour être installés selon quatre étapes (voir tableau I.1). Les réalisations prévues n’ont pas été concrétisées durant la première phase du programme selon le calendrier prévu. Ainsi, sur l’ensemble des projets pilotes de 110 MW prévus, seule une puissance globale de 36.3 MW a été mise en place [18]. Pour le reste, une puissance totale de 343 MW a été installée par la filiale de production d’électricité de Sonelgaz, Sharikat Kahrab wa Takat Moutadjadida (SKTM) aujourd’hui dénommée Sonelgaz Energies Renouvelables (SER).

Tableau I.1. Planning des réalisations prévues par le programme PNEREE (Version 2011).

Etape	Action
2011-2013	Réalisation de projets pilotes d'une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies.
2014-2015	Début du programme avec l'installation d'une puissance totale de 650 MW.
2016-2020	Installation d'une capacité de 4600 MW, dont 2600 MW sont destinés au marché local et 2000 MW à l'exportation.
2021-2030	Installation de 12000 MW, prévus pour la consommation locale et 10000 MW à l'exportation.

Le programme PNEREE a ensuite été réactualisé en 2015, motivé par l'accroissement du marché des systèmes solaires photovoltaïques (PV) et la réduction du prix de l'électronique solaire dans le monde. Le programme dans sa version modifiée prévoit la réalisation de 22 000 MW sur la période 2015-2030. La part du solaire photovoltaïque ayant été multipliée par 5 par rapport au PNEREE initial de 2011, représentant désormais 62 % de l'ensemble des 22000 MW prévus à l'horizon 2030 et répartis selon le planning porté dans le tableau I.2 [19].

Tableau I.2. Planning de réalisation du programme PNEREE révisé en 2015.

	Première phase 2015-2020	Deuxième phase 2021-2030
Photovoltaïque	3 000	10 575
Eolien	1 010	4000
Solaire thermique	-	2 000
Cogénération	150	250
Biomasse	360	640
Géothermie	5	10
Total	4 525	17 475

Cette fois encore, sur l'ensemble des projets prévus pour la phase (2015-2020) du programme PNEREE totalisant une capacité de 4524 MW, seule une capacité de 589,7 MW a été installée à la fin l'année 2022 [20]. Alors que le PNEREE est lancé depuis 2011, la Figure I.10 qui présente l'évolution de la production d'énergie électrique, depuis 2014, en fonction des sources d'énergie en Algérie [21] montre que les énergies renouvelables ne jouent qu'un rôle mineur dans la production d'énergie.

En 2021, la production d'énergies renouvelables en Algérie ne représentait que 3% de la production énergétique nationale, l'énergie solaire représentant 64% de l'électricité totale produite à partir de sources renouvelables, tandis que l'hydroélectricité représentait 33% et

l'énergie éolienne 1% (figure I.11). Ceci indique qu'il y a encore beaucoup de chemin à parcourir pour que les ER contribuent de manière significative au mix énergétique que l'Algérie ambitionne de mettre en place.

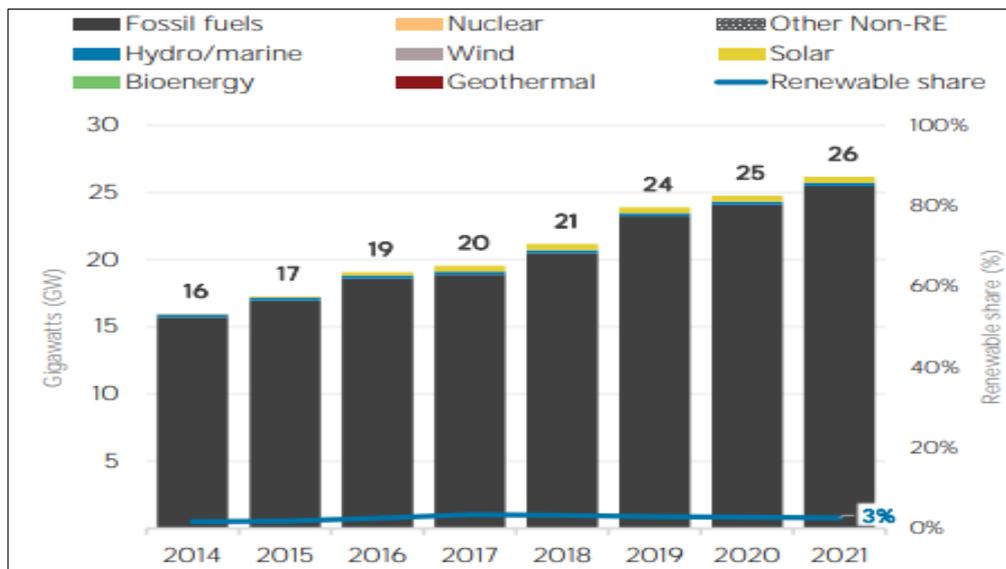


Figure I.10: Évolution de la capacité installée par filière en Algérie depuis 2014 [21].

La dernière tentative en date lancée par l'état Algérien en 2022 pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables dans le pays, s'est traduite par une feuille de route qui vise l'installation d'une capacité totale de 15 000 MW sous forme de centrales solaires connectées au réseau, dont une première tranche de 4000 MW doit être livrée d'ici 2024 et les 11 000 MW restants sont à déployer à l'horizon 2035 [22]. L'objectif fixé par le gouvernement est d'atteindre 27 % de la production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2035. Cet objectif ne peut être atteint, que par la mise en place d'un écosystème favorisant les investissements, facilitant la mise en place de mécanismes d'aides et d'incitatifs financiers, une formation de spécialistes en ER, etc.

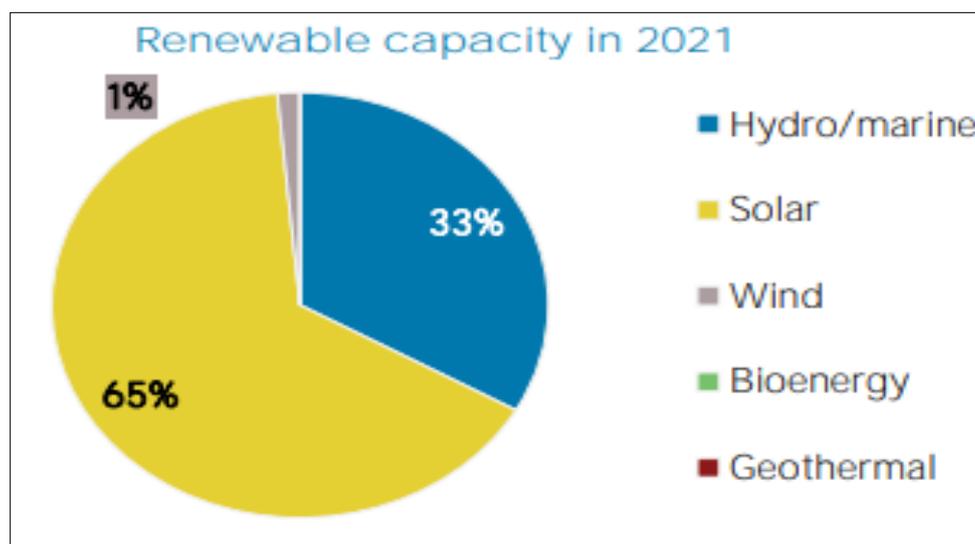


Figure I.11: Part de la capacité de production installée par source d'énergie renouvelable en Algérie [21].

I.3 Le secteur résidentiel au cœur de la transition énergétique

Si à l'origine les systèmes photovoltaïques dotés d'un banc de batteries dits 'systèmes PV autonomes' [23] étaient à la mode pour alimenter en électricité les chalets de montagne et des régions enclavées situées loin du réseau électrique et dont le raccordement était très onéreux, au fur et à mesure, ce sont les centrales PV au sol de grande capacité et connectées au réseau qui ont pris le relais de sorte que plusieurs milliers de MW étaient installées année après année. En 2022, ces centrales, comme le montre la Figure I.12, représentaient 70 % des systèmes PV installés. Il convient de noter que, dans le contexte de la transition énergétique, un déploiement important des systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel, stimulé par des régimes de soutien attractifs élaborés par les gouvernements, a permis d'atteindre, entre 2019 et 2022, un taux de 35% de la capacité photovoltaïque totale installée [24].

Les indicateurs de consommation d'énergie et de quantités de carbone dégagées dans l'atmosphère montrent que le secteur résidentiel est un levier d'action important de la transition énergétique.

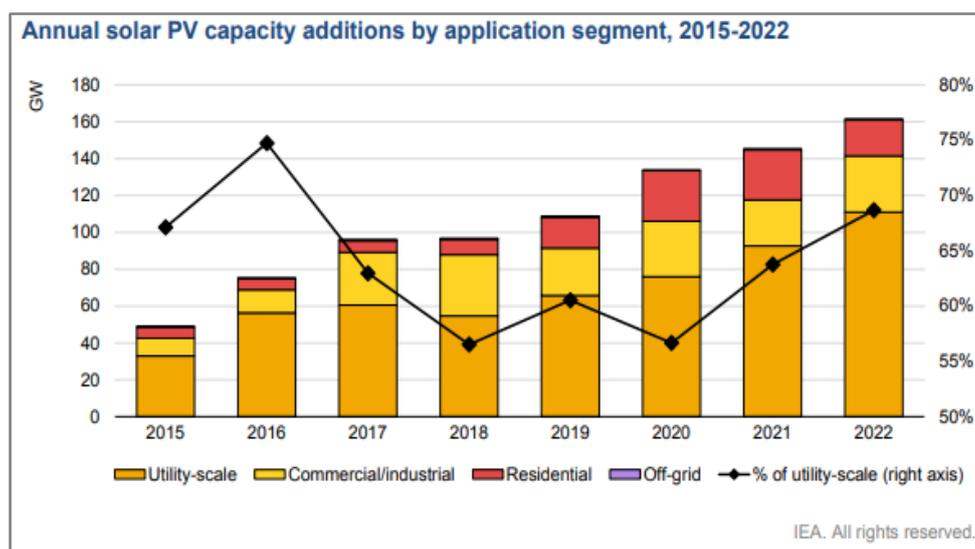


Figure I.12: Croissance mondiale de la capacité PV installée par type d'application [175].

I.3.1 Le secteur résidentiel dans le monde

Au niveau mondial, les principaux secteurs consommateurs d'énergie sont dans l'ordre les bâtiments, les transports et l'industrie comme le montre la figure I.13 [25].

La consommation de chaque secteur a augmenté pour atteindre 9,1 Gtep en 2019, alors que leur part dans la consommation finale est restée légèrement constante.

Tous les bilans de consommation d'énergie s'accordent à désigner le résidentiel comme le secteur le plus énergivore. De ce fait, Les bâtiments jouent un rôle majeur dans le changement climatique, puisqu'ils représentent un tiers de la consommation mondiale d'énergie mais aussi un quart des émissions de CO₂ [25].

La croissance de la population, l'augmentation de la surface bâtie, l'amélioration du confort, ainsi que l'augmentation du temps passé à l'intérieur des bâtiments, ont fait augmenter la consommation des bâtiments de 1,2 % par an depuis 2000. Les projections montrent que, sans politiques plus strictes, la consommation d'énergie dans les bâtiments continuera de croître à l'avenir au rythme de la croissance de la consommation d'énergie dans les pays émergent et les pays en développement [26].

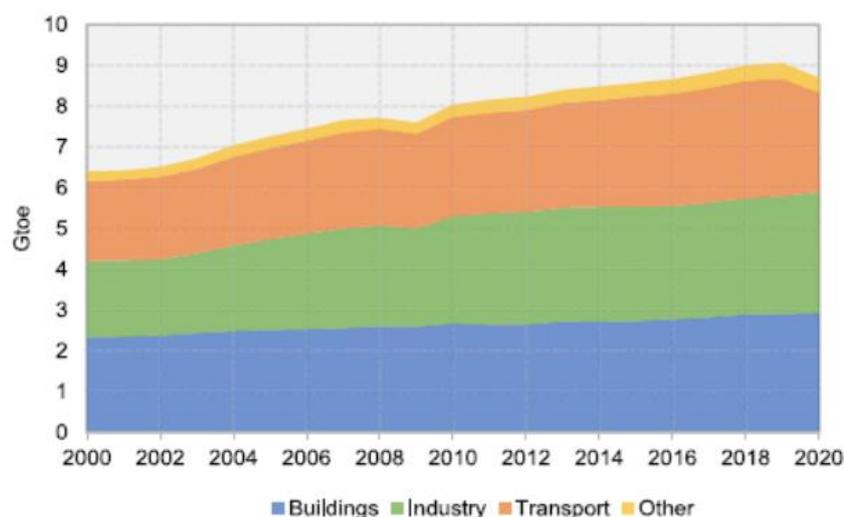


Figure I.13 : Consommation finale d'énergie mondiale par secteur [25].

Par ailleurs, le résidentiel représente actuellement la part la plus importante de la consommation dans certains des pays les plus consommateurs (42 % en Russie, 41 % dans l'UE, 37 % au Japon et 34 % aux États-Unis [27]). L'impact significatif des bâtiments a placé ces derniers en première ligne des politiques climatiques, en raison de leur fort potentiel d'amélioration en termes d'efficacité énergétique et de production d'énergie renouvelable [28]. Une analyse fine de la consommation dans les bâtiments montre que ce sont les systèmes de Chauffage, de Ventilation et de Climatisation (CVC) qui concentrent jusqu'à 38 % de la consommation des bâtiments. La diminution de la consommation d'énergie dans les bâtiments passe par des gains d'efficacité énergétique dans les constructions, nécessitera des normes renforcées et des innovations pour les équipements pour qu'ils soient moins énergivores mais aussi l'intégration des énergies renouvelables pour satisfaire une grande partie de leur demande énergétique.

I.3.2 Le secteur résidentiel en Algérie

A l'instar des autres pays dans le monde, le secteur résidentiel et tertiaire est le plus grand consommateur d'énergie en Algérie. Il représente à lui seul plus du tiers (1/3) de la consommation totale d'énergie (cf. figure I.4), dépassant même le secteur de l'industrie, qui possède une part de 24%. Selon les statistiques de l'Office National de la Statistique (ONS), la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel a augmenté de 7.2% entre 2015 et 2019, passant de 21.5 GWh à 23 GWh [29]. En outre, la consommation d'électricité par habitant a également augmenté, passant de 617kWh/an en 2015 à 657 kWh/an en 2019 [30]. La

consommation de l'énergie électrique dans le secteur résidentiel est plus élevée dans les villes que dans les zones rurales. D'après l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), les villes algériennes consomment 80% de l'électricité totale utilisée par le secteur résidentiel, devant les zones rurales qui totalisent une part d'environ 20% [31].

Cette consommation d'électricité en croissance continue dans le secteur résidentiel est principalement liée à l'utilisation des appareils électroménagers, à l'éclairage et à la climatisation. Pour le chauffage, la plupart des foyers algériens utilisent principalement le gaz.

Le profil de consommation d'électricité des foyers dépend de plusieurs facteurs, tels que, notamment, les habitudes des usagers, les conditions climatiques, et les variations saisonnières. Il convient de souligner qu'un profil de charge typique pour le secteur résidentiel ne peut être déterminé de manière absolue. Néanmoins, de manière générale, la courbe de consommation électrique a une allure qui ressemble à celle présentée sur la figure I.14. Cette forme globale des profils journaliers de charges résidentielles pour les quatre périodes de l'année a été élaborée à partir des données de la consommation d'électricité brutes relevées par les compteurs d'électricité placés au niveau des foyers et obtenus par la Société Nationale de L'électricité et du Gaz (SONELGAZ). Les courbes de charges présentées sur la figure I.14 correspondent à la moyenne des courbes de charge de plus de 150 ménages répartis dans les différentes régions d'Algérie. Les profils de consommation pour le secteur résidentiel présentent des variations cycliques, le premier pic de consommation apparaît à partir de 6h et le deuxième pic est situé le soir, vers 20 h, il est dû principalement à la reprise des activités résidentielles. La différence d'amplitude entre l'été et les autres périodes de l'année est principalement due à l'utilisation de la climatisation.

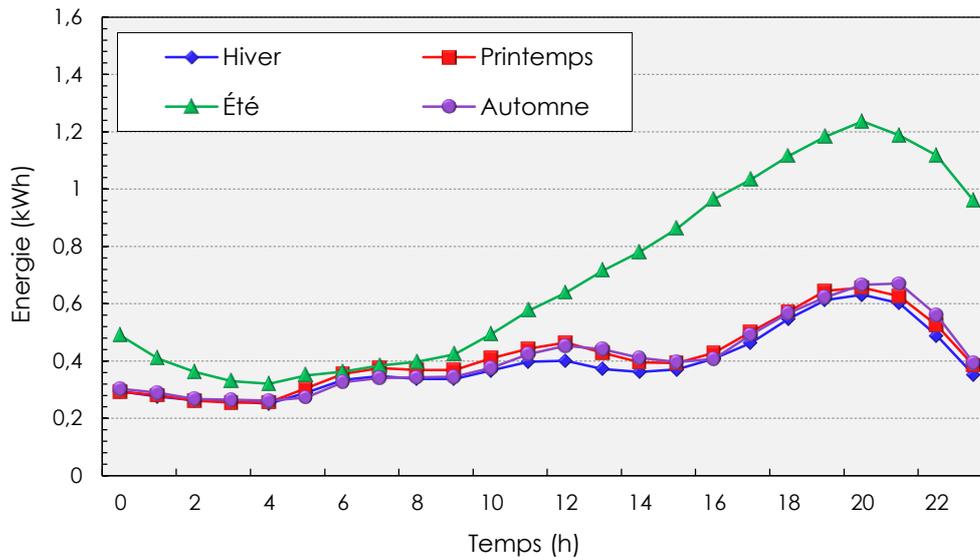


Figure I.14 : Courbe de charge résidentielle pour une journée-type pour les quatre saisons de l'année en Algérie.

I.4 Mutations énergétiques dans le secteur résidentiel gages d'efficacité et de résilience énergétique

Afin d'infléchir la courbe de consommation d'énergie dans les bâtiments tout en réduisant leur empreinte carbone, il faut d'abord améliorer leur isolation thermique (murs, toit, fenêtres, ..), utiliser des équipements électroménagers de haute efficacité énergétique, adopter un éclairage à LED, etc. Même si toutes ces mesures sont adoptées, la croissance économique, surtout dans les pays émergents et en développement, boostera la demande d'énergie qui sera principalement électrique. Pour satisfaire cette dernière tout en respectant les objectifs de l'Accord de Paris, le recours aux énergies renouvelables en particulier à l'énergie solaire photovoltaïque apparaît comme une option qui a pris de plus en plus d'ampleur dans ce secteur ces dernières années pour, à la fois, satisfaire les besoins énergétiques et sauvegarder l'environnement.

I.4.1 Politiques énergétiques pour le résidentiel

Dans le cadre du scénario "Net Zero Emissions" élaboré par l'IEA, pour limiter la hausse de la température mondiale à 1,5 degré Celsius, il est prévu que l'énergie solaire et éolienne devront fournir au moins 70 % de la production totale d'électricité d'ici 2050. Selon l'IEA, 25 millions de toits dans le monde sont déjà équipés de panneaux solaires photovoltaïques. Ce nombre

devrait passer à 100 millions d'ici 2030 et à 240 millions d'ici 2050 [24]. À cet effet, de nombreux états ont mis en place des politiques d'économie d'énergie favorisant l'utilisation rationnelle des énergies renouvelables dans l'habitat en les dotant d'installations photovoltaïques. La mesure la plus courante consiste à proposer des tarifs d'achat incitatifs de l'énergie PV de sorte que celle-ci devienne concurrentielle [32]. D'autres mesures consistent à subventionner directement le coût des investissements pour les particuliers [33]. Les consommateurs privés se sont déjà intéressés aux énergies renouvelables et commencent à investir dans la production locale, en installant des systèmes photovoltaïques en toiture, devenant ainsi des "prosommateurs" en produisant et consommant à la fois de l'électricité photovoltaïque. Dans ce qui suit, sont indiquées certaines des mesures incitatives et politiques de soutien adoptées dans plusieurs pays pour la promotion des systèmes PV dans le résidentiel. Par exemple, en Allemagne, environ un tiers de la capacité de production d'énergie renouvelable est constituée par les installations photovoltaïques se trouvant sur le toit des maisons appartenant aux citoyens [34]. En 2020, l'état allemand a adopté le 'Solarcity Master Plan' pour encourager le déploiement des systèmes PV sur les toits dans les villes, avec l'objectif d'ici 2050, de satisfaire environ 25 % de ses besoins en électricité avec l'énergie solaire. Ainsi, un programme qui combine l'autoconsommation et des primes de rachat d'électricité attrayantes, a été spécialement conçu pour les systèmes PV de petite échelle destinés aux grandes surfaces commerciales et au secteur résidentiel [35]. A la fin de 2020, plus de 1,3 million de systèmes étaient installés représentant un taux d'adoption dans le secteur résidentiel-tertiaire d'environ 11 % [36]. Par ailleurs, en France, dans le cadre du développement des politiques photovoltaïques, le gouvernement français a publié un plan d'action en novembre 2021 pour accélérer le développement du photovoltaïque. Ce plan prévoit l'installation de 200 000 sites photovoltaïques pour l'autoconsommation en 2023, dont 50 000 en formule 'collective' sur des terrains et bâtiments publics, avec une réduction des coûts initiaux de raccordement au réseau et des simplifications des procédures administratives [37]. En Grèce, le dernier plan national grec pour les petites installations photovoltaïques en toiture (jusqu'à 6 kWc) qui a été établi en 2022 assure un FiT (Feed in Tarif) garanti pour un contrat de 20 ans [38]. En Italie, Les installations photovoltaïques résidentielles sont encouragées par plusieurs types d'incitations, telles que le FiT, des primes et des mécanismes de déduction fiscale (réduction de la TVA à 10% et des réductions sur les impôts couvrant 50% du coût de l'investissement) [39]. En Espagne, en décembre 2021, une feuille de route pour promouvoir l'autoconsommation a été

approuvée par le gouvernement espagnol. Celle-ci vise le déploiement massif de l'autoconsommation dans le secteur résidentiel [40]. Au Royaume-Uni, l'énergie photovoltaïque qui représente environ 4 % de la production totale d'électricité, voit environ 1 million de ses foyers être équipés de panneaux solaires avec un taux d'adoption du PV dans le résidentiel avoisinant les 4 % [41]. Une analyse récente réalisée par l'European Joint Research Centre (JRC) en 2021, montre que le PV sur les toits dans l'Union Européen pourrait potentiellement produire 680 TWh d'électricité solaire par an, ce qui représente environ 24,4 % de sa consommation totale d'électricité [42]. Aux États-Unis, pour accélérer le développement de l'énergie solaire photovoltaïque dans le secteur résidentiel, le gouvernement a introduit un crédit d'impôt à l'investissement d'une valeur de 30% du coût du système PV pour les propriétaires d'immeubles résidentiels [43]. Ceci a permis à la capacité cumulée des installations PV résidentielles d'atteindre environ 22 151 MW, avec un taux d'adoption total d'environ 3 % pour des systèmes PV résidentiels ayant une taille moyenne de 5 kW. En 2015, en Australie, dans le but de diminuer la dépendance au charbon dans la production d'électricité, les autorités australiennes ont instauré le programme connu sous le nom de "Renewable Energy Target". La promotion des systèmes photovoltaïques résidentiels a vu 31 % des foyers adopter l'énergie solaire grâce à la mise en place d'un mécanisme de subvention du coût d'investissement initial [44]. Au Japon, en 2020, le ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie a lancé une politique qui consiste à équiper d'un système solaire chaque maison ou appartement qui se construit, et cela pour atteindre l'objectif de réduire les émissions de carbone à zéro d'ici à 2050 [45]. La Chine, pays leader contribuant à hauteur de 31 % de la capacité totale mondiale solaire installée, a lancé un programme par l'Administration Nationale de l'Energie en 2020, qui préconise la production d'énergie à partir des systèmes solaires sur les toits. L'objectif étant d'équiper d'énergie solaire 20 % de tous les toits résidentiels dans 25 provinces d'ici 2030 [46]. L'Afrique, malgré un potentiel solaire important reste à la traîne. L'adoption de l'énergie solaire reste assez faible dans la plupart des pays africains.

I.4.2 Réduction de la demande énergétique dans le bâtiment résidentiel

La première étape pour lutter contre la consommation d'énergie galopante dans le résidentiel c'est de réduire la demande énergétique de ce secteur. Il s'agira tout d'abord d'améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments en tenant compte de plusieurs facteurs sociaux, financiers, environnementaux, architecturaux.

Plusieurs études ont traité cet aspect durant les deux dernières décennies. Parmi elles, il y a celles qui préconisent l'amélioration de l'architecture des bâtiments en intégrant des technologies de pointe et des pratiques de conception écoresponsables, telles que l'utilisation des déchets industriels dans la structure porteuse des bâtiments résidentiels, comme discuté dans la référence [47]. [48] propose une méthode d'optimisation des formes géométriques urbaines du bâtiment afin de profiter au mieux de l'irradiation solaire. L'application de cette méthode a permis d'augmenter jusqu'à 20% de l'utilisation de l'énergie solaire disponible. Des recherches sont également menées pour améliorer l'isolation thermique des bâtiments. [49] montre que les Systèmes d'Isolation Thermique Extérieurs (SITE) peuvent réduire la consommation d'énergie jusqu'à 59.4% en intégrant un matériau à changement de phase micro encapsulé (MPCM) qui est appliqué de manière adhésive sur la surface extérieure du mur. [50] propose l'utilisation des systèmes de ventilation naturelle pour réduire la consommation d'énergie en permettant une circulation d'air appropriée dans le bâtiment. D'autres études se sont focalisées sur le comportement humain en présentant une méthode de réduction de la consommation énergétique d'un bâtiment basée sur la sensibilisation des occupants. Les mesures adoptées ont permis, dans le cas du Japon par exemple, d'atteindre une réduction de l'ordre de 18% de la consommation d'énergie [51]. [52] se sont plus intéressés aux stratégies de coûts où le tarif variable de l'électricité est considéré comme une donnée de travail pour programmer la consommation des ménages, autant que faire se peut, dans des plages horaires où les coûts sont les plus bas. Les stratégies, basées sur les tarifs, qui ont été expérimentées ont révélé que les dépenses quotidiennes d'électricité pouvaient être réduites jusqu'à 31.89 %.

I.4.3 Production décentralisée d'électricité dans le résidentiel

La production décentralisée de l'énergie dans le secteur résidentiel désigne la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables à petite échelle, généralement proche du point de consommation. La production décentralisée permet aux particuliers de produire leur propre électricité et de créer un système de micro-réseaux durables et efficaces. Cette méthode de production peut réduire les coûts de transport de l'électricité et les pertes énergétiques associées, tout en offrant une plus grande autonomie énergétique aux particuliers. Grâce à la baisse significative des coûts d'installation des systèmes d'énergie renouvelable et au développement rapide des technologies et des politiques d'énergie efficaces, l'intégration de l'énergie renouvelable distribuée dans les systèmes d'alimentation électrique est de plus en plus répandue en Europe, aux États-Unis, au Japon et en Australie [53].

Dans la littérature, plusieurs publications abordent l'utilisation de sources d'énergie renouvelables telles que le photovoltaïque, les éoliennes ou les systèmes de géothermie comme moyens de production d'électricité renouvelable dans les bâtiments résidentiels associée ou non à des moyens de stockage [54],[55]. Ainsi, des panneaux photovoltaïques installés sur les toits ou les façades, des éoliennes urbaines installées à proximité des bâtiments et des chauffe-eau solaires utilisant l'énergie thermique solaire pour produire de l'électricité sont de plus en plus courant.

Le recours aux sources d'énergies renouvelables réduit la dépendance aux combustibles fossiles, contribuant par là-même ainsi à diminuer les émissions de CO₂ et les impacts sur l'environnement. Même si l'investissement initial pour l'installation de systèmes d'énergies renouvelables peut être plus élevé que pour des systèmes conventionnels, les coûts d'exploitation et d'entretien peuvent être nettement inférieurs [56] et permettent de ce fait de réaliser des économies sur les factures énergétiques, sur le long terme. Enfin, l'utilisation d'énergies renouvelables peut également contribuer à renforcer l'autonomie énergétique des bâtiments, en particulier dans les zones isolées où l'accès aux réseaux électriques conventionnel peut être difficile ou coûteux mais aussi renforcer la résilience énergétique des bâtiments face à des situations de déconnexion du réseau électrique.

Comme ce sont les installations photovoltaïques qui sont les plus répandues dans le secteur résidentiel c'est donc sur celles-ci que sera mis le focus. Si ces installations présentent bien des qualités entre autre production d'énergie propre, longue durée de vie, facile à réaliser, leur talon d'Achille réside dans l'intermittence de la source d'énergie qu'est le soleil. A ce titre, de nombreuses études ont montré que les systèmes de stockage d'énergie peuvent améliorer considérablement l'intégration de la production PV dans le résidentiel [57],[58]. Ainsi, pour les systèmes PV isolés, le stockage permettra de garantir une alimentation continue en électricité, même pendant les périodes de faible ensoleillement, tandis que dans les systèmes PV connectés au réseau, le stockage concourra à réduire les pics de demande d'électricité et stabiliser le réseau électrique. Une étude menée en 2022, par l'Agence Internationale de l'Energie sur les avantages du stockage d'énergie solaire dans les systèmes PV, a montré que le stockage dans les systèmes PV isolés peut réduire les coûts de l'énergie produite jusqu'à 50 %, en fonction de la taille de l'installation et des conditions locales [59]. De même, une étude menée par le Laboratoire National de Lawrence Berkeley (LNLB) aux États-Unis a montré que le stockage dans les systèmes PV connectés au réseau peut améliorer la stabilité et la résilience du réseau électrique,

en particulier dans les régions où la production d'électricité à partir de sources renouvelables est importante [60].

D'autres études récentes montrent que l'utilisation du stockage dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau pour les ménages peut avoir un impact significatif sur l'efficacité énergétique, la durabilité et la fiabilité de l'ensemble du système électrique. D'autres études ont montré que l'utilisation du stockage peut considérablement augmenter l'autoconsommation de l'énergie produite par les systèmes PV, réduisant ainsi l'exportation de l'énergie vers le réseau électrique. Une étude [61] menée en 2022 par l'Institut Fraunhofer PV pour les systèmes d'énergie solaire en Allemagne a analysé l'impact des systèmes de stockage sur la consommation d'énergie d'une maison équipée d'un système PV. L'étude a révélé que l'utilisation des batteries permettait d'augmenter l'autoconsommation d'énergie produite par le système PV de 30% à 70%, selon la taille du système de stockage utilisé. Dans [62], un examen des impacts financiers et environnementaux dans les systèmes PV résidentiels en Finlande a été conduit sur la base des hypothèses sur les coûts et les revenus associés à l'installation de systèmes de stockage d'énergie. Les résultats ont montré que les systèmes de stockage d'énergie peuvent offrir des avantages financiers significatifs pour les propriétaires de maisons. Le retour sur investissement des systèmes PV avec batteries étant compris entre 5 et 12 ans. Selon [63], l'utilisation du stockage d'énergie dans les systèmes PV peut réduire les coûts d'électricité pour les consommateurs, augmenter la durée de vie des systèmes et réduire les émissions de gaz à effet de serre associées comparativement au cas d'une production d'électricité à partir de sources d'énergie fossiles.

Certes la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables alliée à un système de stockage d'énergie contribue à satisfaire, dans une certaine mesure, les besoins énergétiques du bâtiment ou d'une habitation mais pour avoir une plus grande autonomie vis-à-vis du réseau électrique et réduire les pics de demande une gestion plus efficace de la production-consommation est cruciale. Cette gestion peut se faire à travers différents moyens tels que l'utilisation de systèmes de régulation, la mise en place de normes et de standards de construction, l'optimisation des équipements, l'installation de panneaux solaires, etc.

Au cours des deux dernières décennies, de nombreuses études ont été réalisées sur la gestion de l'énergie dans les bâtiments. Par exemple, plusieurs approches et stratégies de contrôle et de commande ont été développées pour optimiser les systèmes HVAC (Heating Ventilation and

Air Conditioning) dans les bâtiments en fonction des conditions environnementales et des exigences de confort. Parmi ces stratégies, il y a la régulation de la température ambiante, la régulation de la vitesse de l'air et la régulation de l'humidité. Dans le cas de [64] et [65], les auteurs proposent des stratégies de commande optimale ou prédictive en se basant sur la capacité de stockage thermique d'un bâtiment qui dépend des matériaux utilisés pour sa construction, son architecture, etc... Grâce à cela, la consommation du HVAC a pu être déplacée des périodes de pointes vers les périodes creuses sans sacrifier le confort thermique des occupants du bâtiment. Cette démarche a permis d'atteindre une économie d'énergie dans un bâtiment pouvant aller jusqu'à 12.5%. La gestion intelligente des systèmes HVAC est parfaitement connue dans la littérature, [66] présente un système de gestion de l'énergie en temps réel pour les systèmes HVAC dans les bâtiments commerciaux. Le système est conçu pour optimiser la consommation d'énergie des systèmes HVAC tout en maintenant un niveau de confort acceptable pour les occupants du bâtiment. Le module d'optimisation utilise un algorithme de contrôle basé sur un modèle prédictif de la consommation d'énergie future et ajuster la performance des équipements HVAC en conséquence. Les résultats ont montré que le système est capable de réduire la consommation d'énergie des systèmes HVAC de manière significative, notamment une baisse de 18 % de la consommation totale d'énergie.

Une autre approche de la gestion de l'énergie pour les systèmes PV résidentiels, est celle qui fait appel à l'utilisation de Systèmes de Gestion de l'Énergie (SGE) pour surveiller et contrôler la production et la consommation d'énergie. Plusieurs études ont montré que l'utilisation des SGE peut réduire considérablement la consommation d'énergie dans les bâtiments. Par exemple, dans [69] les auteurs ont développé un système de gestion de l'énergie en temps réel pour optimiser la consommation et la production d'énergie dans les bâtiments résidentiels. Le système a été mis en œuvre dans un micro-réseau intelligent pour une communauté résidentielle en Chine, où des capteurs ont été installés pour mesurer les niveaux de production et de consommation d'énergie, ceci a permis une pénétration de 60 % des énergies renouvelables. Selon [67], l'utilisation de l'apprentissage automatique et de l'intelligence artificielle dans les SGE pour améliorer la prédiction de la consommation d'énergie et l'optimisation de l'utilisation de l'énergie PV a permis des économies de coûts d'énergie de 15 à 20 %.

Avec la baisse du Feed-In-Tariff (FIT) dans la plupart des pays dans le monde, de nombreux travaux de recherche ont montré que la rentabilité des systèmes photovoltaïques connectés au réseau ne pouvait être atteinte qu'en adoptant des solutions de compensation telles que les

systèmes de stockage. Les stratégies de gestion de l'énergie pour les systèmes PV résidentiels avec batteries ont consisté à optimiser l'utilisation de l'énergie stockée pour maximiser l'autoconsommation du système et réduire les coûts d'énergie. Des stratégies de gestion de l'énergie telles que la gestion de la charge et la décharge de la batterie, la prévision de la production d'énergie PV et la gestion des appareils électroménagers peuvent être utilisées pour optimiser la consommation par les ménages de l'énergie PV produite. Une stratégie de gestion de la charge de la batterie basée sur la prévision de la production d'énergie PV est présentée dans [68], utilisant un modèle de simulation basé sur des prévisions de la consommation pour un système PV résidentiel avec une batterie de stockage lithium-ion. La gestion prédictive peut réduire le taux de perte de capacité de la batterie de 25 % avec des pertes négligeables sur les performances économiques du système. Une autre gestion est celle qui est basée sur la demande (Demand Side Management), elle consiste à ajuster la consommation d'énergie des utilisateurs résidentiels à l'offre d'énergie disponible et aux conditions du réseau électrique. Un modèle de simulation pour évaluer les performances du DSM dans un bâtiment résidentiel en utilisant des données de consommation d'énergie et de prix de l'énergie a été développé dans [69]. Les résultats ont montré que le DSM peut réduire la consommation d'énergie de 11% pour les utilisateurs résidentiels. La combinaison entre le stockage et la DSM a également été étudiée, ainsi dans [70] un modèle mathématique a été développé pour optimiser la planification de la charge et de la décharge de l'énergie stockée en fonction de la demande d'énergie et des tarifs d'électricité. Les résultats de l'étude montrent que l'utilisation d'un système de stockage d'énergie avec une gestion de la demande peut réduire les coûts d'électricité de 19,94 % par rapport à un système sans stockage ou gestion de la demande.

Par ailleurs, afin d'assurer le bon fonctionnement d'un système de gestion de l'énergie dans un bâtiment, il est nécessaire de mettre en place des moyens de communication et des architectures logicielles et matérielles. [71] décrit les besoins technologiques pour la mise en place de cette communication, tandis que [72] développe différentes architectures pour une gestion optimale de l'énergie.

I.4.4 Objectifs de la thèse

Les enseignements tirés du contexte et des problématiques énergétiques de l'Algérie, révèlent que c'est le résidentiel qui est l'un des principaux secteurs consommateurs d'énergie comme c'est le cas de la plupart des pays dans le monde. Partant de ce constat, il a semblé tout naturel

de s'intéresser à ce secteur pour proposer les voies et moyens qui permettront d'infléchir la courbe de consommation, tout en tenant compte des recommandations émises par les instances internationales qui prêchent l'adoption graduelle d'une transition énergétique basée sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables.

Une véritable révolution énergétique est en cours à travers le monde et le secteur résidentiel en est l'un des moteurs. Afin que l'Algérie ne soit pas en reste, il est apparu intéressant d'étudier comment ce secteur peut effectuer sa mue énergétique.

A ce titre, les travaux conduits dans cette thèse ont pour objet d'étudier la faisabilité technique et la viabilité économique des installations photovoltaïques résidentielles dans toutes les régions du pays pour réduire la consommation d'énergie du secteur résidentiel dans le bilan national d'énergie tout en assurant une résilience énergétique pour le pays.

Il s'agira d'abord, de conduire une étude de faisabilité technique pour doter d'installations photovoltaïques des habitations situées dans différentes régions du pays (Nord, Hauts plateaux, Nord Sahara, Grand Sud) qui tiendrait compte aussi bien des paramètres météorologiques (température ambiante, vitesse du vent), de l'irradiation mais aussi du profil de consommation. Pour l'heure, la production d'électricité du réseau électrique étant excédentaire en Algérie, c'est donc une configuration optimale d'installation PV avec stockage pour chacune des régions qui est visée.

Une fois la configuration PV arrêtée, il faudra rechercher la gestion d'énergie la plus à même, compte tenu de la production PV et du profil de consommation, d'assurer au mieux l'autonomie énergétique de l'habitation qui se traduirait, à la fois, par un taux d'autoconsommation et un taux d'autosuffisance les plus élevés possibles ainsi que des échanges avec le réseau les plus faibles possibles.

La faisabilité technique étant démontrée, c'est l'aspect viabilité économique qui sera abordé car conditionnant le déploiement des installations PV dans le secteur du résidentiel. Elle sera réalisée en utilisant le logiciel HOMER pour deux configurations de systèmes PV (PV/réseau et PV/batteries/ réseau) sur la base de paramètres tels que la période de récupération actualisée (ou Discounted Payback Period (DPBP) en anglais), la valeur actuelle nette (ou Net Present Value (NPV) en anglais), le taux de rendement interne (ou Internal Rate of Return (IRR) en anglais) et l'indice de rentabilité (ou Profitability Index (PI) en anglais). Ensuite, une analyse

de sensibilité par rapport à différents facteurs tels que le tarif de rachat de l'électricité, le coût des batteries et de la capacité des générateurs photovoltaïques sera effectuée pour évaluer l'impact de ces facteurs sur la rentabilité des systèmes PV dans le résidentiel et formuler les recommandations nécessaires pour promouvoir l'utilisation des systèmes PV résidentiels en Algérie en tenant compte de la politique énergétique du pays et des spécificités du marché algérien.

1.5 Conclusion

Après avoir situé le contexte énergétique, il est montré la nécessité d'une transition énergétique qui s'appuie sur un modèle énergétique favorisant un mix énergétique à forte propension 'énergies renouvelables'. Les chiffres des capacités installées cette dernière décennie confirment cette tendance avec une croissance prononcée pour les installations solaires photovoltaïques. Comme c'est le secteur résidentiel qui a la consommation d'énergie la plus forte, il est passé en revue, les voies et moyens mis en œuvre telles que les politiques énergétiques adoptées, l'isolation thermiques, les comportements des usagers, ... pour réduire la consommation énergétique et l'empreinte carbone de ce secteur, ,

A l'instar des autres pays, l'Algérie s'est engagé à contribuer à faire baisser ses rejets de gaz à effet de serre, elle doit le faire notamment en faisant des efforts dans le secteur du bâtiment. Cette étude technico économique se veut être une aide à la décision pour les autorités en matière d'intégration des systèmes photovoltaïques dans le résidentiel permettant par là-même de réduire l'utilisation des énergies fossiles, en déplétion et polluantes, en faveur des ER tout en soulageant le réseau électrique et en améliorant la sécurité énergétique du pays.

Chapitre II

Dimensionnement d'un système photovoltaïque destiné au secteur résidentiel algérien

Le chapitre 2 est entièrement consacré à la première étape dans la conduite d'un projet de réalisation d'une installation photovoltaïque à savoir son dimensionnement. A ce titre, il est fait état, d'abord, de toutes les données dont il faut tenir compte pour effectuer un dimensionnement telles que les données météorologiques et radiométriques du site, la demande énergétique, coût à consentir pour la réalisation de l'installation PV, heures de pénurie.

Comme ces installations PV sont destinées à être essaimées à travers le pays, et pour aboutir à des centrales PV optimales, l'Algérie a été répartie en quatre zones climatiques (Nord, hauts Plateaux, Nord Sahara, Sud Sahara). Deux méthodes ont été utilisées pour effectuer ce dimensionnement. L'une, basée sur une approche mathématique qui requiert la modélisation des différents constituants de la centrale PV offre la possibilité d'intégrer les paramètres physiques des différents constituants propres à une installation donnée, l'autre méthode, quant à elle, fait appel à un logiciel de dimensionnement connu, en l'occurrence, HOMER qui présente la particularité d'être spécialisé pour l'étude économique des installations à énergies renouvelables.

Les résultats obtenus pour le dimensionnement effectué, par les deux méthodes, pour une installation PV destinée à une habitation localisée dans les différentes zones climatiques sont présentés à la fin du chapitre.

II.1 Contexte de l'étude technico-économique

L'étude technico-économique conduite dans le cadre de cette thèse a pour objectif de montrer la faisabilité du déploiement des systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel et de voir, à travers l'analyse des paramètres économiques, quelles sont les conditions économiques à réunir pour que cette action soit viable. Pour ce faire la méthodologie suivante a été adoptée :

Comme c'est l'ensemble du pays qui est visé par la démarche de solarisation du secteur résidentiel, le pays a été subdivisé en quatre régions climatiques. La configuration du système photovoltaïque retenue pour équiper les habitations est du type (PV-Batteries-réseau).

La première étape dans la conduite de l'étude consiste à effectuer le dimensionnement des installations PV. Celui-ci se fera en tenant compte du potentiel solaire et de la demande énergétique propre à chacune des régions. Pour réaliser ce dimensionnement il est fait appel à l'usage, aussi bien, à une approche mathématique qu'à un logiciel, en l'occurrence HOMER, ce dernier étant utilisé à des fins de validation des résultats. L'objectif du dimensionnement étant de déterminer la taille du champ photovoltaïque et de la capacité du banc de batteries qui permettront de satisfaire la demande d'énergie d'une habitation pour chacune des régions considérées de manière optimale.

II.2 Eléments de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque requiert un certain nombre de données telles que les données climatiques et radiométriques du site où sera implantée l'installation PV, la demande énergétique à satisfaire ainsi que le coût de l'investissement à consentir pour sa réalisation.

II.2.1 Données radiométriques et climatiques

Les données climatiques nécessaires pour la simulation de la production PV sont le rayonnement global et la température ambiante. Les figures II.1 et II.2 représentent respectivement les données du rayonnement et de la température ambiante correspondant aux différentes régions climatiques obtenues à partir des données mesurées avec un pas de 5 mn, celles-ci ont été obtenues auprès de l'Office National de la Météorologie (ONM). Ce sont les données pour l'année 2017 qui sont utilisées pour la présente étude, parce que c'est l'année la plus complète en termes de données parmi celles disponibles.

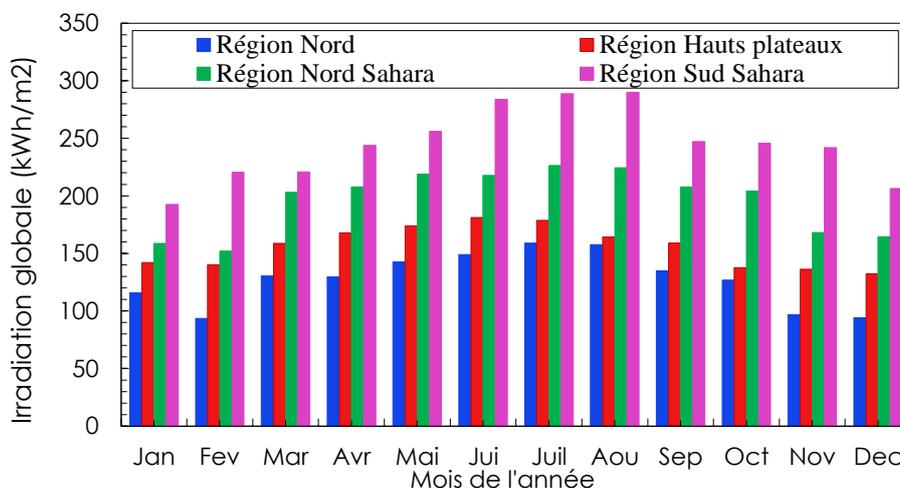


Figure II.1 : Rayonnement horizontal global mensuel pour les régions considérées. (année 2017).

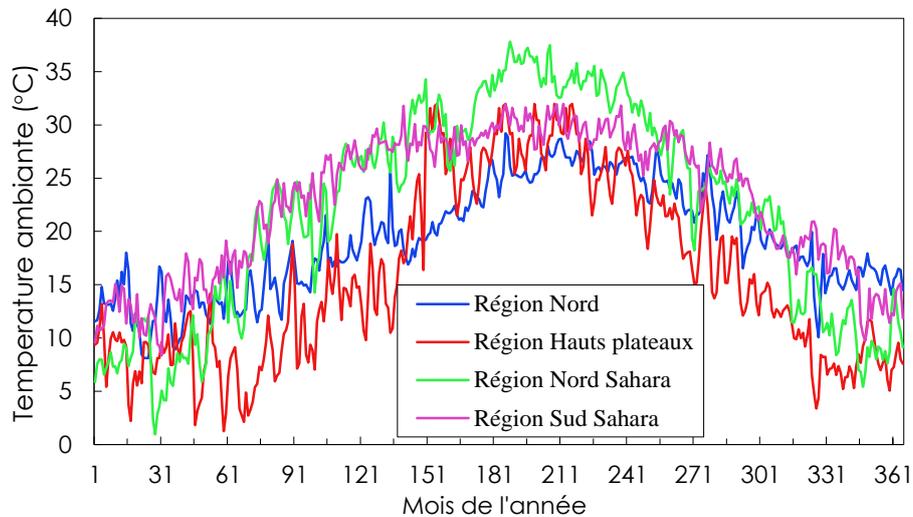


Figure II.2 : Température ambiante quotidienne pour les quatre régions (année 2017).

II.2.2 Demande énergétique

La consommation électrique des ménages dépend des habitudes des usagers mais aussi des conditions climatiques du site d'implantation des habitations. Afin d'effectuer une analyse de la consommation électrique des foyers algériens, il a fallu d'abord élaborer un profil de charge global journalier type adapté à chaque zone climatique de l'Algérie. Des villes ont été choisies comme échantillons pour chacune des zones climatiques. Les données relatives à la consommation d'électricité des foyers (hors chauffage, cuisson et eau chaude sanitaire, qui fonctionnent au gaz) ont été obtenues à partir d'une campagne de mesure effectuée par la Société Nationale de L'électricité et du Gaz (SONELGAZ) entre Août 2007 et Décembre 2014. Cette campagne de mesure couvre plus de 150 foyers, dont la plupart sont des appartements de type F3 et F4.

Les ménages choisis se situent dans différentes régions de l'Algérie selon la répartition suivante: 78 ménages de référence dans le Nord du pays, qui dispose d'un climat méditerranéen caractérisé par des hivers doux et humides et des étés chauds et secs, 40 ménages dans la région des Hauts Plateaux ayant un climat du type semi-aride, qui est un climat méditerranéen avec une sécheresse, 56 ménages dans la région du Nord du Sahara appelé le moyen sud, caractérisé par un climat aride et enfin 12 ménages dans la région du Sud Sahara, cette région a un climat désertique, avec des étés très chauds et des hivers doux.

Dans un premier temps, les données brutes relevées par les compteurs d'électricité placés au niveau de chaque foyer sont traitées pour calculer la consommation électrique horaire journalière (en kWh) de chaque habitation. La consommation horaire moyenne saisonnière y est ensuite déduite.

En raison des comportements différents des habitants, établir un profil de consommation "type" pour le secteur résidentiel est compliqué. Néanmoins, il est envisageable d'identifier une tendance générale dans la courbe de consommation qui serait similaire à celle présentée dans la figure II.3. Elle montre la forme globale des profils de charge journaliers obtenus pour les quatre périodes de l'année (hiver, printemps, été, et automne) et ce pour les différentes zones climatiques de l'Algérie.

Les courbes de charges des quatre zones possèdent des différences notables en forme et en amplitude mais elles présentent, toutefois, quelques similitudes.

La courbe de consommation journalière, reflet de la vie quotidienne, présente pour les foyers objet de cette étude quatre parties distinctes qui peuvent être identifiées comme suit :

- Une faible consommation durant la nuit (1h à 4h) qui varie entre 0.3kWh et 0.5kWh pratiquement pour toutes les zones à l'exception de la zone 4, qui présente une consommation comprise entre 0.7kWh et 1.68kWh en fin de nuit, ceci étant dû principalement à la hausse de la température dans cette région, dont la température moyenne journalière du mois le plus froid se situe entre 20 °C et 30 °C.
- Une augmentation de la consommation le matin à partir de 6h, due à la reprise des activités des habitants.
- Une diminution de la consommation durant l'après-midi.
- et enfin un pic de consommation le soir, vers 20 h, ceci étant dû principalement à l'utilisation massive de l'électroménager, des télévisions, de l'éclairage etc.

Ces variations de consommations sont cycliques. La forme de la courbe de consommation varie peu suivant les saisons, les quatre phases sont présentes, seule l'amplitude des différentes phases fluctue. C'est en été, que la consommation électrique des foyers algériens atteint son maximum. Cette augmentation est liée essentiellement à l'utilisation des climatiseurs, ce qui explique la différence d'amplitude entre l'été et les autres saisons de l'année.

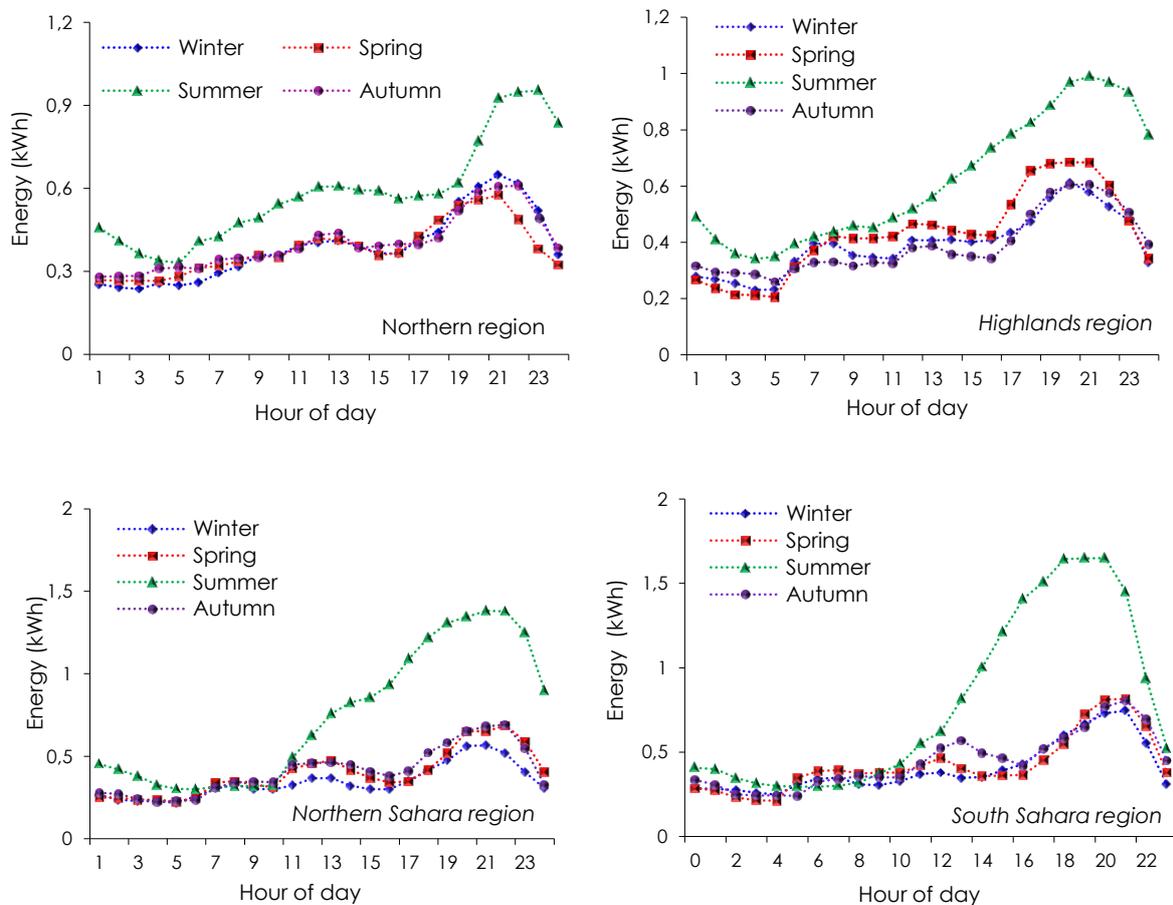


Figure II.3 : Courbes de charges globales par région pour les quatre saisons de l'année.

II.2.3 Coût de l'investissement initial

Un élément important à considérer lors de l'étude d'une installation photovoltaïque est l'investissement à consentir pour sa réalisation. Les coûts initiaux des différents éléments constituant le système PV (module PV, batteries, onduleurs, interrupteurs, câblages,...) considérés sont calculés sur la base des prix existants sur le marché Algérien du photovoltaïque en utilisant la formule suivante :

$$Inv_{PV} = Inv_{gen} + Inv_{bat} + Inv_{invert} + Inv_a \quad (21)$$

Où Inv_{PV} est le coût d'investissement initial du système PV (€), Inv_{gen} est le coût d'investissement initial du générateur PV(€), il est obtenu en multipliant le coût du watt-crête du module photovoltaïque (€/Wc) par la puissance crête du générateur PV (Wc), Inv_{bat} est le coût d'investissement initial des batteries (€), il est obtenu en multipliant le coût du

kilowattheure de la batterie (€/kWh) par la capacité de la batterie (kWh), *Invinvert* est le coût d'investissement initial des onduleurs, et *Inva* représente le coût des accessoires, de l'étude et de l'installation du système PV sur site (€), il est estimé à 10% du coût d'investissement total du système PV [73].

II.2.4 Nombre d'heures de pénurie

On parle de pénurie, lorsque la puissance demandée est supérieure à celle fournie par le générateur photovoltaïque et que les éléments de batterie sont déchargés au seuil minimal, entraînant une interdiction de la fourniture d'énergie aux charges par le gestionnaire du système. Chaque occurrence de ce phénomène est enregistrée par le programme de simulation en tant qu'heure de pénurie. L'objectif dans ce cas est de répondre à la demande des charges avec un coût minimal en optimisant le système photovoltaïque.

II.3 Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Le dimensionnement d'un système peut être effectué à l'aide de modèles mathématiques et/ou de logiciels de simulation. Dans le cas des systèmes énergétiques comprenant des sources d'énergie renouvelable, le dimensionnement fait référence à la détermination de la taille optimale du système PV pour répondre aux besoins en électricité de l'utilisateur tout en minimisant les coûts [74]. Pour le résidentiel, ce processus prend en compte plusieurs facteurs tels que la consommation d'énergie du bâtiment ou de la maison, la disponibilité d'ensoleillement dans la région, les caractéristiques techniques des panneaux solaires, des onduleurs et des batteries ainsi que leurs coûts. En d'autres termes, il s'agira de trouver la configuration du système qui répond au mieux à la demande énergétique des charges électriques en présence. Ainsi, dans [75], les auteurs proposent une méthode de dimensionnement optimal pour les systèmes photovoltaïques avec batteries connectés au réseau pour les maisons résidentielles. La méthodologie est basée sur un algorithme génétique qui optimise conjointement les tailles des systèmes photovoltaïques et des batteries en ajustant les cycles de charge et de décharge de la batterie en fonction de la disponibilité des ressources solaires et de la structure tarifaire de l'électricité. Les résultats montrent que l'optimisation de la taille des systèmes PV avec stockage peut réduire considérablement les importations d'électricité et le coût de l'électricité pour les ménages. Dans [76], les auteurs examinent les bénéfices économiques et le dimensionnement optimal d'un système PV avec stockage d'énergie pour les

bâtiments résidentiels. Ils proposent une nouvelle théorie de dimensionnement, fondée sur différents modèles de tarification de l'électricité, afin de comparer la rentabilité des systèmes PV avec et sans stockage d'énergie électrique. Les résultats indiquent que l'utilisation du stockage d'énergie électrique peut augmenter la taille optimale du système PV et ainsi augmenter sa rentabilité. Le potentiel d'application de l'intelligence artificielle en tant qu'outil de conception pour le dimensionnement de systèmes PV est discuté dans l'article [77]. Plusieurs outils informatiques sont utilisés pour la conception, le dimensionnement, et l'analyse économique des systèmes énergétiques, tels que Energy PLAN, PLEXOS, PVSOL, RETScreen, SAM, et HOMER. Dans [78], les auteurs ont également examiné les avantages et les limites de chaque outil pour l'analyse de différents systèmes énergétiques.

II.3.1 Méthode de dimensionnement par une approche mathématique

Cette méthode requiert d'exprimer par un modèle mathématique l'ensemble de la centrale photovoltaïque, en d'autres termes, cela revient à modéliser chacun des constituants de la chaîne de conversion afin de disposer d'une fonction de transfert qui permet de simuler son fonctionnement afin d'obtenir la configuration optimale de l'installation pour satisfaire la demande énergétique d'une habitation. Cette méthode est flexible dans le sens où nous pouvons intégrer les caractéristiques techniques des modules, batteries et onduleurs constituant le système PV.

II.3.1.1 Eléments de modélisation

II.3.1.1.1 Modélisation du générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est un dispositif qui convertit la lumière en électricité en utilisant des cellules photovoltaïques composées de semi-conducteurs. L'effet photovoltaïque est un phénomène physique qui se produit lorsque des photons (particules de lumière) sont absorbés par des matériaux semi-conducteurs, tels que le silicium, et libèrent des électrons qui génèrent un courant électrique [79]. Pour des explications plus détaillées sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques, se référer aux articles [80], [81]. Dans le cas traité, ce sont particulièrement les caractéristiques électriques des générateurs PV, notamment leur comportement en puissance, qui revêt un intérêt pour l'étude.

Un module PV est considéré comme un générateur de courant, dont l'intensité dépend de la quantité de lumière incidente qu'il reçoit, notée "E" en W/m^2 , ainsi que de la tension imposée à ses bornes. Un module PV est ainsi représenté par sa production de courant en fonction de la

tension imposée à ses bornes et ce pour un éclairage donné, cette courbe est aussi appelée caractéristique courant/tension (I-V). Les figure II.4 et II.5 représentent les courbes (I-V) d'un module pour différentes irradiations et différentes températures de cellules [82]. À chaque niveau d'irradiation et de température, il existe un point sur la courbe (I-V) où la puissance de sortie du module est maximale. Ce point est appelé le point de puissance maximale (PPM) ou Maximum Power Point (MPP). Faire fonctionner les modules solaires à leur point de puissance maximale est essentiel pour maximiser l'efficacité et la production d'énergie électrique compte tenu de l'énergie solaire recue, réduire les coûts et augmenter la durée de vie des composants du système solaire. Il existe de nombreux travaux anciens mais aussi récents qui proposent des algorithmes MPPT pour les systèmes photovoltaïques basés sur différentes techniques pour maximiser la production d'énergie [83],[84].

Dans la présente étude le générateur PV sera toujours considéré comme fonctionnant à son Point de Puissance Maximum (PPM).

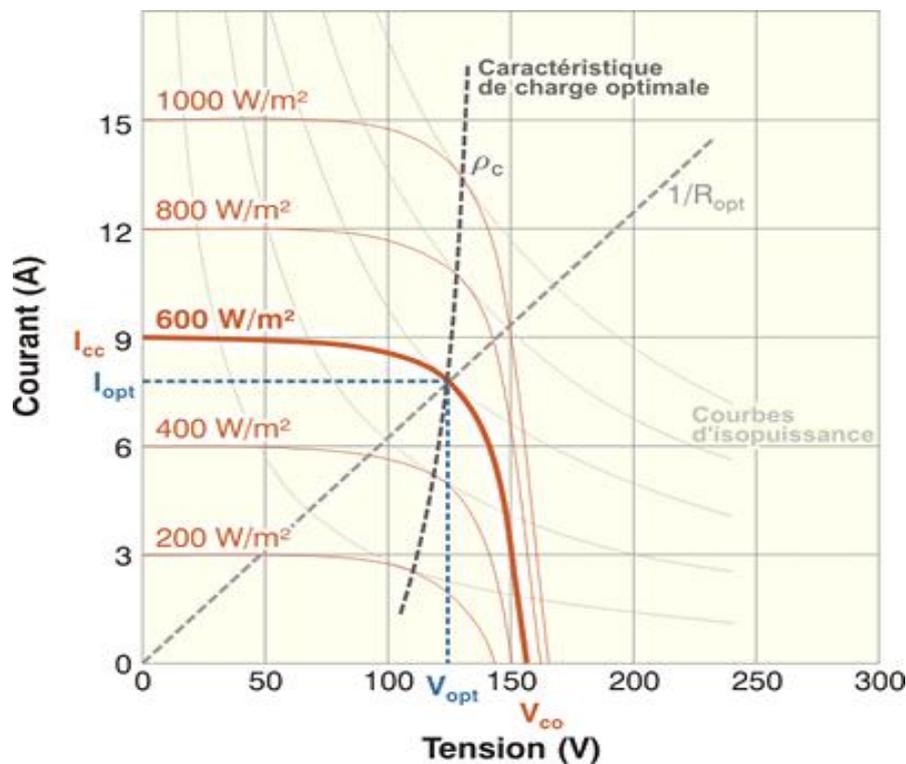


Figure II.4: Caractéristique I-V d'un module PV en fonction de l'irradiation [82].

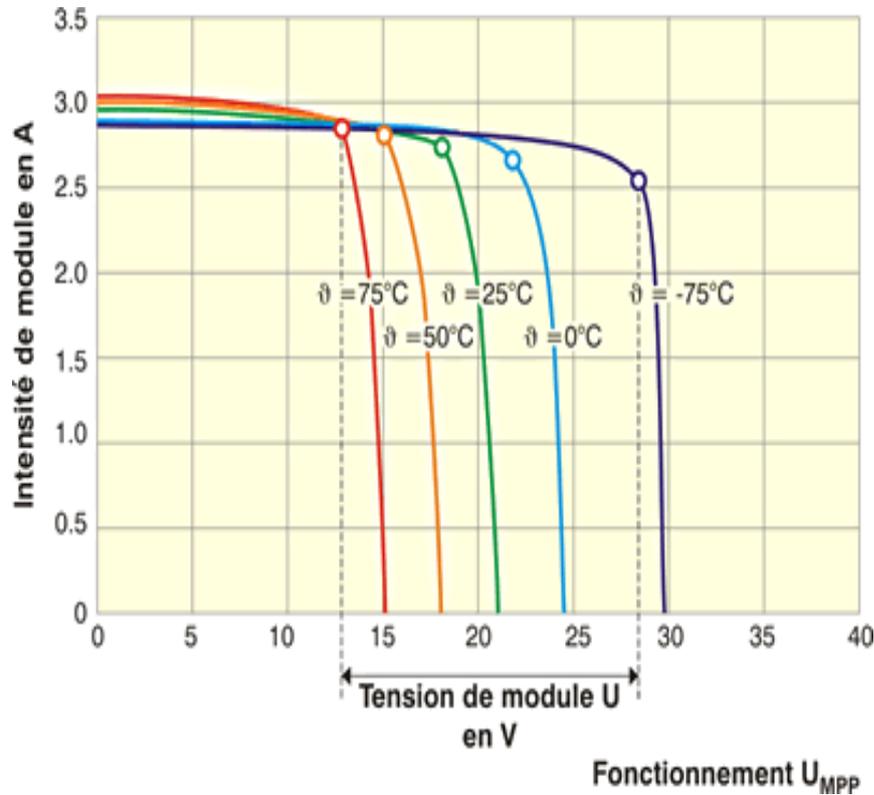


Figure II.5: Caractéristique I-V d'un module PV en fonction de la température [82].

Modéliser un champ photovoltaïque revient à modéliser un module et donc à la base à modéliser une cellule photovoltaïque qui exprimerait la variation de la puissance maximale produite en fonction de l'irradiation solaire et de la température ambiante. Dans la littérature, il y a différents modèles de cellules solaires, des modèles à une diode et des modèles à deux diodes [85]. Dans la présente étude, c'est l'option d'un modèle à une diode qui a été choisie car il offre un bon compromis entre simplicité et précision [86].

En se référant à la théorie des semi-conducteurs, la caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque idéale est représentée par la relation mathématique suivante :

$$I = I_{PV,cell} - I_{0,cel} \left[\exp\left(\frac{qV}{aKT}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.1})$$

Où I et V sont respectivement le courant et la tension de la cellule solaire, $I_{pv, cell}$ est le courant photogénéré qui est directement proportionnel à l'irradiation solaire, $I_0, cell$ est le courant de saturation ou courant de fuite inverse de la diode, q est la charge des électrons ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C), k est la constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J / K), T (en Kelvin) est la

température de la jonction p – n, et a est le facteur d'idéalité de la diode. Par ailleurs, compte tenu du fait qu'un module PV est composé, généralement, de plusieurs cellules solaires connectées en série, sa caractéristique I-V s'écrit comme suit [87] :

$$I = I_{PV} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+R_S I}{V_t a} \right) - 1 \right] - \frac{V+R_S I}{R_p} \quad (\text{II.2})$$

Où I_{PV} et I_0 sont, respectivement, le courant photogénéré et le courant de saturation du module et $V_t = N_s k T / q$ est la tension thermique du module avec N_s le nombre de cellules en série. R_S est la résistance en série équivalente du module qui représente les pertes ohmiques engendrées par les contacts métalliques de la grille collectrice sur la face avant de la cellule et le contact métallique de la face arrière de la cellule. R_p est la résistance en parallèle équivalente qui représente les pertes occasionnées par les défauts de structures et les impuretés présentes en volume. Avant de tracer la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque décrite par l'équation (II.2), il sera nécessaire de calculer chacun des paramètres qui y figurent.

Dans ce qui suit, sont indiquées les expressions permettant de calculer les différents termes de l'équation. Le courant photogénéré I_{PV} est déterminé de la relation linéaire fonction de l'irradiation solaire, et de la température, qui est décrite par l'équation suivante [87] :

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (\text{II.3})$$

Où $I_{PV,n}$ (en A) est le courant photogénéré sous les conditions Standard STC (1000 W /m² , 25 °C), K_I est le coefficient en courant, $\Delta T = T - T_n$ (en Kelvin), T et T_n étant les températures réelle et nominale du module, G (W/m²) est l'irradiation reçue à la surface du module et G_n est la valeur nominale de l'irradiation (1000W/m²). L'équation qui détermine le courant de saturation I_0 est la suivante :

$$I_0 = \frac{I_{SC,n} + K_I \Delta T}{\exp((V_{OC,n} + K_V \Delta T) / a V_t) - 1} \quad (\text{II.4})$$

Où $I_{SC,n}$ est K_I (A/°C) et K_V (V/°C) sont respectivement les coefficients en courant et en tension dépendant de la température, $I_{SC,n}$ (A) est le courant de court-circuit nominal, $V_{OC,n}$ (V) est la tension en circuit ouvert nominale. Ces quatre paramètres K_I , K_V , $I_{SC,n}$ et $V_{OC,n}$ sont tous mentionnés dans la fiche technique ou 'datasheet' du fabricant. Pour le facteur d'idéalité de la diode 'a', plusieurs méthodes sont proposées par différents auteurs pour estimer la valeur

correcte du facteur d'idéalité de la diode 'a' [88],[89]. Cette valeur est généralement comprise entre 1 et 1,5, nous avons opté pour une valeur de 1,3.

seuls les deux paramètres du modèle R_s et R_p restent à déterminer. Bien que l'adoption d'une formule mathématique pour calculer ces paramètres soit préférable, comme cela a été proposé par plusieurs auteurs [89], il convient de souligner que toute expression de R_s et R_p sera toujours tributaire de données expérimentales.

Dans notre cas, nous avons choisi d'utiliser la méthode proposée dans [90]. La méthode suggérée par les auteurs implique la représentation graphique de la courbe I-V expérimentale du panneau solaire qui est disponible sur le datasheet fournie par le constructeur. Cette courbe permet d'identifier le point de puissance maximale ($P_{max, e}$) qui correspond à la puissance maximale délivrée par le panneau solaire. Ensuite, les auteurs ont utilisé une méthode itérative pour simuler la courbe I-V en faisant varier les valeurs R_s et R_p pour calculer la puissance maximale ($P_{max, m}$) pour chaque combinaison de R_s et R_p testée.

La relation entre R_s et R_p peut être obtenue en faisant $(P_{max, m}) = (P_{max, e})$ et en résolvant l'équation suivante en fonction de R_s :

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{V_{mp}I_{PV} - V_{mp}I_0 \exp\left(\frac{(V_{mp} + I_{mp}R_s) \frac{q}{N_s K T}}{1}\right) + V_{mp}I_0 - P_{max,e}} \quad (II.5)$$

L'objectif est de déterminer la valeur de R_s et R_p qui permet de faire coïncider le pic de la courbe I-V théorique avec celui de la courbe expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) , correspondant à la puissance maximale ($P_{max,e}$). Cependant, plusieurs itérations sont nécessaires pour parvenir à ce résultat, en ajustant progressivement la valeur de R_s .

Dans ce processus d'itération, la valeur de R_s est augmentée progressivement à partir de $R_s=0$, et il est nécessaire d'obtenir la courbe I-V pour plusieurs valeurs de R_s et R_p afin de l'ajuster aux données expérimentales. Les valeurs des paramètres du générateur PV sont données dans le Tableau II.1 (modèle ENIE 200Wc).

Ensuite, La courbe I-V peut être tracée en résolvant l'équation (2) pour des valeurs de $I \in [0, I_{sc}, n]$ et $V \in [0, V_{oc}, n]$. La résolution de l'équation $I = f(V, I)$ nécessite l'utilisation d'une méthode numérique, dans notre cas, la méthode de Newton-Raphson [91].

Pour améliorer le modèle du module photovoltaïque de l'équation (2), nous introduisons les paramètres $I_{PV,n}$ et $R_{P,min}$.

$$I_{PV,n} = (R_P + R_S) \frac{I_{SC,n}}{R_P} \quad (\text{II.6})$$

$$R_{P,min} = \frac{V_{mp}}{I_{SC,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (\text{II.7})$$

En utilisant la méthode itérative, nous avons obtenu pour le module ENIE 200Wc des valeurs de R_s et R_p de 0,513 Ω et 3315,8 Ω , respectivement.

Pour valider le modèle obtenu pour le module photovoltaïque, la caractéristique I-V a été simulée pour des conditions standard ($G=1000\text{W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$) pour le module ENIE 200Wc. Les résultats de cette simulation ont été comparés avec la caractéristique I-V obtenue à partir de données mesurées. Sur la Figure II.6, sont représentées la courbes simulée obtenue avec le modèle de la caractéristiques I-V et la courbe IV mesurée sur le site de l'UDES, à Bou-Ismaïl, durant l'année 2020. Les résultats obtenus à partir de la courbe I-V mesurée et de la courbe I-V simulée sont en parfait accord, ce qui indique que le modèle proposé pour le module PV étudié est correct. Le fait que les courbes se superposent parfaitement montre que le modèle est capable de reproduire avec précision le comportement électrique du module PV dans les conditions de fonctionnement pour notre étude.

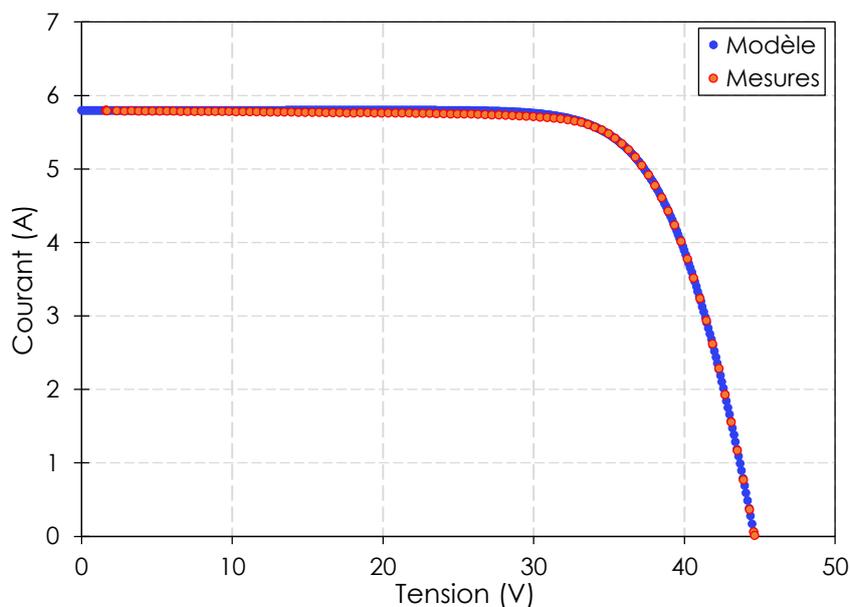


Figure II.6 : Caractéristiques I-V simulée et mesurée dans les conditions STC, cas du module ENIE 200Wc.

Tableau II.1. Valeur des paramètres du générateur PV de référence [92].

P _{max,e}	I _{mp}	V _{mp}	I _{sc}	V _{oc}	K _v	K _i	N _s
191.51W	5.41A	35.4V	5.79A	44.65V	-0.13V/K	0.006A/K	72

II.3.1.1.2 Modélisation comportementale du convertisseur DC/AC

Dans le cadre de cette étude, les convertisseurs sont considérés comme des dispositifs dont le rendement de conversion dépend de la puissance d'entrée. Habituellement, les fabricants fournissent une courbe de rendement du convertisseur en fonction de la puissance de sortie normalisée par rapport à la puissance de sortie nominale. Pour illustrer cela, la figure II.5 présente la courbe de rendement mesurée pour un onduleur SMA 4000TL [93]. Les mesures ont été effectuées sur le site de l'UDES à Bou-Ismaïl. L'onduleur fonctionne de manière stable lorsque la puissance d'entrée est supérieure à 200W avec un rendement moyen de 90,2%. La courbe du rendement mesurée est utilisée aussi bien pour le convertisseur PV que pour le convertisseur bidirectionnel des batteries.

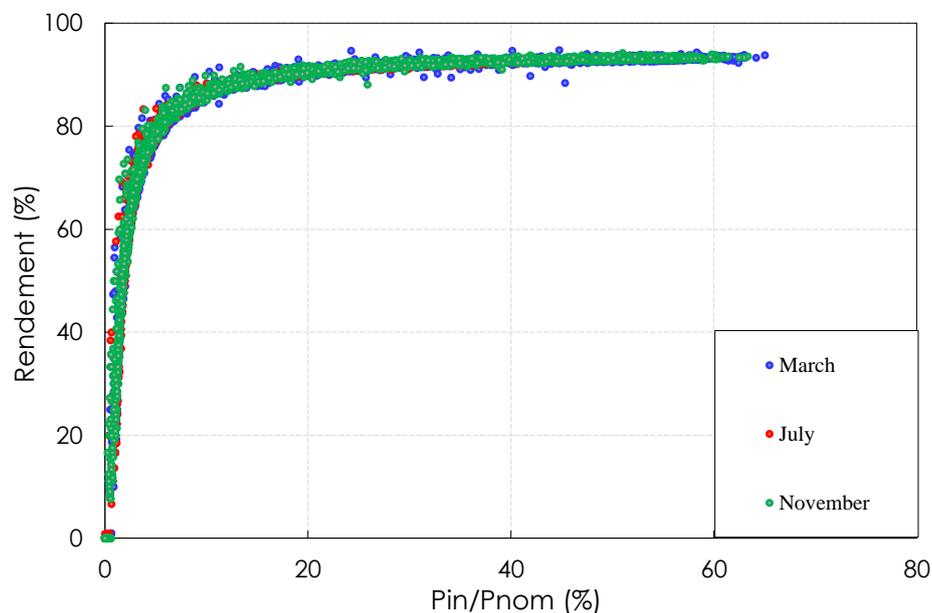


Figure II.5 : Courbe de rendement d'un onduleur SMA 4000TL mesurée sur le site de l'UDES.

II.3.1.1.3 Modélisation du stockage électrochimique

De nos jours, la tendance s'oriente progressivement vers l'utilisation des batteries au lithium-ion en raison de leur densité d'énergie élevée, de leur longue durée de vie et de leur faible taux d'auto-décharge [94]. Cependant, malgré leurs nombreux avantages, elles ont également quelques inconvénients tels que leur coût initial élevé, leur sensibilité à la température et leur impact environnemental [95]. Cependant, il convient de noter que ce sont les batteries au plomb-acide, qui demeure une technologie bien maîtrisée, qui sont largement utilisées dans les petites installations PV résidentielles [96]. C'est pour cette raison que l'option d'un modèle d'un accumulateur de batterie au plomb a été choisi. Le modèle en question détermine la relation entre les principaux paramètres électriques de la batterie, à savoir, le courant, la tension de charge et de décharge ainsi que l'état de charge de la batterie (SOC) et sa capacité nominale [97].

La quantité de charge qu'une batterie peut fournir lors d'une décharge complète à courant constant dépend des conditions d'utilisation. Le fabricant donne généralement une estimation de la capacité nominale de la batterie dans des conditions de décharge spécifiques. Par exemple, la capacité nominale " C_{10} " correspond à la capacité mesurée après une décharge de 10 heures à un courant de $C_{10}/10$ jusqu'à une tension de 1.7V par élément. Cette information est importante pour estimer la quantité de charge restante dans la batterie en fonction du courant de décharge.

Les équations (II.8) et (II.9) décrivent le modèle de la capacité utilisé pour calculer les principaux paramètres, selon les modèles proposés dans la littérature [98]. Le modèle de la capacité permet de calculer la capacité d'une batterie au plomb en fonction du régime de décharge par rapport à une capacité de référence. Le modèle de la capacité est établie à partir de l'expression du courant I_{10} , correspondant au régime de fonctionnement C_{10} , dans lequel ΔT est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante qui est égale à 25 °C.

$$C_n = C_{10} \times \frac{1.67}{1+0.67\left(\frac{I}{I_{10}}\right)^{0.9}} \times (1 + 0.005 \times \Delta T) \quad (\text{II.8})$$

Il est difficile de modéliser l'évolution de la tension d'une batterie au plomb en raison de la complexité des réactions qui se produisent à l'intérieur de celle-ci. Néanmoins, plusieurs modèles de batteries ont été proposés. Certains de ces modèles sont basés sur des processus électrochimiques, des circuits équivalents, ou des lois empiriques [99]. Parmi ces modèles c'est

le modèle électrochimique de Copetti, décrit en détail dans la référence [100], qui sera appliqué car il est bien adapté pour les batteries au plomb-acide. Ce modèle est basé sur un circuit-électrique équivalent qui représente le comportement dynamique de la batterie. Il permet de simuler le comportement de la batterie dans différentes conditions de charge et de décharge. L'équation de la tension pour ce modèle de batteries au plomb peut être exprimée comme suit :

$$V_{bat} = nbE_b \pm nbR_{bat}I_{bat} \quad (\text{II.9})$$

Où V_{bat} et I_{bat} sont la tension et le courant de la batterie, nb est le nombre de cellules en série de la batterie, E_b est la force électromotrice (f.é.m) d'une cellule de la batterie et R_{bat} sa résistance interne.

a) Mode de décharge

L'équation de la tension de la batterie est donnée par l'expression ci-dessus:

$$V_d = (2.085 - 0.12(1 - SOC(t)) \frac{|I_d|}{C_{10}} \left(\frac{4}{1+I^{1/3}} + \frac{0.27}{SOC(t)^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007\Delta(t)) \quad (\text{II.10})$$

$$\text{Avec : } \Delta(t) = T - 25 \quad (\text{II.11})$$

Où V_d et I_d sont respectivement la tension et le courant de décharge de la batterie, $\Delta(t)$ est la variation de température (°C) et T est la température ambiante.

La présente équation est composée de deux termes distincts. Le premier terme décrit la manière dont la tension de la batterie varie en fonction du SOC et de la concentration en électrolyte, tandis que le deuxième terme définit la variation de cette tension en fonction de la résistance interne de la batterie [101]. La formule utilisée pour modéliser le SOC peut être exprimée de la façon suivante :

$$SOC = 1 - \frac{Q}{C} \quad (\text{II.12})$$

$$Q = I_d \cdot \Delta(t) \quad (\text{II.13})$$

Où Q est la charge de la batterie en Ah et C la capacité nominale de la batterie.

b) Mode de charge

Compte tenu de la nature dynamique de la batterie pendant la charge, Coppetti a divisé le mode de charge en deux phases principales : la phase 'boost' et la phase ' surcharge', chacune ayant des caractéristiques spécifiques.

i. La phase boost : Dans cette phase de charge, la tension de sortie de la batterie s'exprime par l'équation suivante :

$$V_{ch} = \left(2 + 0.16(1 - SOC(t))\right) + \frac{|I_{ch}(t)|}{c} \left(\frac{6}{1 + |I_{ch}(t)|^{0.86}}\right) + \left(\frac{0.48}{(1 - SOC(t))^{1.2}} + 0.036\right)(1 - 0.025\Delta T(t)) \quad (II.14)$$

ii. la phase de surcharge : Le processus de surcharge est considéré comme une durée très importante en mode charge, qui tient compte du mode gazage. Le mode gazage est une phase de la charge d'une batterie au plomb où la tension appliquée est maintenue à un niveau élevé afin de charger complètement la batterie. La relation suivante exprime la tension de gazage (Vg) pour une phase de surcharge.

$$V_g = \left[2.45 + 2.011 \ln \left(1 + \frac{1}{c}\right)\right] (1 - 0.002\Delta T) \quad (II.15)$$

La variation de la tension finale (Vec) observée pendant cette phase est une fonction de la température et du courant de charge. En effet, Vec augmente avec l'augmentation du courant de charge et diminue avec l'augmentation de la température.

$$V_{ec} = \left[2.24 + 1.97 \ln \left(1 + \frac{1}{c_{10}}\right)\right] (1 - 0.002\Delta T) \quad (II.16)$$

Le phénomène de surcharge peut être représenté par la fonction non linéaire suivante :

$$V_{ch} = V_g(t) + (V_{ec}(t) - V_g(t)) \left[1 - \exp\left(\frac{Ah_{restored} - 0.95C}{I_{ch}(t) \cdot \tau(t)}\right)\right] \quad (II.17)$$

Avec :

$$\tau(t) = \left(\frac{17.3}{1 + 852 \left(\frac{I_{ch}}{c}\right)^{1.67}}\right) \quad (II.18)$$

$\tau(t)$ est la constante de temps de la surcharge, et $Ah_{restored}$ désigne la quantité d'ampères-heures stockés dans la batterie pour un courant de charge I par rapport à la capacité de la batterie C , au cours de cette heure, est exprimé par l'équation:

$$Ah_{restored}(t) = SOC(t) \cdot C_{10} \quad (II.19)$$

La relation entre le courant de charge et le SOC est linéaire jusqu'à ce que le SOC atteigne 70 % de la capacité nominale de la batterie. Cependant, au-delà de cette valeur, l'évolution du SOC devient très difficile à déterminer, comme mentionné dans la référence [100]. Cette difficulté peut être attribuée au comportement dynamique de la batterie, qui n'a pas encore été identifié.

$$SOC = SOC_0 + \frac{I_{ch}\Delta T}{C} \quad (II.20)$$

Le défi majeur de la modélisation des batteries réside dans la précision des paramètres du modèle lorsque la batterie fonctionne dans des conditions réelles. Les coefficients fournis par le fabricant peuvent introduire des erreurs significatives qui dépendent des conditions de fonctionnement et de la durée de vie de la batterie. A ce titre de nouveaux paramètres ont été identifiés pour le modèle de batterie, ceux-ci ont été établis par A. Degla dans son travail de thèse sur la modélisation, simulation et le contrôle de batteries de stockage à usage solaire [102]. Des mesures expérimentales ont été réalisées au sein du laboratoire de l'équipe Applications des Equipements Photovoltaïques (AEP) se trouvant sur le site de l'UDES. Les accumulateurs utilisés sont de technologie plomb-acide à gel, Condor, modèle CGB 250 Ah/12V.

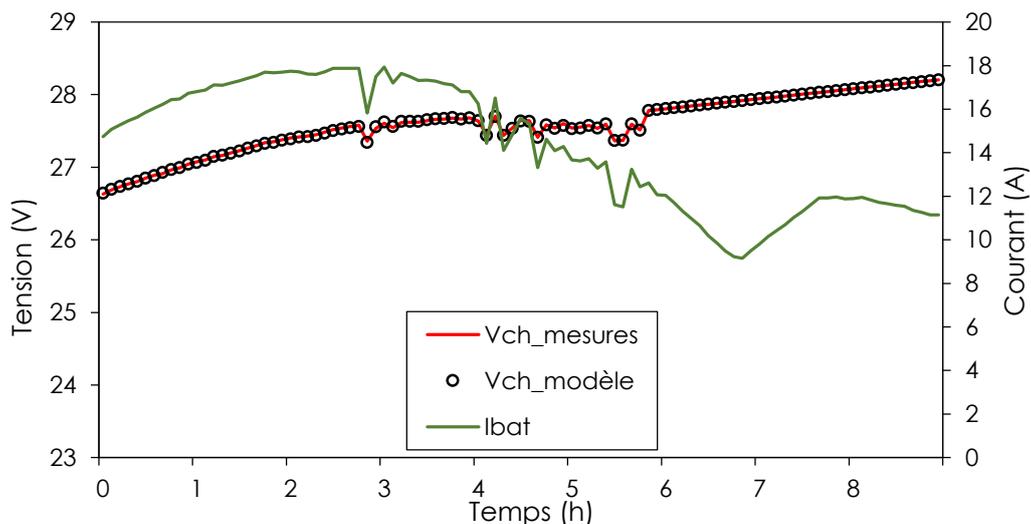


Figure II.6 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps et du courant en mode de charge.

La figure II.6 illustre la variation de la tension de la batterie pendant le mode de charge. Il convient de souligner que le modèle de Coppetti fournit de meilleurs résultats pour l'estimation de la batterie par rapport à la mesure réelle. Il est observé que la tension diminue rapidement à mesure que le courant augmente, ce qui correspond à une extraction de charge plus importante.

Le modèle de Coppetti modélise correctement le mode de décharge comme on peut le voir clairement sur la figure II.7. Dans le cadre du présent travail, les résultats obtenus à partir de ces modèles seront utilisés pour le dimensionnement et la gestion d'énergie du système photovoltaïque.

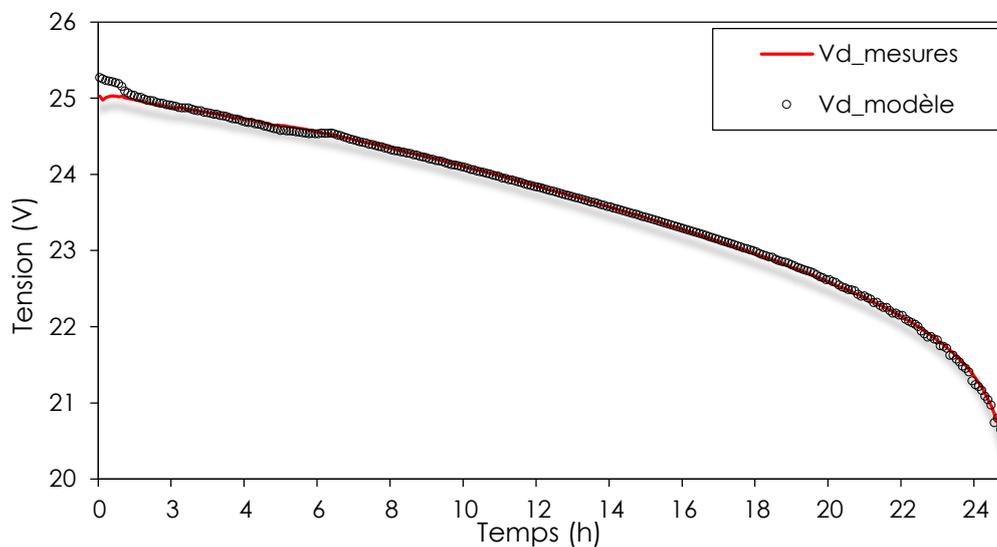


Figure II.7 : Tension d'un accumulateur au Plomb en fonction du temps en mode de décharge.

II.3.1.2 Méthodologie d'application de la méthode de dimensionnement par approche mathématique

La méthode de dimensionnement analytique que nous présentons consiste à déterminer la configuration optimale du système PV (taille du générateur PV et capacité de la batterie) pour un coût minimal. Dans notre cas, les contraintes prises en compte pour le dimensionnement concernent la réduction de la puissance échangée avec le réseau et garantir que l'état de charge des batteries fonctionne entre deux seuils : seuil maximal SOCmax et seuil minimal SOCmin.

La figure II.8 montre l'organigramme de la méthodologie de dimensionnement qui a été utilisée. Pour chaque région, les données d'entrées sont les données météorologiques, un profil de consommation réalistes des foyers algériens adapté à chaque zone climatique, un profil PV correspondant à chaque région est calculé en utilisant le modèle de générateur PV décrit dans le paragraphe II.2.1, un modèle de charge et de décharge des batteries (voir paragraphe II.2.3) un nombre d'heure de pénurie, qui sera expliqué dans les paragraphes suivants, et les coûts d'installation calculés sur la base des prix du marché algérien. Dans le programme de dimensionnement, il est considéré que l'énergie PV est en priorité utilisée pour alimenter les charges.

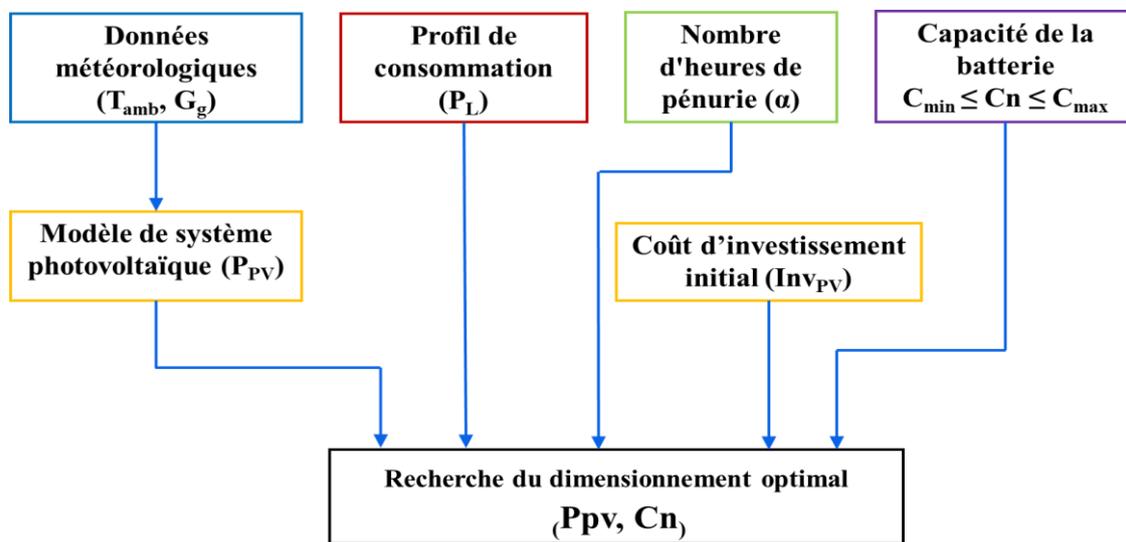


Figure II.8 : Organigramme de dimensionnement des quatre systèmes PV résidentiel.

II.3.2 Méthode de dimensionnement par un logiciel

Comme évoqué précédemment dans le paragraphe II.3, il existe diverses solutions logicielles de simulation permettant d'analyser les systèmes de production d'énergie renouvelable. Ces outils sont regroupés en quatre catégories : les outils de préféabilité (ex :RETScreen et Clean Energy Management Software), de simulation (ex :HYBRID2 et Hybrid Power System Simulation Model), d'architecture ouverte (ex :TRNSYS et Transient Energy System Simulation Program), ainsi que les outils d'optimisation et d'analyse technico-économiques (HOMER) [103]. Dans le cadre de cette étude, pour valider le modèle de dimensionnement proposé et procéder à une analyse économique ultérieure, c'est le logiciel HOMER qui a été utilisé.

II.3.2.1 Le logiciel HOMER

Le modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables électriques (HOMER), développé par le Laboratoire National des Énergies Renouvelables (NREL) est adapté à la réalisation d'analyses de faisabilité, technico-économiques, d'optimisation et de sensibilité de systèmes d'énergie renouvelable autonomes et connectés au réseau [104]. Il utilise le NPC (Net Present Cost) comme fonction objective pour déterminer la configuration optimale des systèmes PV [105]. HOMER simule un certain nombre de configurations de systèmes PV et sélectionne la configuration optimale du système ayant le NPC total le plus bas sous des contraintes système telles que la réduction de la charge de la demande, l'autoconsommation et le contrôle de la charge et de la décharge de la batterie [106]. La figure II.9 présente l'architecture logicielle de HOMER pour la partie dimensionnement optimale.

HOMER compare et évalue les systèmes en fonction de la valeur totale de NPC à l'aide de l'équation suivante.

$$C_{NPC} = \frac{C_{an,t}}{CRF(i,N)} \quad (II.22)$$

Où $C_{an,t}$ est le coût total annualisé du système (€/an), et $CRF(i, N)$ est le facteur de récupération du capital, qui est calculé comme suit [107]:

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (II.23)$$

Où i est le taux d'intérêt réel annuel (%) et N est la durée de vie du projet en années. Dans cette étude, le taux d'intérêt réel annuel est égal à 4% et la durée de vie du projet est de 25 ans.

Pour calculer le coût de l'électricité, HOMER utilise la formule suivante :

$$LCOE = \frac{C_{an,t}(\text{€/year})}{E_{t,an}(\text{kWh/year})} \quad (II.24)$$

Où $C_{an,t}$ est le coût total annuel du système et $E_{t,an}$ est l'énergie totale générée annuellement.

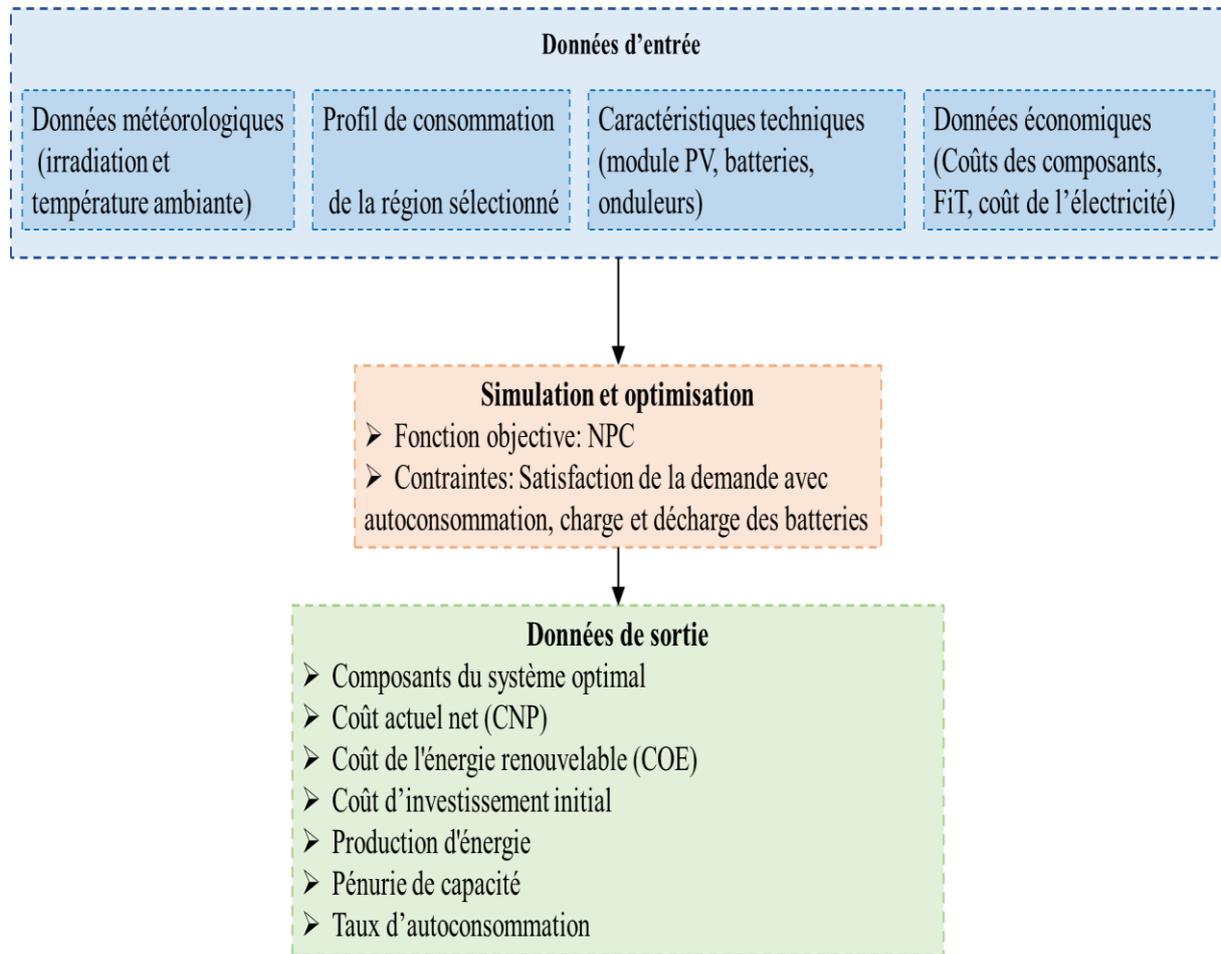


Figure II.9 : Représentation schématique du dimensionnement optimal par le logiciel HOMER.

II.3.2.2 Stratégie de contrôle

Le logiciel HOMER offre deux stratégies de répartition de l'énergie, soit le suivi de la charge ou la charge cyclique. La première stratégie ne charge les batteries qu'avec l'énergie fournie par les générateurs photovoltaïques, et en produisant juste ce qui est nécessaire pour répondre à la demande de la charge. La seconde stratégie, quant à elle, commence par utiliser l'énergie solaire pour satisfaire la demande de la charge, puis utilise l'excédent d'énergie provenant des panneaux photovoltaïques pour charger les batteries. Dans cette étude, c'est la stratégie de la charge cyclique a été sélectionnée.

II.3.2.3 Les contraintes du système

Pour répondre à la demande d'énergie avec un coût de production minimum, il doit toujours y avoir un équilibre entre la production et la demande pendant le fonctionnement du système PV, par conséquent, deux contraintes du système sont prises en compte par le logiciel HOMER, à

savoir, la réserve opérationnelle et la fraction annuelle de pénurie de capacité. Dans cette étude, les systèmes proposés ont été considérés comme des systèmes électriques fiables à 100 %, de sorte que la pénurie de capacité annuelle maximale a été identifiée comme étant de 0 % pour les systèmes connectés au réseau. L'état de charge des batteries est supposé être entre un niveau minimal de 25% et un niveau maximal de 80% afin d'éviter les surcharges et les décharges profondes.

II.4. Cas d'étude

Le cas d'étude porte sur un système PV composé d'un générateur photovoltaïque, d'un banc de batteries de la technologie Plomb acide, de charges locales considérées comme un profil de consommation, et du réseau électrique.

Comme indiqué précédemment, l'objet de cette thèse consiste à examiner et à simuler des systèmes PV conçus pour répondre aux exigences énergétiques des habitations situées dans différentes zones climatiques de l'Algérie. L'architecture du système PV proposé est celle présentée dans la figure II.10, elle est similaire pour tous les sites considérés. Le système PV considéré est constitué d'un générateur PV, d'un banc de batteries au plomb et de deux onduleurs (un onduleur DC / AC et un onduleur de batteries). Ce système PV a une topologie AC où les batteries sont chargées uniquement par l'énergie PV excédentaire, excluant tout échange d'énergie entre le système de stockage et le réseau électrique.

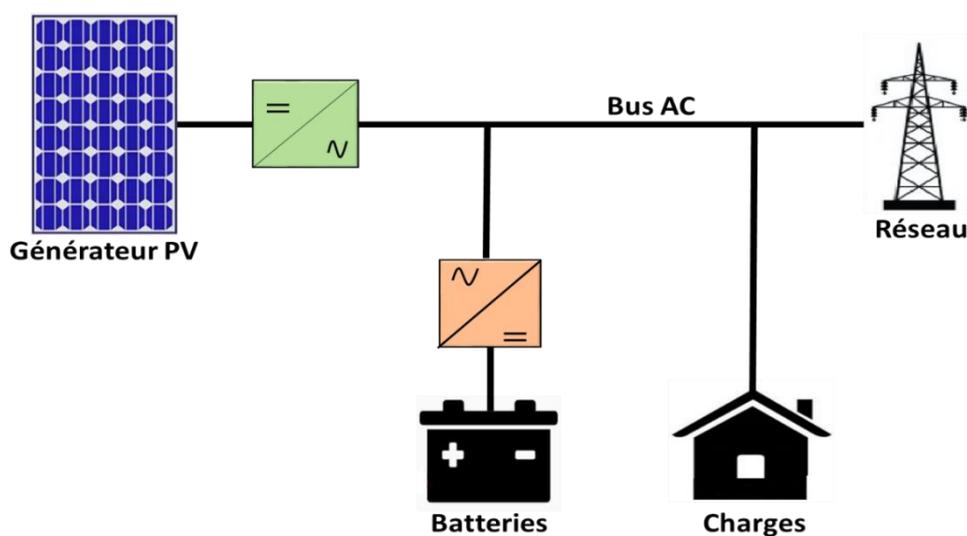


Figure II.10 : Architecture du système PV avec un bus AC.

II.4.1.1 Recherche de la solution optimale par la méthode de dimensionnement mathématique

Le dimensionnement consiste à déterminer la puissance crête (P_c) du générateur photovoltaïque et de la capacité nominale (C_n) du système de stockage, tout en minimisant le coût total de l'installation. Dans le programme de dimensionnement, un paramètre α correspondant au nombre d'heures de pénurie a été utilisé. Pour un nombre d'heures de pénurie défini au préalable, on fixe la capacité de la batterie et l'on fait varier la puissance du générateur PV et cela pour une année entière jusqu'à avoir le couple optimal (P_c, C_n) correspondant au coût global minimum de l'installation.

La méthode de dimensionnement adoptée pour déterminer la configuration optimale du système PV à installer pour une habitation située dans une zone climatique donnée est la suivante :

- 1) Choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif d'une région climatique, et d'une architecture du système (dans le cas traité le système PV est connecté au réseau avec batteries).
- 2) Simulation temporelle horaire du fonctionnement du système durant une année entière pour obtenir la puissance échangée avec le réseau avec comme hypothèse que le PV est en priorité utilisé pour alimenter les charges.
- 3) Calcul de la quantité d'énergie journalière à fournir par les batteries pour assurer le respect des contraintes sur « SOC(t) » ($SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$).
- 4) Elaboration des courbes déterminant le couple optimal de la puissance crête du générateur photovoltaïque et de la capacité du stockage, et cela en fonction d'un coût minimal correspondant du système global.

Il convient de noter qu'il n'y a aucune limitation sur la quantité d'énergie échangée avec le réseau dans le programme de dimensionnement.

Afin d'illustrer la faisabilité des systèmes PV dans le résidentiel pour les différentes zones climatiques de l'Algérie, nous avons commencé par le dimensionnement des systèmes PV pour chaque région. Les résultats de dimensionnement sont présentés sur la figure II.11. Il est possible d'observer que les résultats de dimensionnement sur la base d'un coût minimal différent sensiblement selon le nombre d'heures de pénurie (délestage) considéré. Chaque

point de ces courbes représente un couple (P_c, C_n) , pour lequel la satisfaction des besoins a été obtenu, pour le même nombre d'heures de pénurie annuel. Le dimensionnement optimal obtenu pour un nombre de pénurie annuelle de 0 heure (satisfaction totale) qui correspond à un coût minimal de l'installation photovoltaïque pour les quatre régions climatiques est présenté dans le tableau II.2. Il est à remarquer des différences minimales entre la taille des générateurs photovoltaïques obtenue pour chacune des régions. En considérant les profils de consommation précédemment décrits, il est à noter qu'il est aisé de déterminer les capacités de stockage correspondant à la consommation journalière moyenne de chaque région.

Tableau II.2. Dimensionnement optimal du système PV résidentiel pour chacune des quatre régions.

Régions	PV (kW)	Capacité de la batterie (kWh)	Coût d'investissement initial (€)
Nord	3	12	4885.09
Haut plateaux	3.2	12	5168.21
Nord Sahara	3.6	14	5949.82
Sud Sahara	3.8	14	6259.00

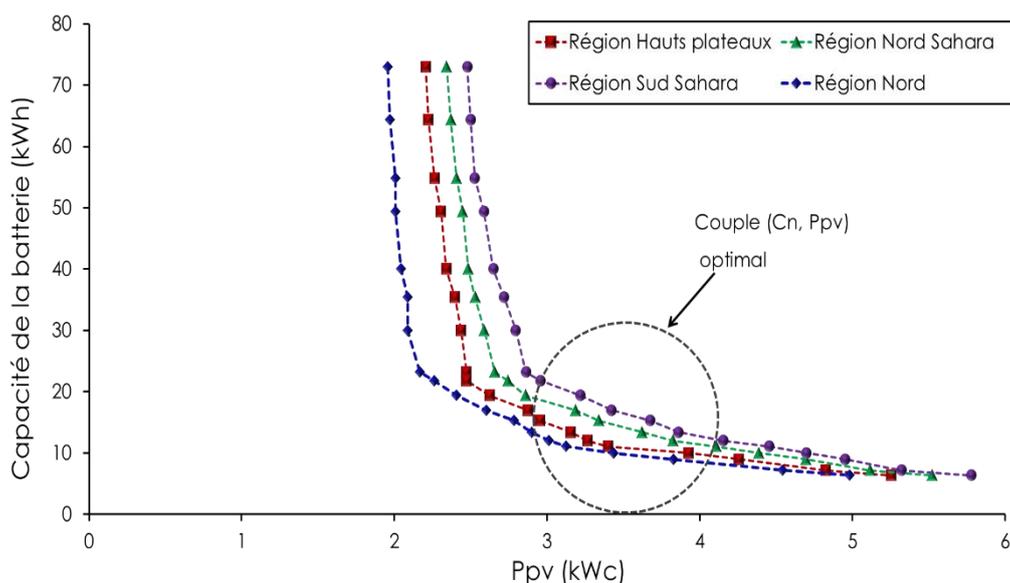


Figure II.11 : Dimensionnement optimal pour un nombre d'heure de pénurie de 0 heure.

Le couple optimal (P_c, C_n) est celui qui correspond au coût minimum du système PV, à titre d'exemple, la figure II.12 montre le coût d'investissement minimum du couple choisi pour la région du nord. Le point correspondant au coût minimal du système permet de déterminer au point d'intersection avec la courbe 'capacité de la batterie en fonction de la puissance du champ Ppv' la solution optimale du dimensionnement du système PV.

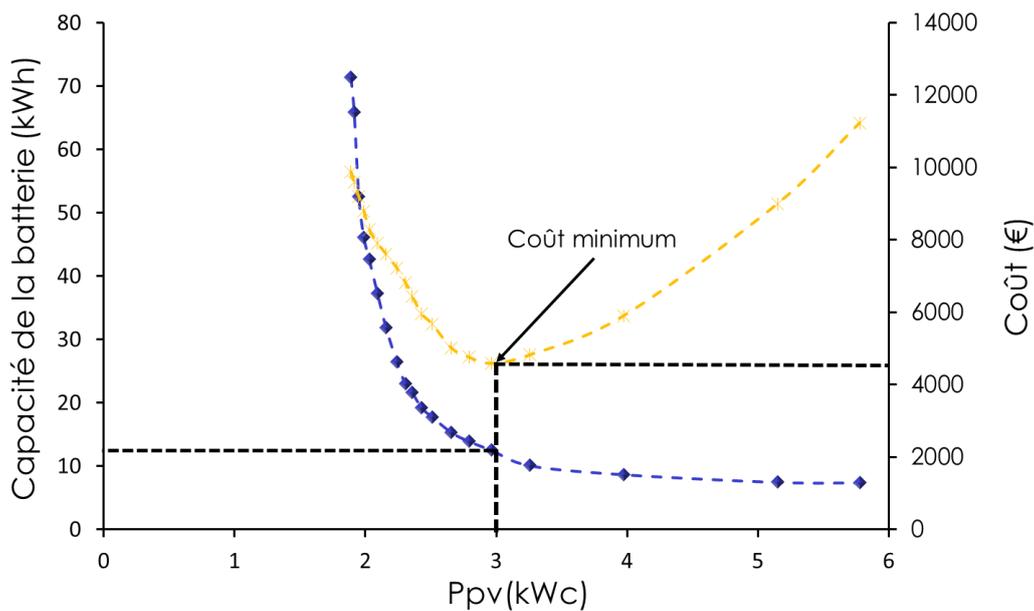


Figure II.12 : Détermination du coût d'investissement minimum pour la région Nord.

La Fig II.13 montre les gains réalisés sur la taille du générateur photovoltaïque et la capacité nominale des batteries en fonction des heures de pénurie. L'augmentation du nombre d'heures de pénurie de 0h à 1000h réduit significativement aussi bien la capacité du parc de batteries de 24kWh à 5kWh mais dans une moindre mesure, de 3,5kW à 1,2kW, la taille du champ PV.

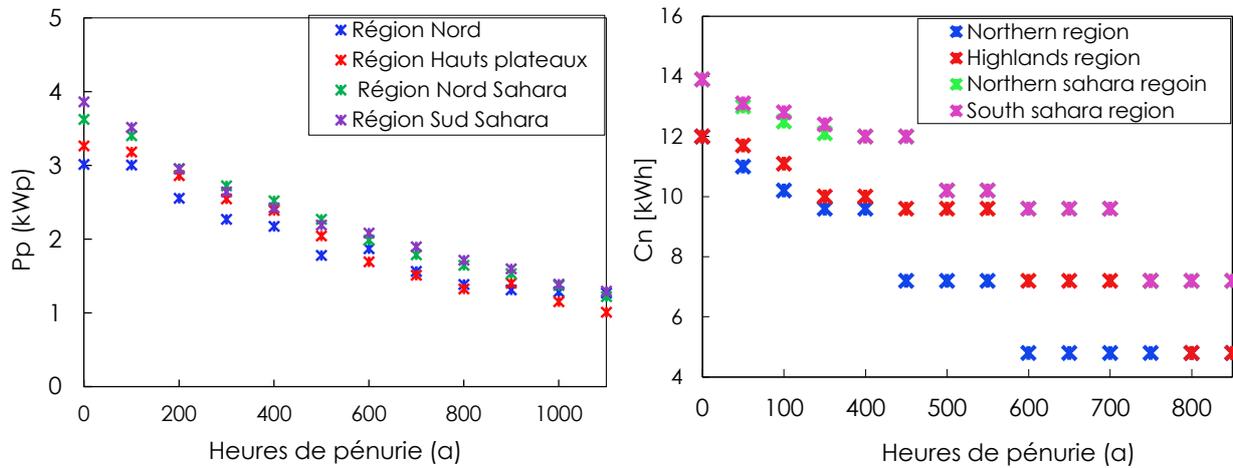


Figure II.13 : Dimensionnements correspondant au coût minimal du système en fonction du nombre d'heures de pénurie : (a) Générateurs photovoltaïques, (b) Capacité de la batterie.

II.4.1.2 Recherche de la solution optimale par la méthode de dimensionnement

Le logiciel HOMER permet de simuler toutes les configurations de systèmes énergétiques réalisables pour répondre aux besoins en énergie des régions d'étude, en utilisant les ressources énergétiques locales disponibles. Pour trouver la solution optimale, les systèmes PV connectés au réseau avec batteries ont été classés en fonction de considérations techniques et économiques dans les quatre régions climatiques. La figure II.14 présente un diagramme schématique du système électrique connecté au réseau dans les régions d'étude. Les résultats d'optimisation pour les trois scénarios sont discutés ci-dessous.

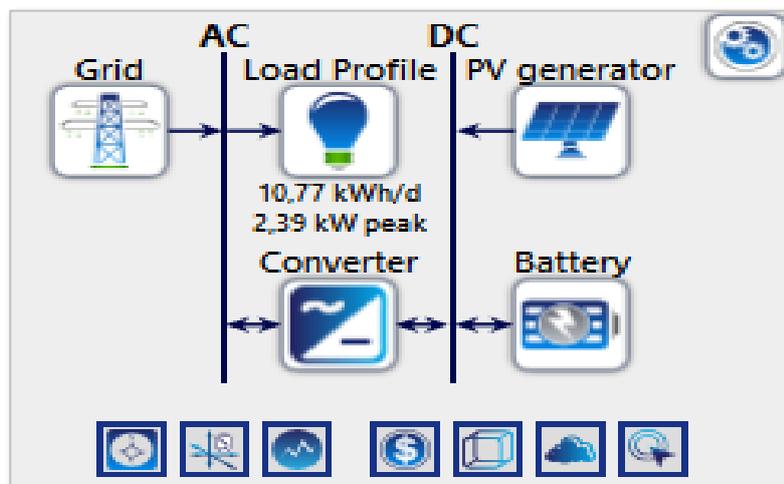


Figure II.14 : Schéma de principe du système PV résidentiel connecté au réseau dans HOMER.

Le tableau II.3 montre les résultats associés à la prise en compte technique et économique des systèmes PV/réseau/batteries optimaux dans les régions d'étude. Il est à noter que les résultats du dimensionnement obtenus en termes de taille du champ PV par le logiciel HOMER sont généralement supérieurs à ceux du modèle proposé. Cependant, malgré cette différence, le logiciel HOMER propose des coûts d'investissements plus bas. Cette divergence dans les résultats peut s'expliquer par la méthode de calcul employée par HOMER, qui prend en compte des paramètres tels que les fluctuations de la demande énergétique, l'angle d'inclinaison du générateur PV, le PV, et le taux d'inflation. En conséquence, le logiciel peut recommander des tailles de générateurs PV supérieure à celle proposée par le modèle de dimensionnement.

Les résultats obtenus par HOMER concernant les capacités du banc de batteries pour les différentes régions d'étude sont légèrement inférieures à ceux obtenus par le modèle proposé. Cette différence peut être justifiée par l'approche de HOMER qui utilise des profils de consommation, d'irradiation et de température ambiante moyennes mensuelles horaires pour évaluer la demande en énergie et le potentiel de production d'énergie renouvelable, qui sont moins précis que l'approche du modèle proposé qui utilise des profils horaires pour toute l'année. Cependant, les coûts d'investissement moins élevés proposés par HOMER peuvent être un facteur décisif dans le choix final du système énergétique.

Tableau II.3. Dimensionnement optimal par HOMER des systèmes PV/réseau/batteries pour les régions d'étude.

Régions	PV (kW)	Capacité de la batterie (kWh)	Coût d'investissement initial (€)	NPC (€)	COE (€)
Nord	3.2	10	5900	9947	0.142
Haut plateaux	3.5	10	6300	4339	0.102
Nord Sahara	4.1	13	7500	-3526	0.0914
Sud Sahara	4.3	13	7900	-4267	0.0908

Pour garantir le respect des contraintes dans des conditions réelles qui peuvent différer des prévisions, nous recommandons de légèrement sur-dimensionner la capacité des batteries par rapport aux résultats obtenus par le dimensionnement. Plus précisément, lorsqu'il s'agit de

l'écrêtage de pointe en été et pour éviter les échanges d'énergie avec le réseau pendant les périodes de forte demande, une capacité de stockage plus élevée garantit que le propriétaire du système PV sera autonome même dans des conditions défavorables.

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, c'est l'aspect dimensionnement des installations photovoltaïques destinées au secteur du résidentiel qui a été abordé. Les résultats du dimensionnement pour des installations du type (PV-Bat-réseau) effectué avec une approche mathématique et par un logiciel professionnel (HOMER) pour le cas d'habitations situées dans l'une des quatre zones climatiques prédéfinies (Nord, Hauts Plateaux, Nord du Sahara, Sud du Sahara) ont été présentés.

La taille du générateur PV ainsi que la capacité du banc de batteries obtenues par les deux méthodes diffèrent quelque peu, avec une différence d'environ 7%. Il convient toutefois de noter que le logiciel HOMER a tendance à préconiser des dimensions légèrement supérieures, probablement par mesure de sécurité pour éviter toute insuffisance énergétique, même dans des conditions défavorables.

Chapitre III

Gestion d'énergie dans une installation photovoltaïque résidentielle

Après avoir dimensionné l'installation photovoltaïque adaptée à chacune des régions climatiques représentant l'ensemble des régions du pays, la prochaine étape est de mettre en place, au niveau de l'habitation, une gestion d'énergie utilisant des sources d'énergies propres tout en assurant une alimentation électrique pérenne et durable.

A ce titre, une revue des travaux relatifs aux différentes stratégies de gestion d'énergie adoptées dans le résidentiel est présentée montrant que la tendance est à l'utilisation d'électricité d'origine renouvelable et à l'autoconsommation.

Pour s'inscrire dans la mouvance de la décentralisation et la décarbonation du système énergétique, l'accent est mis sur l'étude de cas dans le résidentiel d'une stratégie de gestion d'énergie privilégiant l'utilisation de la production d'électricité solaire pour satisfaire, à un degré élevé, les besoins énergétiques de cette dernière. L'algorithme de gestion développé ainsi que les principes ayant servis à son élaboration sont présentés.

La faisabilité technique de la configuration du système PV choisi pour l'ensemble des régions climatiques est montrée à travers l'analyse des résultats simulés obtenus de la production PV, de la consommation de l'électricité solaire produite et des échanges avec le réseau.

Il est montré comment le stockage et le recours à la gestion de la demande et la gestion des charges il est possible de conforter l'autonomie énergétique (autoconsommation, autosuffisance) du secteur résidentiel vis-à-vis du réseau électrique.

III.1 Stratégies de gestion d'énergie dans les installations à énergies renouvelables

L'optimisation de la gestion d'énergie dans un système donné implique la recherche d'une répartition de l'énergie qui satisfasse à un degré élevé les besoins énergétiques du système en question. Étant donné que ce processus ne limite pas le système à des modes de fonctionnement prédéfinis, il peut donc exister un grand nombre de possibilités et de ce fait il est nécessaire de recourir à une méthode d'optimisation pour déterminer quelle stratégie de gestion est plus la plus efficace pour le cas considéré [108].

Dans la littérature plusieurs études traitent des techniques de contrôle/commande mettant en jeu les sources et les charges dans les bâtiments. Par exemple, dans [109], les auteurs passent en revue les principales techniques de commande prédictive pour les systèmes de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC) dans les bâtiments. Ils présentent également des exemples de mise en œuvre et discutent les avantages et les inconvénients de chaque méthode. Ainsi, dans [110], les auteurs proposent un système de gestion de l'énergie avec commande anticipative et réactive. Cette approche utilise des modèles à dynamique rapide (fast dynamics models) pour surveiller en continu les performances de l'ensemble du bâtiment, détecter les événements imprévus et les pannes de système et ajuster la consommation d'énergie en temps réel. Dans [111], les auteurs se sont penchés sur la gestion des sources et des charges électriques présentes dans le bâtiment. Ils ont ainsi mis en place un système de gestion anticipatif sur le long terme et réactif sur une échelle de temps plus restreinte pour garantir un bon compromis entre le niveau de confort pour l'utilisateur et le coût économique. Ces études ont été appliquées et validées pour la gestion d'énergie d'un bâtiment photovoltaïque évitant des blackouts par un délestage intelligent.

Il y a aussi des travaux sur l'application des techniques de l'intelligence artificielle dans la gestion de l'énergie dans le bâtiment. [112] présente une revue systématique de la littérature sur l'utilisation de l'intelligence artificielle pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. Les auteurs ont identifié que l'intelligence artificielle est principalement utilisée dans les tâches de prise de décision, de surveillance et d'analyse de données. [113] propose une approche basée sur un algorithme génétique hybride pour la gestion de l'énergie dans un système micro-réseau, où les prix de l'électricité sont variables en fonction de l'heure de la journée en raison des variations de la demande. Les résultats obtenus ont démontré que l'optimisation de la gestion de l'énergie pour un micro-réseau par l'algorithme génétique Particle Swarm Optimization (PSO) surpasse les algorithmes d'optimisation ordinaires en termes de temps de convergence des solutions, de satisfaction de la demande de charge, de réduction des coûts et des émissions polluantes. Les auteurs de l'article [114] ont présenté une méthode d'optimisation basée sur la programmation linéaire en nombres mixtes (MILP) visant à minimiser les coûts de production d'électricité et les coûts opérationnels d'un micro-réseau intelligent. Ils ont formulé le problème de gestion comme un problème multi-objectif qui implique la planification, durant la journée du lendemain (day-ahead), des ressources énergétiques disponibles. Les résultats de la simulation ont montré que la stratégie d'optimisation en temps réel basée sur la MILP réduit les

coûts d'exploitation de 3,3 %. Dans [115], il est montré que le recours aux systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie, permet de minimiser les coûts de production, de maximiser la fiabilité et d'optimiser le fonctionnement horaire du micro-réseau.

D'autres travaux abordent le volet utilisation de moyens de production d'électricité renouvelable dans les bâtiments résidentiels [116],[117],[118]. Ainsi, après la baisse du Feed-in-Tariff (FiT) dans la plupart des pays dans le monde, et dans le but de rentabiliser les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, il y a eu nécessité de recourir à des solutions de compensation du réseau en termes de gestion de l'énergie excédentaire, stockage [119], et la gestion de la demande ou (Demand-Side Management) DSM [120] ou la combinaison des deux solutions [121]. Les auteurs recommandent fortement de consommer directement l'énergie photovoltaïque par les charges et de stocker l'excédent dans les batteries pour une utilisation ultérieure en période de faible ou d'absence de génération photovoltaïque. Ce type d'installation présente de nombreux avantages pour le propriétaire et le gestionnaire du système énergétique, notamment l'indépendance ou autonomie énergétique, la réduction des coûts et la réduction de la charge sur le réseau électrique. Cette pratique, appelée autoconsommation, est déjà adoptée dans de nombreux pays à travers le monde. Elle est utilisée pour améliorer l'efficacité et la stabilité énergétique du réseau [122]. Lorsque l'autoconsommation est optimisée, et que les besoins du bâtiment sont satisfaits uniquement par l'électricité produite par son installation PV, dans ce cas le bâtiment est dit 'autosuffisant'.

III.2 Problématique de la gestion d'énergie dans le secteur résidentiel

Concernant la présente étude, l'architecture du système de supervision d'énergie proposée (cf. Figure III.1) vise à augmenter l'autoconsommation et à minimiser les échanges d'énergie avec le réseau, en particulier en réduisant l'importation d'énergie depuis le réseau. L'objectif étant de développer un système de supervision qui permettra d'optimiser l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour l'autoconsommation résidentielle en Algérie. Ainsi, une analyse de la faisabilité technique des systèmes photovoltaïques pour l'autonomie énergétique des habitations dans différentes régions climatiques du pays sera réalisée. Une stratégie de décalage de charges (Demand Response) viendra conforter la réduction ou le lissage des pointes de demande d'énergie vis-à-vis du réseau public.

La figure III.1 illustre le système étudié qui a été présenté dans le chapitre 2. Elle montre les différentes composantes du système ainsi que les flux de puissance en présence.

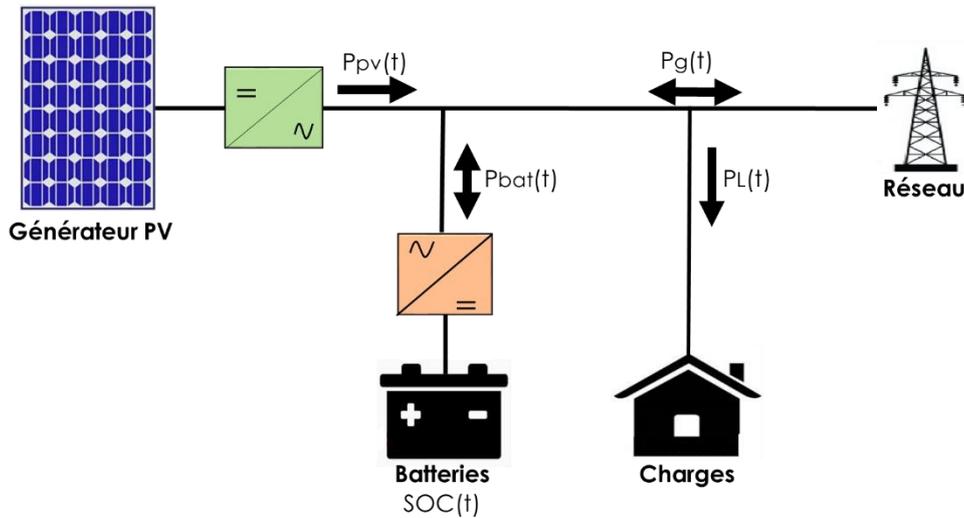


Figure III.1 : Schéma du système étudié, incluant les directions des flux d'énergie.

III.2.1 Formulation du problème

Le système utilise deux données d'entrée fixes ($P_{pv}(t)$ et $P_{Load}(t)$), qui ne sont pas contrôlables. La puissance réseau ($P_{grid}(t)$) et la puissance des batteries ($P_{bat}(t)$) sont des quantités qui doivent être déterminées en fonction de l'état du système. À chaque instant, l'état du système peut être décrit par trois composantes principales, à savoir : $P_{pv}(t)$, $P_{Load}(t)$, et $SOC(t)$.

Les contraintes du problème de répartition de l'énergie sont exprimées par les équations suivantes :

$$P_{PV}(t) + P_{bat}(t) + P_L(t) - P_g(t) = 0 \quad (III.1)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (III.2)$$

L'objectif est d'adapter, autant que faire se peut, la courbe de consommation à celle de la production photovoltaïque. Cependant, il est important de respecter la contrainte (III.2) relative à l'état de charge des batteries. Les solutions qui ne respectent pas cette contrainte sont écartées. Il est important de noter que les contraintes liées à la puissance échangée avec le réseau (minimisation des échanges d'énergie) ne sont pas toujours strictes. Autrement dit, le système peut continuer à fonctionner même si ces contraintes ne sont pas entièrement respectées.

III.2.2 Méthodes d'optimisation de la gestion d'énergie dans les installations PVs

La revue bibliographique qui a été effectuée, a révélé que le choix de la méthode d'optimisation de la gestion d'énergie dépend de la nature spécifique du problème, notamment des variables, des contraintes et de l'indice de performance en question [123]. Dans le cas traité, il s'agit d'optimiser la gestion de l'énergie dans un système photovoltaïque connecté au réseau avec batteries, en d'autres termes, il est question de voir comment maximiser l'utilisation de l'énergie solaire pour répondre aux besoins énergétiques des charges locales. Pour atteindre cet objectif, il est impératif de prendre en compte l'état de charge des batteries, la disponibilité de l'énergie photovoltaïque ainsi que le profil de consommation.

Pour ce faire, deux approches d'optimisation peuvent être utilisées, une optimisation paramétrique ou une optimisation de la gestion de l'énergie [124],[125].

Dans le cas d'une optimisation paramétrique, la résolution du problème de répartition de l'énergie nécessite de définir des paramètres clés tels que la capacité de stockage de la batterie, la capacité de production d'énergie PV, la consommation électrique, etc. En ajustant ces paramètres, une configuration optimale du système PV peut être conçue pour répondre aux besoins énergétiques [126]. La gestion paramétrique consiste aussi à imposer plusieurs modes de fonctionnement en amont en fonction des données d'entrée, afin de respecter les contraintes imposées. L'optimisation est ensuite réalisée sur les paramètres de décision de l'algorithme [127]. Les algorithmes de prise de décisions sont conçus pour simplifier la complexité du problème, ce qui leur confère l'avantage d'avoir une faible demande en termes de capacité de calcul et sont ainsi faciles à implémenter [128]. L'objectif final étant de déterminer les valeurs optimales des paramètres qui maximisent l'indice de performance du système.

L'optimisation de la gestion implique la recherche de la répartition de l'énergie la plus efficace dans un système donné afin de maximiser l'indice de performance pour des paramètres spécifiques. Étant donné que ce processus ne limite pas le système à des modes de fonctionnement prédéfinis, il existe un nombre très élevé de possibilités et une méthode d'optimisation doit être utilisée pour déterminer la stratégie de gestion la plus efficace [108]. Dans le cas des applications photovoltaïques, les données d'entrée sont variables et l'avenir est 'imprévisible', ce qui rend l'optimisation de la gestion fortement dépendante de la capacité à anticiper les événements futurs. Dans ce contexte, l'utilisation d'approches d'optimisation prévisionnelle est essentielle pour déterminer la stratégie de gestion optimale [129]. Pour les

applications photovoltaïques, plusieurs méthodes sont utilisées pour l'optimisation prévisionnelle, telles que la programmation linéaire (LP), la programmation quadratique (QP), la programmation convexe (CP), les algorithmes génétiques (GA), et bien d'autres encore. Toutes ces approches d'optimisation prévisionnelle ont en commun l'utilisation de données historiques et de prévisions sur l'avenir pour prédire les conditions futures et optimiser les performances des systèmes énergétiques [130]. Le choix de la méthode appropriée dépendra des caractéristiques spécifiques du système photovoltaïque, données d'entrée disponibles, et des objectifs de l'optimisation.

Comme mentionné précédemment, l'étude a pour but d'analyser le fonctionnement et la faisabilité technique des systèmes photovoltaïques résidentiels dans différentes régions climatiques de l'Algérie. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de résoudre le problème de répartition d'énergie dans ces systèmes. Cependant, les méthodes de la gestion d'énergie basées sur les approches d'optimisation prévisionnelle nécessitent des données historiques sur l'irradiation et la température ambiante, qui ne sont pas disponibles pour toutes les régions étudiées. C'est pour cette raison que la méthode de résolution de problèmes de répartition d'énergie par optimisation paramétrique a été retenue. Cette méthode permet d'optimiser la répartition de l'énergie tout en maximisant l'indice de performance en fonction des paramètres d'entrées tels que la taille des systèmes PV et la capacité des batteries, sans avoir besoin de données historiques.

III.3 Développement d'un algorithme de gestion d'énergie dans le résidentiel

Afin d'optimiser l'autoconsommation, et l'autosuffisance et réduire les échanges avec le réseau du secteur résidentiel, un algorithme de gestion d'énergie a été développé. L'objectif principal de ce dernier est en fait, à la fois, de satisfaire la demande énergétique des charges des habitations tout en supervisant la production et en tenant compte des états de charge et de décharge du banc de batteries. L'organigramme de l'algorithme de supervision proposé est représenté sur la figure III.2. Il repose sur un principe de gestion basé sur les règles principales suivantes :

- L'énergie produite par le générateur photovoltaïque est consommée prioritairement par les charges de l'habitation.
- Le surplus de la production PV est stocké dans les batteries.

III.3.1 Présentation de l'algorithme de gestion d'énergie dédié au secteur résidentiel

L'algorithme de gestion d'énergie pour le résidentiel a été développé sur la base d'une optimisation paramétrique. Cela consiste à imposer différents modes de fonctionnement correspondant à des scénarios prédéfinis concernant la répartition de l'énergie entre les charges, les batteries et le réseau en fonction des données d'entrées. La stratégie de gestion qui a été élaborée est basée sur :

- La limitation des échanges d'énergie avec le réseau.
- La maximisation de l'autoconsommation.
- L'augmentation de l'utilisation de l'énergie PV pour l'écrtage des pointes.

Le fonctionnement du système PV résidentiel est ainsi régi par l'algorithme de gestion qui utilise les données de la production PV simulée et les profils de consommation électrique typiques des foyers Algériens pour les différentes régions climatiques.

L'algorithme calcule l'écart entre la puissance produite par le générateur PV et la puissance demandée par les charges pour un pas de temps donné, la variable 'pas de temps' choisie pour cette étude est de 5mn. En fonction de l'état de charge de la batterie, le gestionnaire d'énergie décide du fonctionnement optimal du système PV résidentiel. Les batteries sont considérées initialement comme étant complètement chargées et la puissance du réseau est initialisée à 0. Comme le montre la figure III.2, il existe cinq modes de fonctionnement possibles. Les équations de (III.3) à (III.6) définissent la prise de décision pour chacun des modes :

- **Mode de recharge**, la consommation des charges est assurée par le générateur PV, et le surplus de la puissance PV est stocké dans les batteries. La puissance des batteries est dans ce cas :

$$P_{bat}(t) = P_{PV}(t) - P_L(t) \quad (III.3)$$

Ce mode se répète à chaque fois que l'écart $\Delta P = (P_{PV}(t) - P_L(t)) \geq 0$, et que le $SOC(t) < SOC_{max}$.

- **Mode réseau**, les batteries sont totalement chargées ($SOC(t) > SOC_{max}$) et la puissance excédentaire est injectée dans le réseau. La Puissance échangée avec le réseau est définie par :

$$P_g(t) = P_{PV}(t) - P_L(t) \quad (III.4)$$

- **Mode batterie et réseau**, ce mode de fonctionnement a lieu lorsque l'excès de la puissance PV est utilisé en même temps pour charger les batteries et alimenter le réseau.
- **Mode de décharge**, ce mode de fonctionnement est utilisé lorsque l'écart ΔP est négatif. Dans ce cas le $SOC(t) > SOC_{min}$ et $P_{bat}(t) \geq |\Delta P(t)|$, la puissance nécessaire pour alimenter les charges est fournie par les batteries. Par conséquent, la puissance utilisée pour satisfaire la demande est définie comme étant :

$$P_L(t) = P_{PV}(t) + \eta_{bat} P_{bat}(t) \quad (III.5)$$

- **Mode hybride**, Dans ce cas, la batterie et le réseau contribuent à répondre à la demande électrique nécessaire pour satisfaire les charges. Le système de gestion maintient le SOC à un niveau raisonnable ($SOC_{min} < SOC(t) \leq SOC_{max}$).

$$P_L(t) = P_{PV}(t) + P_g + \eta_{bat} P_{bat}(t) \quad (III.6)$$

Où η_{bat} est le rendement de charge et décharge de la batterie, il est égal à 0.9.

III.3.2 Critères de performance

a) Autoconsommation

Après la modification des lois concernant les programmes du FiT dans plusieurs pays, les stratégies visant à maximiser l'autoconsommation est en train de devenir la règle [131]. L'autoconsommation peut être définie comme la proportion de l'électricité photovoltaïque produite qui est consommée immédiatement par les appareils électriques, tandis que l'excédent de puissance est stocké dans les batteries et idéalement utilisé lorsque la production photovoltaïque réelle est insuffisante pour répondre à la demande énergétique de l'habitation [122]. Par conséquent, le facteur d'autoconsommation peut être calculé comme suit :

$$L'autoconsommation = \frac{\text{Energie PV autoconsommée}}{\text{Energie PV totale produite}} \quad (III.7)$$

b) Autosuffisance

L'autosuffisance est définie comme étant le taux de satisfaction des besoins énergétiques de l'habitation par la production photovoltaïque [122]. Dans notre cas, pour augmenter l'autosuffisance, nous avons recours au stockage de l'électricité excédentaire qui sera utilisée dans le cas où la production photovoltaïque est inférieure à la demande des charges. La formule simplifiée de l'autosuffisance est donnée par :

$$L'autosuffisance = \frac{\text{Energie PV autoconsommée}}{\text{Consommation totale}} \quad (\text{III.8})$$

III.4 Résultats de simulations de la gestion d'énergie d'un système PV–bat–réseau dans les quatre zone climatiques

Cette section présente les résultats de simulation des différents flux d'énergie présents pour les quatre systèmes photovoltaïques résidentiels étudiés. L'objectif est d'examiner dans quelle mesure le système PV peut satisfaire la consommation électrique d'un ménage situé dans l'une des régions climatiques d'Algérie. Sur la figure III.3 sont représentés les différents flux d'énergie présents dans le système PV, pour une journée typique en été, dans le cas d'une habitation se trouvant dans la région Nord du pays. Le profil de consommation, la production photovoltaïque, la puissance échangée avec le réseau ainsi que la puissance échangée avec les batteries sont représentés sur la figure III.3.

Conformément aux règles prédéfinies, l'énergie photovoltaïque est utilisée en priorité pour alimenter les charges. Il apparaît donc que la production PV est suffisante pour gérer la consommation entre 7h et 17h sans recourir aux batteries. Celles-ci sont sollicitées uniquement lorsque la production d'énergie est insuffisante, comme c'est le cas le matin entre 01h et 7h et le soir entre 17h et 22h pour l'exemple étudié.

Il est à remarquer que la règle exigeant que les batteries soient rechargées uniquement par la production photovoltaïque est respectée. Les batteries sont rechargées, dès que possible, avec la source photovoltaïque entre 7h30 et 14h30.

Avec la stratégie proposée, la production photovoltaïque est efficacement exploitée pour alimenter les charges ou pour être stockée dans les batteries, ce qui se traduit par une faible quantité d'électricité injectée dans le réseau, qui est d'environ 2,1 kWh. De plus, seule une quantité de 1,2 kWh d'électricité est importée du réseau pour alimenter les charges en fin de journée. En somme,

il s'avère que la gestion basée sur des règles et des scénarios prédéfinis, est appropriée pour résoudre le problème de la répartition d'énergie dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau avec batteries. Cette stratégie s'avère bien adaptée pour le cas où le profil de consommation et la production photovoltaïque ne sont pas prédictibles.

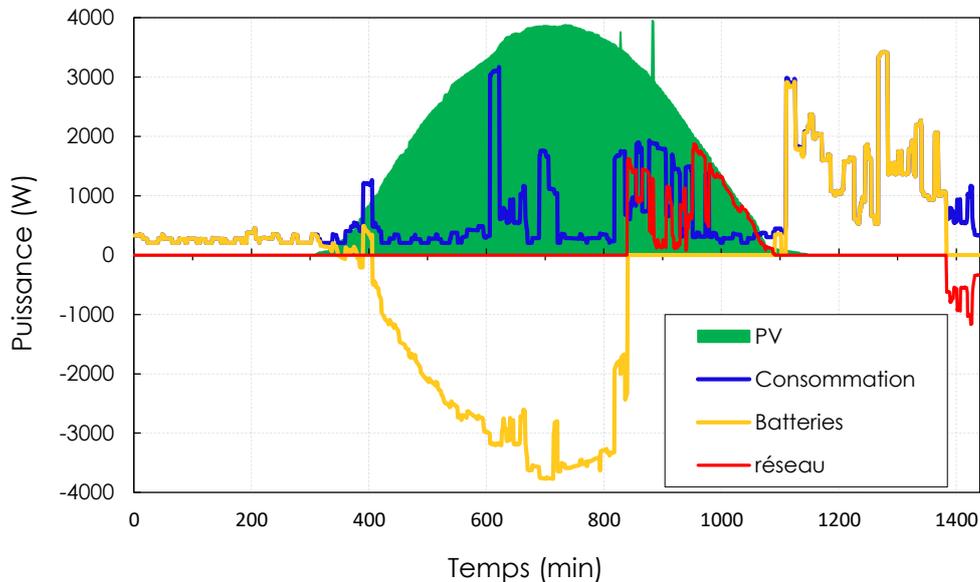


Figure III.3 : Profils journalier des flux de puissance dans le système PV avec la gestion proposée pour la région du Nord (Exemple d'une journée d'été).

III.4.1 Production et consommation

La figure III.4 montre la production et la consommation d'énergie quotidiennes moyennes pour chaque mois et pour chacune des régions climatiques étudiées. De manière générale, la production horaire moyenne d'électricité des systèmes photovoltaïques simulée sur une année n'a jamais dépassée la consommation horaire moyenne des logements à l'exception des deux régions sahariennes où, dans certains cas, même si la production est à un niveau appréciable les jours d'été ensoleillés, elle ne dépasse la consommation que d'une quantité comprise entre 1,5kWh et 3,2kWh. D'après les simulations, il ressort que pendant la période du printemps, les performances des modules sont élevées, du fait du bon ensoleillement, d'une part, et d'une température ambiante pas très élevée (ne dépassant pas les 30°C pour les quatre régions).

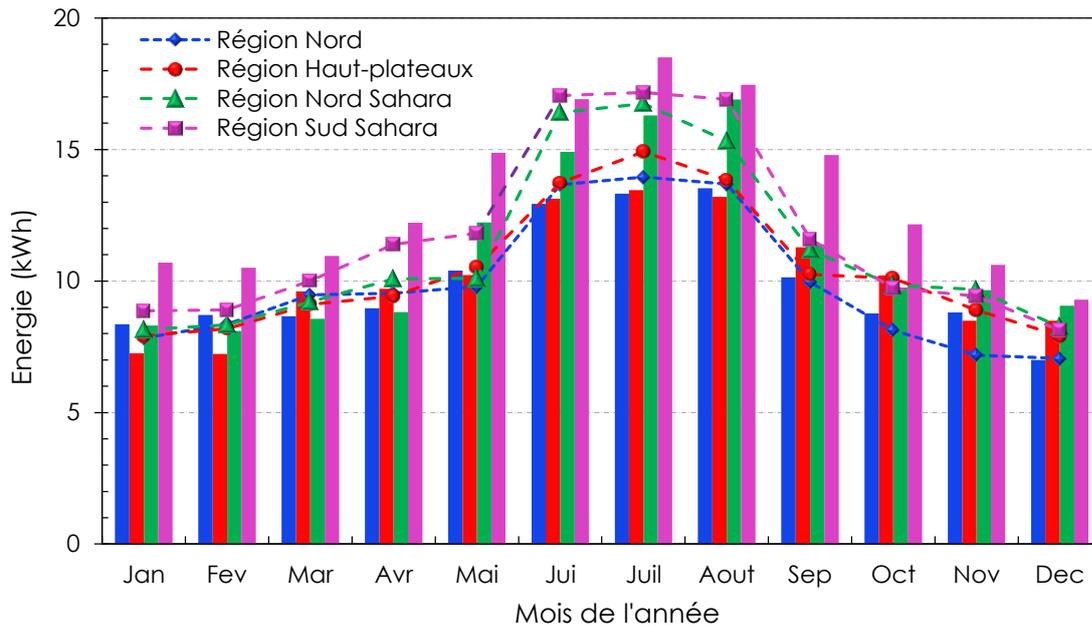


Figure III.4 : Production photovoltaïque journalière moyenne et consommation électrique des ménages pour les quatre régions climatiques pour chaque mois de l'année, production PV (histogramme), demande des ménages (courbe).

Les simulations montrent aussi que la production saisonnière d'électricité photovoltaïque varie d'une région à une autre. La figure III.5 montre la production d'électricité pour le système PV étudié situé dans les quatre régions climatiques durant les quatre saisons de l'année. L'énergie cumulée produite par le système PV dans la région du nord Algérien est représentée en bleu. Le climat méditerranéen qui caractérise la région du nord favorise la production photovoltaïque durant les périodes du printemps et d'été. Cette production est généralement plus faible pendant les mois d'hiver, avec une moyenne journalière d'environ 8,5 kWh en décembre, janvier, et février mais elle augmente progressivement au printemps et en été pour atteindre une valeur d'environ 10,8 kWh en juin.

Dans les hauts plateaux, la production d'énergie PV est plus élevée que dans la région nord pendant les mois d'été, avec une moyenne journalière d'environ 13 kWh en juin, juillet, et août. Parmi toutes les régions, c'est dans les deux régions du Sahara, que la production d'énergie PV est la plus élevée. Elle atteint, pendant les mois d'été, une moyenne journalière d'environ 16 kWh, mais elle diminue fortement pendant les mois d'hiver, et présente une moyenne journalière d'environ 10,5 kWh en décembre et janvier tout en demeurant toutefois supérieure à celle des autres régions du pays pour la saison d'hiver. Ceci s'explique par les conditions météorologiques favorables pour les

régions du Sahara , tel qu'un niveau d'ensoleillement élevé qui varie respectivement entre 150 et 280k kWh/m²/mois pour la région du nord Sahara, et entre 190 et 290kWh/m²/mois pour la région du sud Sahara, comme indiqué sur la figure II.9, et une température plus modérée, comprise entre 1 °C et 20 °C pendant la saison d'hiver.

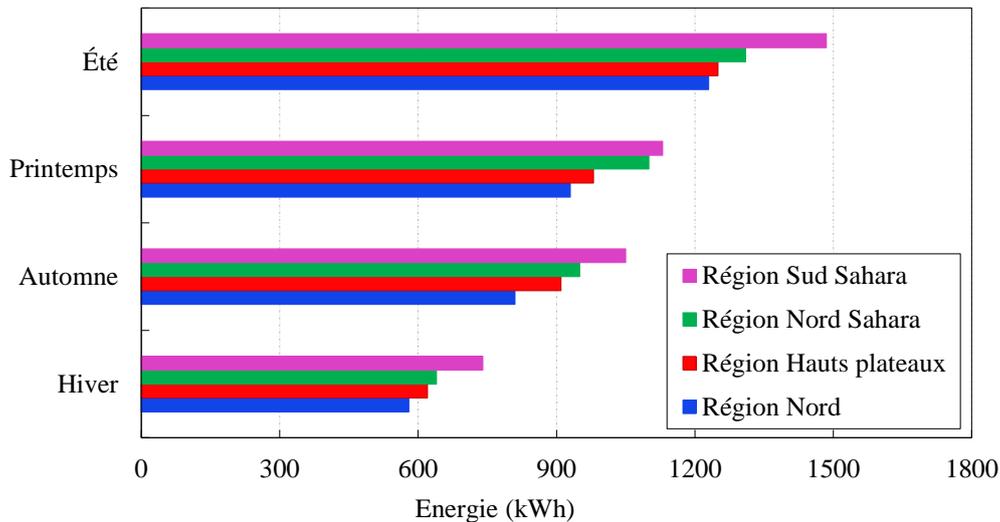


Figure III.5 : Production saisonnière d'électricité photovoltaïque pour les quatre régions climatiques.

III.4.2 Echange d'énergie avec le réseau

Les graphiques de la figure III.6 indiquent la quantité d'énergie horaire échangée avec le réseau électrique, par un système (PV-bat-réseau) pour les différentes régions. Les valeurs positives indiquent les cas où la production photovoltaïque est excédentaire et injectée dans le réseau, tandis que les valeurs négatives correspondent aux situations où il y a un déficit de production photovoltaïque et où l'énergie doit être soutirée du réseau pour satisfaire la demande d'énergie. Ces données sont présentées heure par heure tout au long de la journée et pour une période d'une année. Les résultats de la simulation, montrent que l'interaction entre le système PV et le réseau public est réduite en raison de l'utilisation d'un système de stockage qui 'absorbe' le surplus de la production photovoltaïque qui sera utilisé lorsqu'il y a nécessité.

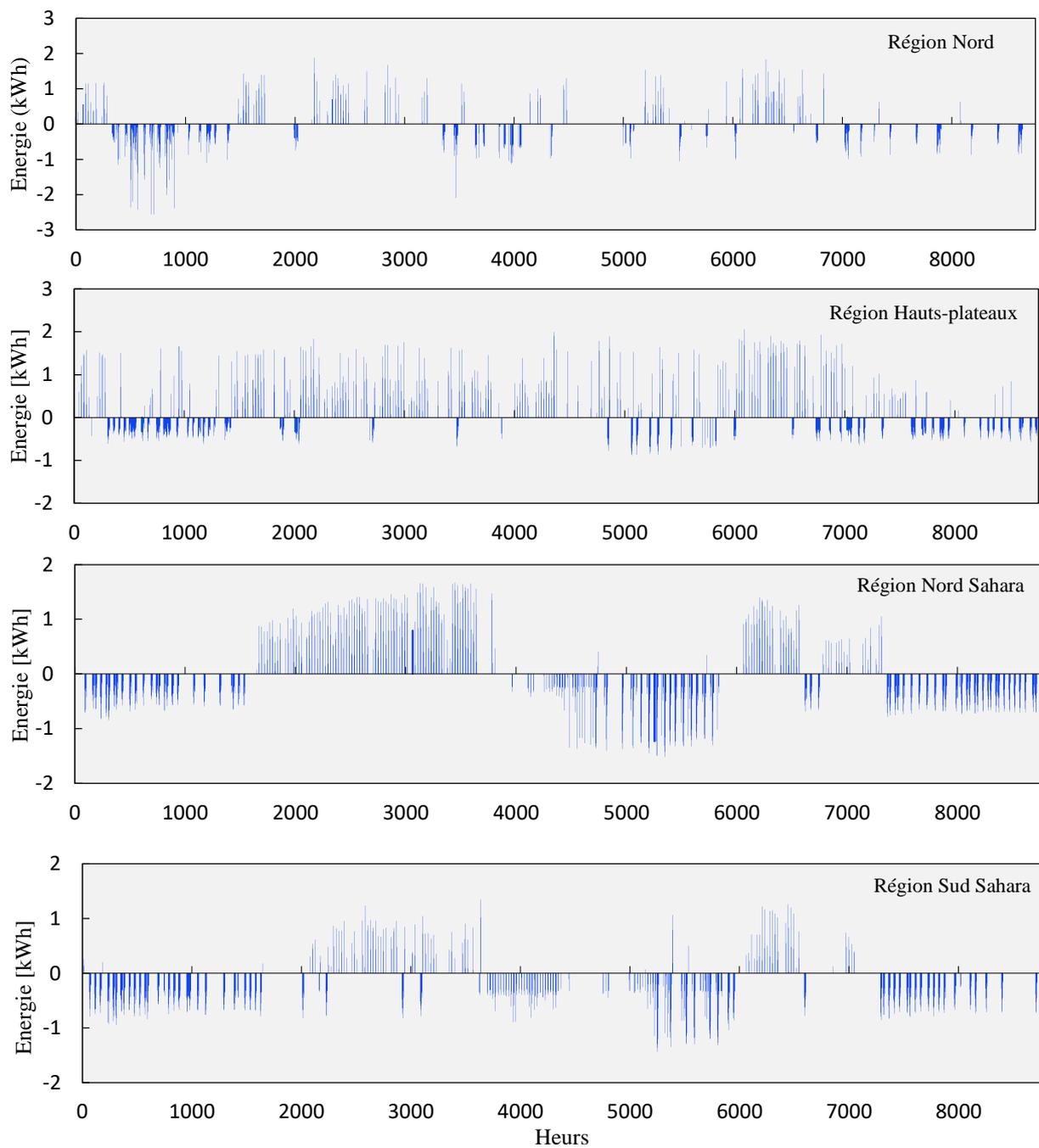


Figure III.6 : Echange d'énergie avec le réseau pour un système photovoltaïque du type (PV-Bat-Réseau) pendant une année dans les quatre régions climatiques. (Valeurs positives= énergie injectée dans le réseau, valeurs négatives= énergie soutirée du réseau).

A des fins d'analyse, la figure III.6 présente le cumul des échanges d'énergie avec le réseau d'un système (PV-Bat-réseau) dans les quatre régions. Les valeurs mensuelles donnent des indications sur la production photovoltaïque et la consommation des ménages. Le stockage réduit l'échange d'énergie avec le réseau du système PV dans les quatre régions, en notant des différences notables pour les différentes saisons de l'année et entre les différentes régions. Ceci est dû au fait que les profils de production et de consommation sont différents. En revanche, la réduction de l'énergie importée dépend de la production PV, de la consommation des ménages et de la capacité du stockage. Le tableau III.1 présente la quantité d'énergie qui devrait être soutirée du réseau mais qui a pu être évitée grâce à l'utilisation du stockage. Il est intéressant de noter que, pour toutes les régions, la réduction de l'énergie importée est significativement plus élevée pendant les saisons du printemps et de l'automne par rapport à l'été. Cela s'explique par le fait que la production d'énergie des systèmes PV est généralement suffisante pendant ces périodes notamment avec l'apport du stockage. Par voie de conséquence, la demande en énergie soutirée du réseau s'en trouve grandement réduite rendant les systèmes PV capables de fournir une grande partie de l'énergie nécessaire durant ces saisons renforçant ainsi l'indépendance énergétique par rapport au réseau électrique.

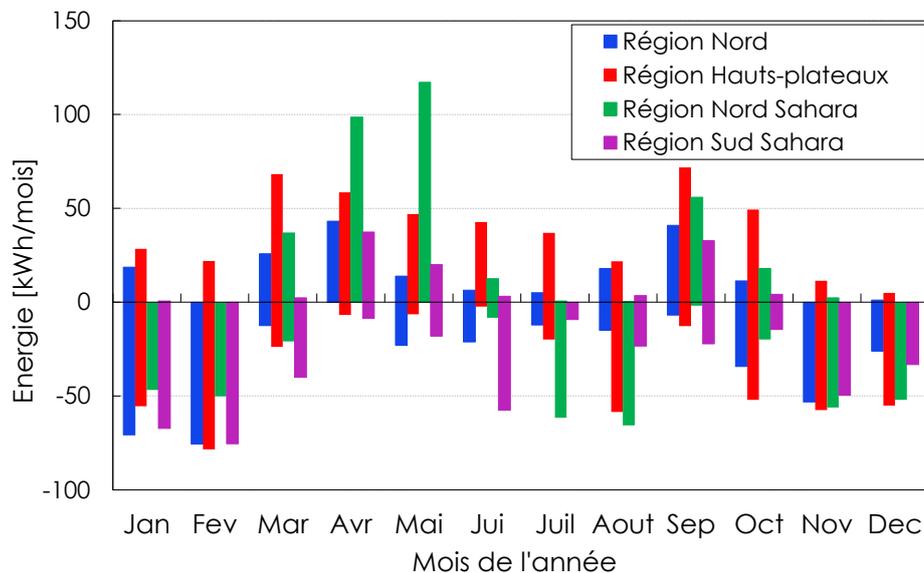


Figure III.7 : Energie mensuelle échangée avec le réseau pour un système (PV-Bat-réseau) pour les quatre régions.

Tableau III.1. Quantité d'énergie évitée d'être soutirée du réseau grâce au stockage du surplus de production PV pour un système (PV-Bat-réseau) dans les quatre régions.

	Hiver		Printemps		Été		Automne	
	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Nord	317.3	52.1	471.4	75	631.6	61.4	438.1	64.2
Hauts-plateaux	290.2	44	404.7	58.8	611.2	55.6	425.3	63.8
Nord Sahara	376.8	53.8	460.5	64.9	805.5	58.2	474.9	64.8
Sud Sahara	240.6	33.7	380.6	60.1	855.5	58.2	552.4	72.2

III.4.3 Autoconsommation et autosuffisance

Afin d'illustrer les taux d'autoconsommation et les degrés d'autosuffisance et obtenir des résultats généralisables pour les systèmes PV résidentiels, des profils de charge représentatifs de la consommation réelle des ménages algériens et des profils de production des systèmes PV simulés dans les différentes zones climatiques ont été utilisés pour le cas d'un système PV-Bat-réseau. Sur la figure III.8, sont représentés les taux d'autoconsommation du système PV choisi pour les quatre régions objet de l'étude. Ainsi, pour les quatre régions, le taux d'autoconsommation pour le mois de janvier est le plus élevé, cela est dû à l'utilisation importante des batteries, qui sont supposées pleine au début de la simulation.

Le taux d'autoconsommation augmente pendant la saison estivale dans toutes les régions, atteignant 100% pour deux raisons principales, la première est que la production PV est très élevée durant cette période et par conséquent le surplus stocké dans les batteries augmente pour une utilisation ultérieure. La deuxième raison est qu'une très grande partie de la production PV est directement consommée pour satisfaire les besoins de la climatisation.

Par ailleurs, il est à noter que lorsque le système PV résidentiel est associé à un élément de stockage, la partie autoconsommée augmente tant que la capacité de stockage est suffisante pour stocker l'énergie PV excédentaire. Toutefois, les taux d'autoconsommation varient au

cours des saisons, ce qui indique qu'un stockage plus grand ne conduit pas forcément à un taux d'autoconsommation élevé. Au mois de décembre, l'autoconsommation du système PV est respectivement de 62.3% pour la région du Nord, 66.5% pour la région des Hauts Plateaux, 70% pour la région du Nord Sahara, et 72.2% pour la région du Sud Sahara.

Comme le montre aussi la figure III.8, les niveaux d'autoconsommation sont élevés durant la période du printemps, pour les quatre régions, compte tenu, d'une part, des conditions d'irradiation et de température ambiante favorisant la génération PV, et, d'autre part, le stockage qui aide à absorber la production photovoltaïque excédentaire. Le taux d'autoconsommation journalier au printemps varie respectivement entre (85% et 95%) pour la région du Nord, (85% et 93%) pour la région des Hauts Plateaux, (95% et 97%) pour la région du Nord Sahara, et (96% et 98%) pour la région du Sud Sahara.

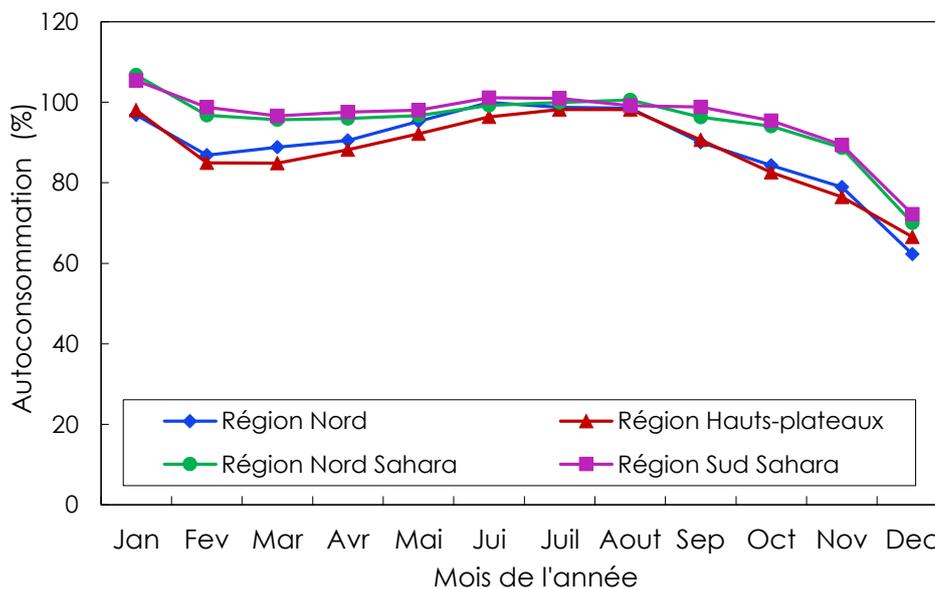


Figure III.8 : Taux d'autoconsommation mensuel d'un système PV-Bat-réseau pour les quatre régions climatiques.

Etant donné que la période de production d'énergie photovoltaïque et les pics de consommation des ménages ne coïncident pas, les systèmes PV sans stockage ont des taux d'autosuffisance relativement faibles. Par conséquent, l'utilisation de solutions de stockage d'énergie vise

principalement à augmenter l'autosuffisance des ménages tout en réduisant la quantité d'énergie échangée avec le réseau.

Les taux d'autosuffisance du système PV-Bat-réseau pour les différentes régions climatiques sont représentés sur la figure III.9. Il est à noter que pour les régions du Sud Algérien l'autosuffisance est très élevée, de l'ordre de 92%, et ce en raison des conditions climatiques favorables pour la génération PV même en période d'hiver. Les valeurs d'autosuffisance augmentent légèrement au printemps car la consommation des ménages est presque complètement satisfaite par la production PV, et ce pour toutes les régions, pour atteindre (94.8 %) pour la région du Nord, (96.5 %) pour la région des Hauts Plateaux, (97.7 %) pour le Nord Sahara et (98.3 %) pour le sud Sahara. Il est donc à retenir que l'utilisation du stockage améliore considérablement, à la fois, l'autoconsommation et l'autosuffisance des systèmes PV en question.

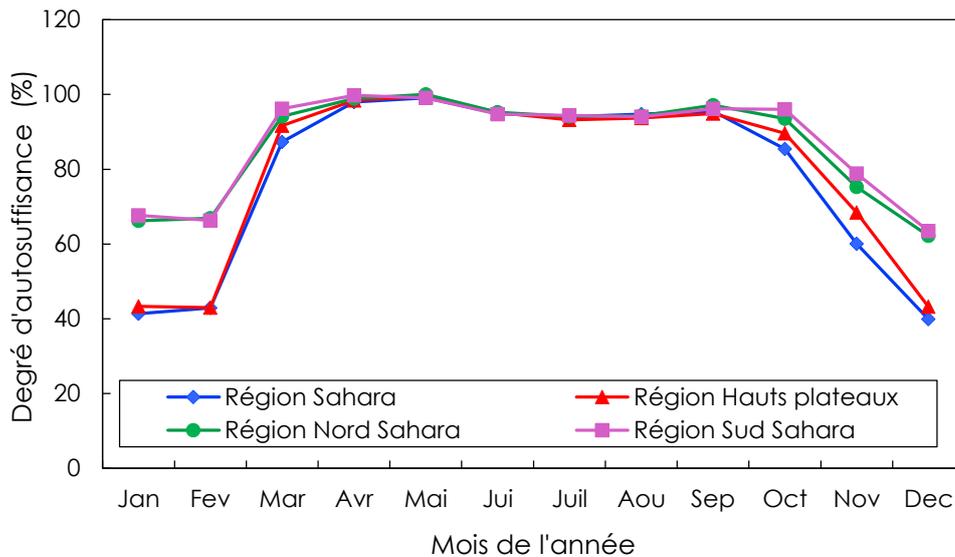


Figure III.9 : Taux d'autosuffisance mensuel d'un système PV-Bat-réseau pour les quatre régions climatiques.

Cependant, il est important de souligner qu'il existe d'autres pratiques et techniques telles que la gestion de la demande (Demand Side Management en anglais) qui peuvent être utilisées en conjonction avec le stockage d'énergie pour atteindre un taux d'autoconsommation et un degré d'autosuffisance encore plus élevés. En combinant ces différentes approches, il est possible de réduire de manière significative les coûts énergétiques des ménages, tout en minimisant leur impact sur l'environnement.

III.5 Techniques d'optimisation de l'efficacité énergétique d'une installation PV

De manière générale les concepteurs de systèmes PV recherchent toujours à réunir les conditions de fonctionnement qui permettent à leur installation de produire le maximum d'électricité en optimisant, par exemple, l'orientation et l'inclinaison du champ PV, en utilisant des systèmes de régulation de charge pour prolonger la durée de vie des batteries, en installant des systèmes de monitoring en temps réel pour suivre la production et la consommation d'énergie [132]. Ils veillent aussi à réduire leur dépendance du réseau en faisant appel à des techniques basées sur l'intelligence artificielle et le machine Learning pour optimiser la gestion d'énergie de leur installation PV, en intégrant dans le cas du secteur résidentiel, des véhicules électriques dans le système de stockage, en ayant recours à des systèmes de stockage d'énergie partagés entre plusieurs maisons pour maximiser l'utilisation de l'énergie produite localement et réduire ainsi les coûts de stockage [133], ou en faisant appel à la technique de gestion de la demande ou (Demand Side Management (DSM)) [120].

III.6 Gestion de la demande (DSM)

La gestion de la demande désigne l'ensemble des mesures visant à influencer la demande en énergie électrique en adaptant les comportements des consommateurs, en optimisant l'utilisation de l'énergie, ou encore en favorisant l'efficacité énergétique. L'objectif est de réduire la demande en énergie électrique lors des périodes de pointe pour éviter les surcharges du réseau et limiter les coûts associés à la production d'électricité supplémentaire [134]. Une autre technique utilisée est celle dite de la gestion des charges ou (Demand response (DR)) est en fait une partie de la DSM. La DR est définie comme étant la modification apportée à la consommation d'électricité des utilisateurs par rapport à leurs consommations habituelles, pour répondre à la variation du coût de l'électricité au fil du temps ou d'une fiabilité suspecte du système [135]. La DR est utilisée aussi dans les installations photovoltaïques connectées au réseau où les prix de vente de l'électricité photovoltaïque sont inférieurs aux prix d'achat de l'électricité conventionnelle [136]. Dans le cas traité, c'est la DR qui est appliquée pour déterminer le potentiel d'amélioration de la consommation de l'électricité photovoltaïque et la réduction de la dépendance au réseau public, en décalant certaines charges reportables (charges dont la modification du créneau horaire d'utilisation n'altère pas le confort des usagers) des périodes de pointe vers les périodes de forte production d'énergie PV. Le rôle de cette stratégie dans ce cas est de planifier l'opération des charges domestiques tout au long de la journée par la modification de l'heure de fonctionnement des appareils reportables de sorte à optimiser la

consommation d'énergie issue de la production PV et modifier le profil de consommation des ménages en conséquence.

III.6.1 Exploitation de la gestion des charges (DR)

Nous allons maintenant présenter comment nous avons appliqué la gestion des charges à notre système pour améliorer l'autoconsommation et réaliser l'écrtage de pointe. La méthodologie que nous présentons dans cette partie a fait l'objet de l'article [137].

Pour appliquer la stratégie de la gestion des charges, il est nécessaire d'avoir des profils de consommation précis pour chaque équipement afin de pouvoir effectuer un décalage temporel des charges reportables telles que le lave-linge, le lave-vaisselle et le climatiseur dans le profil de consommation global. Dans cette partie, nous avons utilisé les données de la maison solaire installée à l'Unité de Développement des Équipements Solaires (UDES) à Bou-Ismaïl, dans la région de Tipaza, car les profils fournis par l'opérateur du système électrique de la société SONELGAZ sont des profils globaux incluant la consommation de toutes les charges. Cette maison solaire est équipée d'un champ photovoltaïque de 3.2 kWc, constitué de 16 modules en silicium monocristallin de 200 Wc, d'un banc de batterie de capacité 12 kWh, et elle est connecté au réseau électrique. Nous avons mesuré les profils de charges des équipements ménagers à l'aide d'un analyseur de puissance, tandis que la courbe globale a été mesurée à l'aide d'un compteur d'énergie.

Les données expérimentales de la maison solaire telles que la production PV, le profil de consommation et la capacité de la batterie ont été utilisées pour la simulation du système de gestion d'énergie pour l'application de la DR. Le profil de consommation des charges ainsi que le profil de production du générateur PV pour la journée du 01 juin 2019 indiqués sur la figure III.10 sont utilisés pour les simulations. Selon la figure III.10, les charges sont principalement concentrées le matin à partir de 6h, l'après-midi à partir de 13h à cause de l'utilisation du climatiseur et une pointe le soir entre 18h et minuit.

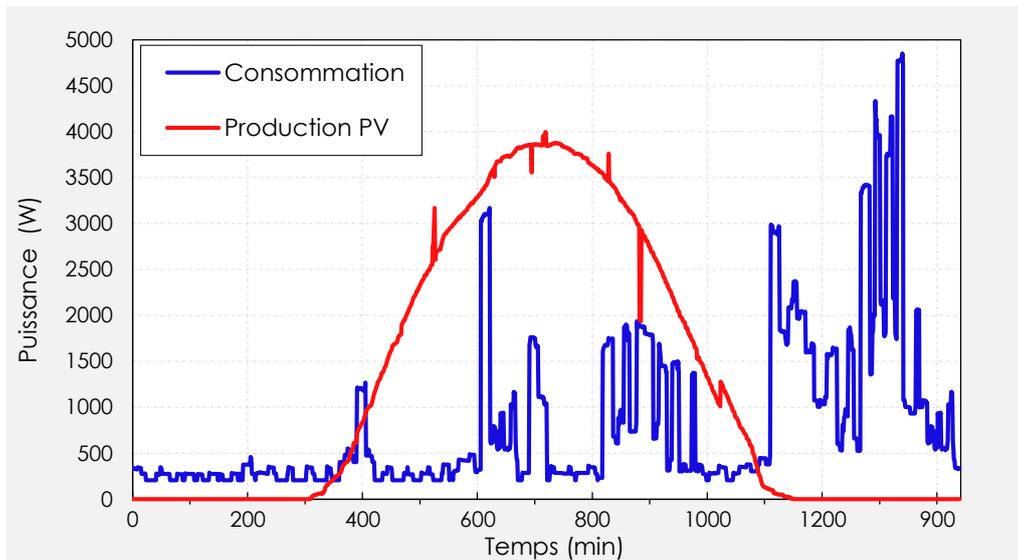


Figure III.10 : Profils expérimentaux de la production PV et de la consommation des charges de la maison solaire de l'UDES.

Les charges de la maison sont divisées en deux catégories : les charges contrôlables et les charges incontrôlables. Les charges contrôlables peuvent être programmées individuellement selon les préférences du consommateur. La deuxième catégorie comprend les charges critiques (telles que la lumière, le réfrigérateur, le téléviseur, et la cuisinière). Dans cette étude, les charges ont été maintenues dans un classement conforme afin de respecter les priorités d'utilisation des charges, comme indiqué dans le tableau III.2.

Tableau III.2. Priorité des charges électroménagères dans une habitation.

Priorité	Appareils	Consommation électrique (kWh/jour)	Type
1	Lumière/TV/PC/ réfrigérateur/la cuisinière	6.35	Non contrôlable
2	Climatiseur	6.36	Contrôlable
3	Lave vaisselles	0.92	Contrôlable
4	Lave-linge	0.79	Contrôlable
5	Autres équipements	1.04	Non contrôlable

III.6.2 Application de la DR à l'écrêtage de pointes

Cette partie représente l'influence de la stratégie de la DR sur la réduction de la demande de pointe du soir dans notre cas, par le transfert de charge reportable. Trois charges peuvent être décalées par l'utilisateur : le lave-linge, le lave-vaisselle et le climatiseur. Le moment de l'utilisation des charges dépend de la disponibilité de l'énergie et de l'ordre de priorité décrit dans le tableau III.2.

Dans la figure III.11 les profils de charge des appareils contrôlable ont été illustrés, où (a) indique la consommation électrique du lave-linge, à la température de 40 ° C et à un tour de rotation de 1000 tr / min, (b) le lave-vaisselle, à la température de 60 ° C et (c) le climatiseur à la température de 25 ° C. En dehors de ceux-ci, nous avons considéré que les charges importantes telles que l'éclairage, le réfrigérateur, le téléviseur et la cuisinière sont actives à la demande tout au long de la journée car elles sont considérées comme des charges indispensables dans une maison. Les heures de début et de fin d'utilisation des trois appareils contrôlables dans ce cas sont indiquées dans le tableau III.3. Comme le montre le tableau III.3, il est préférable de terminer avant 16h00. Il est à noter que seule la consommation du climatiseur entre 14h00 et 16h00 a été déplacée, concernant la consommation entre 20h00 et 22h00 elle est assurée par les batteries.

Tableau III.3. Heures de démarrage et d'arrêt des appareils pour minimiser la charge de pointe.

Équipements	Heure de démarrage	Heure de fin
Lave-linge	10 :00	11 :05
lave-vaisselle	12 :45	13 :30
Climatiseur	13 :00	15 :00

Afin de tester l'efficacité de la stratégie de la DR, des simulations ont été effectuées pour deux configurations distinctes. Dans la première configuration, nous avons utilisé uniquement les batteries pour l'écrêtage de pointe, tandis que dans la deuxième configuration, nous avons appliqué la stratégie de la DR. Nous avons ensuite calculé et comparé les taux d'autoconsommation, le degré d'autosuffisance ainsi que l'énergie échangée avec le réseau.

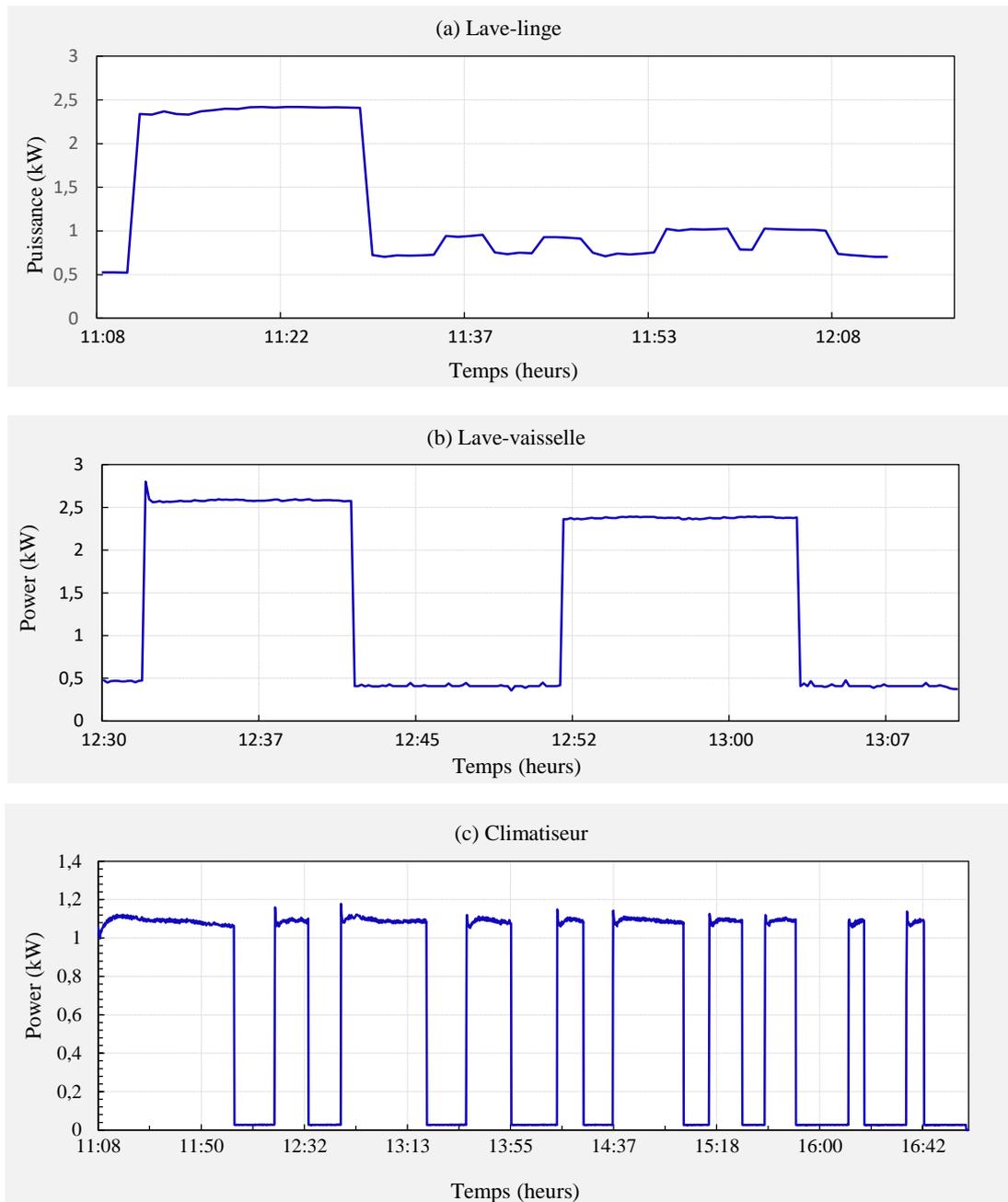


Figure III.11 : Profils de consommation électrique des charges contrôlables.

La figure III.12 montre les flux d'énergie présents dans le système PV. Les batteries sont initialement chargées à 45%. L'analyse des graphiques de la figure III. 12 montre que les charges du matin (entre 01h et 10h) sont alimentées par les batteries, à partir de 10h la production photovoltaïque prend le relais et assure la demande locale et le surplus de production est utilisé pour charger les batteries. Les batteries ne se chargent que par le système PV. Le soir,

à partir de 17h45 la consommation des charges dépasse la production PV, à ce moment là, c'est la décharge des batteries qui assurent la demande des charges de la maison. La décharge se poursuit jusqu'à atteindre leur niveau de décharge minimum (SOCmin) qui représente 20% de leur capacité nominale. Une faible quantité d'électricité, qui est d'environ 0.9kWh, est importée du réseau pour alimenter les charges durant la fin de la journée et le début de la journée suivante et ce jusqu'à ce que le système PV commence à nouveau à fournir de l'électricité. Le degré de satisfaction des besoins de la maison atteint est de 82.24% et cela en utilisant uniquement le stockage.

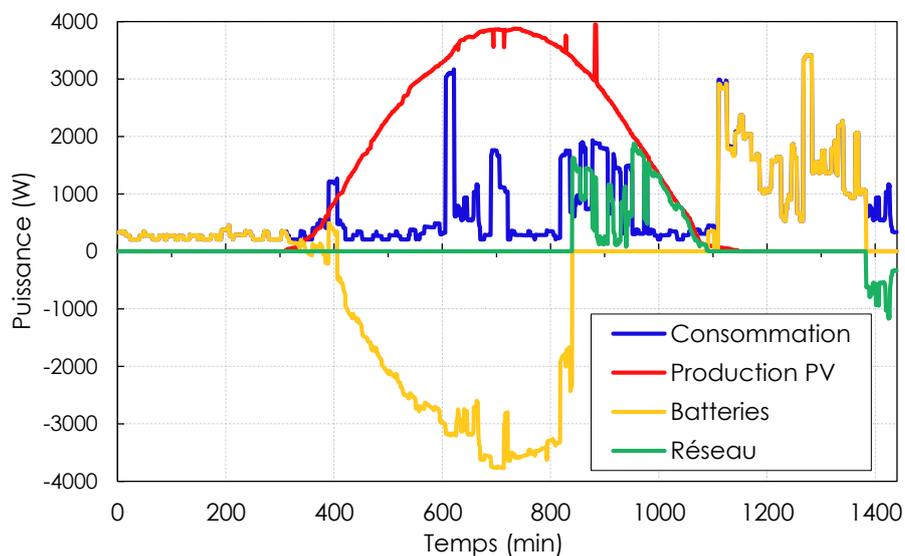


Figure III.12 : Flux d'énergie dans le système PV en utilisant uniquement le stockage.

Dans la deuxième configuration une stratégie de DR est appliquée. La figure III.13 montre le flux d'énergie dans le système PV en combinant le stockage et la DR. Dans ce cas les batteries sont supposées initialement chargées à 55%, ce qui équivaut à une charge de 4.9kWh. Comme indiqué sur la figure III.13, la combinaison entre le stockage et la DR améliore sensiblement le comportement de la consommation de l'énergie photovoltaïque et par conséquent le degré de satisfaction de la demande qui a atteint, dans ce cas, 100% et donc une autonomie complète par rapport au réseau public. La figure III.13 montre que l'application de la DR, a permis par le décalage des charges reportables de la période de pointe aux périodes creuses de modifier le profil de consommation global de la maison solaire et à le faire coïncider avec le pic de la

production photovoltaïque. Le tableau III.4 montre les valeurs des paramètres d'énergie pour les deux jours d'expérience.

L'application de la stratégie de la DR a permis par ailleurs d'améliorer l'autoconsommation d'environ 17%. Toutefois, pour une implémentation efficace dans un système PV réel, des algorithmes de prévision sont nécessaires pour anticiper la production photovoltaïque et planifier à l'avance les charges reportables. De plus, les algorithmes de gestion d'énergie doivent contenir une étape réactive pour la correction des consignes prévisionnelles par rapport aux données mesurées. En effet, la variabilité de la production photovoltaïque due aux conditions météorologiques nécessite une adaptation en temps réel pour atteindre les objectifs de la DR.

Toutefois, Il convient de souligner, que l'objectif de cette thèse n'est pas de développer de tels algorithmes, mais plutôt d'étudier la faisabilité technique et économique des systèmes PV résidentiels dans différentes régions climatiques de l'Algérie et d'analyser les principales raisons pour lesquelles le PV résidentiel n'a pas encore été adopté en Algérie.

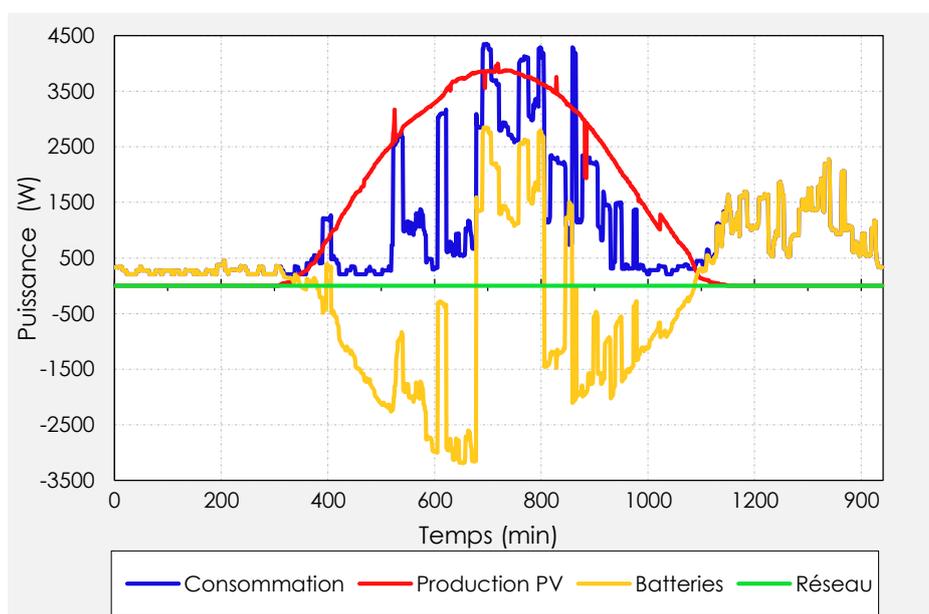


Figure III.13 : Flux de puissance dans un système PV avec stockage et stratégie de la DR.

Tableau III.4. Résultats des variables énergétiques.

Paramètres d'énergie	Stockage uniquement	Stockage avec la DR
Production PV (kWh)	18.914	18.914
Consommation des charges (kWh)	16.427	16.427
Échange avec le réseau (kWh)	0.912 importé	0
	2.874 injecté	0
Autosuffisance (%)	82.24	100

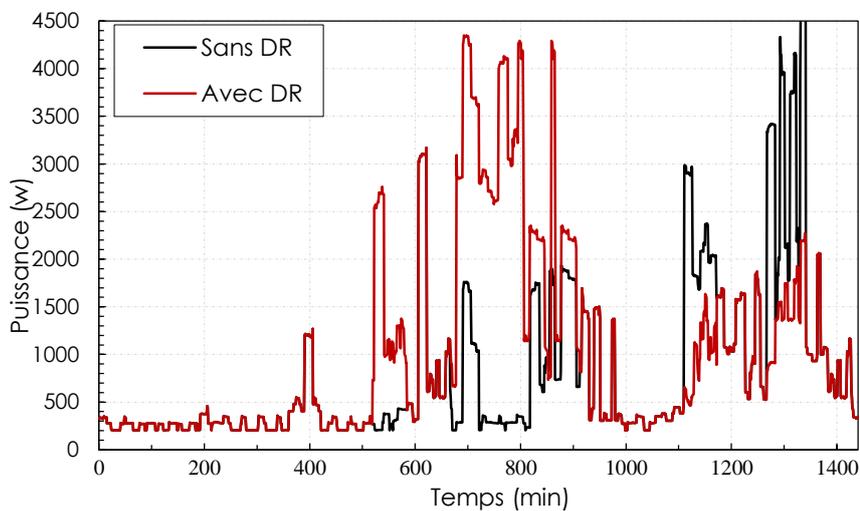


Figure III.14 : Profil de consommation totale de la maison solaire avec et sans stratégie de la DR.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé un algorithme de supervision d'énergie conformément à des critères de performance énergétiques (la maximisation de l'autoconsommation et la réduction de l'échange d'énergie avec le réseau) pour les systèmes PV résidentiels avec batterie connectés au réseau. Nous avons montré l'efficacité d'une gestion basée sur des scénarios de fonctionnement prédéfinis avec la programmation paramétrique pour une utilisation optimale de l'énergie PV. L'algorithme de gestion d'énergie a été appliqué à un système PV-Bat-réseau pour les quatre régions climatiques définies de l'Algérie. Une comparaison des bilans énergétiques a été effectuée pour identifier la région la plus favorable pour les systèmes PV résidentiels. Enfin, nous avons exploité la stratégie de la gestion des charges pour montrer dans

quelle mesure l'énergie PV peut être utilisée pour l'écrêtage de pointe. Nous en avons conclu que les systèmes PV résidentiels sont techniquement rentables pour les valeurs de générateur PV et de capacité de batterie obtenues par le dimensionnement pour les quatre régions climatiques de l'Algérie.

Dans la suite de nos travaux, nous allons analyser la viabilité économique des systèmes PV résidentiels en Algérie en se focalisant sur la configuration la plus adaptée au contexte algérien. Nous examinerons également les mécanismes de soutien à adopter pour encourager le développement du PV résidentiel dans le pays.

Chapitre IV

Analyse de la viabilité économique des systèmes photovoltaïques résidentiels

Le chapitre 4, est consacré à l'étude de la viabilité économique des systèmes PV connectés au réseau pour les différentes régions climatiques d'Algérie. Dans une première partie, l'outil de simulation et la méthodologie adoptée sont présentés. Deux configurations de système PV, PV/réseau et PV/batteries/ réseau feront l'objet de cette étude de viabilité sur la base de paramètres tels que la NPV, le DPBP, l'IRR et le PI. Ensuite, une analyse de sensibilité par rapport à différents facteurs tels que le tarif de rachat de l'électricité, le coût des batteries et la taille des générateurs photovoltaïques sera effectuée pour évaluer l'impact de ces facteurs sur la rentabilité des systèmes PV dans le résidentiel. Enfin, à la fin de ce chapitre, des solutions seront proposées et des recommandations seront formulées pour promouvoir l'utilisation des systèmes PV résidentiels en Algérie et ce tout en tenant compte des spécificités du marché énergétique algérien ainsi que des politiques mises en place.

IV.1 Review des études de viabilité économique des systèmes PV résidentiels

La décentralisation de la production d'électricité a vu une croissance importante des petits systèmes PV connectés au réseau à l'échelle mondiale. L'évaluation de leurs faisabilités techniques et de la viabilité économique de ces installations est devenue cruciale pour déterminer leur adéquation aux différentes zones géographiques. Le nombre de travaux traitant de la faisabilité des systèmes PV à petite échelle connectés au réseau dans la littérature suit une courbe ascendante année après année. Différents paramètres sont identifiés pour évaluer la faisabilité des systèmes PV. Parmi les paramètres souvent considérés, il y a les subventions des coûts d'installation, les tarifs de l'électricité, les politiques énergétiques ainsi que les mécanismes d'incitations financières. Chaque étude sélectionne les paramètres pertinents en fonction des conditions spécifiques du pays considéré. Une brève revue de la littérature portant sur la faisabilité technique et la viabilité économique des centrales photovoltaïques à petite échelle dans le monde est présentée dans ce qui suit. Elle permet de rendre compte de l'importance que prend jour après jour l'intégration des énergies renouvelables, en particulier le photovoltaïque, dans le secteur résidentiel et tertiaire.

[138] a ainsi évalué la rentabilité des systèmes photovoltaïques résidentiels en traitant l'impact des incitations financières gouvernementales sur 51 sites aux États-Unis à l'aide d'indicateurs économiques comme la valeur actualisée nette ou Net Present Value (NPV), l'indice de rentabilité ou Profitability Index (PI) et la période de retour sur investissement ou Payback Period (PBP). Les résultats indiquent que les incitations financières améliorent considérablement le niveau de rentabilité des systèmes solaires résidentiels. [139] a étudié la faisabilité de systèmes photovoltaïques à petite échelle (1 et 5 kWc) dans différents pays en utilisant divers scénarios de consommation. Il a été constaté que la viabilité des systèmes dépend des systèmes d'incitations financières utilisés dans les pays considérés. [140] a examiné l'effet des coûts des composants, des tarifs d'achat et des taxes carbone sur le développement de systèmes photovoltaïques résidentiels connectés au réseau en Malaisie. Les auteurs ont montré que le système PV résidentiel connecté au réseau reste le système optimal tant que le coût du générateur PV est inférieur à 4 000 \$/kW. [141] a évalué la viabilité d'un système PV connecté au réseau de 10 kWc installé à l'école Maungaraki à Wellington, en Nouvelle-Zélande. Les résultats montrent que le système étudié réduisait à la fois l'énergie annuelle importée du réseau de 32 % et la facture d'électricité de 45 %. [142] a analysé la faisabilité technico-économique des systèmes photovoltaïques connectés au réseau à New Delhi, en Inde. Le logiciel HOMER a été utilisé pour évaluer le coût énergétique ou Cost Of Electricity (COE) et le NPV. Cette étude a conclu que les systèmes connectés au réseau sans stockage sont techniquement et économiquement viables à New Delhi. [107] a examiné l'évaluation technico-économique des systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau pour cinq zones climatiques en Chine. L'analyse a été réalisée à l'aide du logiciel HOMER et a conclu que le système PV proposé était mieux adapté pour les régions présentant un climat doux. [143] a mené une analyse comparative pour évaluer la rentabilité des systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Allemagne et en Espagne sur la base de l'évolution des FiT. L'étude a révélé qu'en Allemagne, l'ajustement réussi des niveaux de subvention à l'évolution des coûts du PV a conduit à une adoption généralisée du PV, mais en Espagne, les changements brusques de la réglementation énergétique ont conduit à l'effondrement du mécanisme de soutien financier. [144] a réalisé une analyse des performances d'un système photovoltaïque résidentiel de 5 kWp connecté au réseau avec batterie à Kyushu, au Japon. Les résultats obtenus ont montré que les batteries peuvent réduire la charge de pointe de 1,1 % et qu'une subvention au coût des batteries rendrait le système plus attractif. [145] a présenté une analyse comparative, basée sur la méthode des flux de trésorerie actualisés ou Discount Cash-Flow (DCF), pour les systèmes

photovoltaïques résidentiels dans les provinces canadiennes pour les années 2013 et 2016. Les résultats ont montré que 13 des 14 projets réalisés en 2016 étaient viables et rentables en raison de leurs faibles coûts d'investissement initiaux. [146] a mené des études de simulation sur la fiabilité de la production d'électricité d'un système de mini-réseau hybride ou Hybrid Mini-grid System (HMS) pour la communauté rurale nigériane à l'aide du logiciel HOMER. L'analyse basée sur l'indicateur économique coût actualisé de l'électricité ou Levelized Cost Of Electricity (LCOE) a montré que le système HMS était très économique par rapport au système diesel lorsqu'il était conçu de manière optimale. En Turquie, [147] a présenté une analyse économique pour des systèmes photovoltaïques de 5 kWp installés sur le toit dans trois zones climatiques. Les auteurs ont suggéré de mettre en place des tarifs FiT adaptés aux différentes catégories de clients et de mettre à jour ces taux FiT régulièrement. [148] a étudié la taille optimale d'un système hybride (générateurs diesel/PV/éolienne/batterie) dans une zone résidentielle rurale de l'État de Kwara, au Nigeria. L'analyse du NPC et de COE a montré que le système hybride proposé était économiquement intéressant. [149] a mené une évaluation économique des systèmes PV résidentiels connectés au réseau dans le cas de six systèmes PV de différentes capacités en Roumanie en utilisant le logiciel PVSOL et en tenant compte de la nouvelle législation régissant la production d'énergie en Roumanie. Les auteurs concluent que les systèmes PV peuvent être économiquement compétitifs lorsque des subventions sont disponibles, en particulier pour les systèmes PV de petite capacité. [150] a présenté une étude technico-économique considérant différentes configurations de système PV avec et sans batteries au Portugal lorsque différents tarifs d'électricité s'appliquent. L'étude a conclu que les systèmes photovoltaïques avec batteries ne peuvent être rentables que si une bonne stratégie de gestion de l'énergie est mise en œuvre. [151] a mené une analyse comparative de la faisabilité économique des nano-réseaux et des micro-réseaux sur l'île de Jeju, en Corée du Sud, en se basant sur les indicateurs économiques NPC et COE. Les auteurs ont conclu que la configuration nano-réseau est plus économique que la configuration micro-réseau. [152] a présenté une analyse technico-économique des Centrales Solaires sur les Toits (CST) en tenant compte des prix de l'énergie et de la réglementation de la CST dans le cadre de quatre scénarios de politique énergétique alternatifs mis en œuvre en Indonésie. Sur la base d'une NPV négative du système, ils ont montré que les systèmes photovoltaïques sur les toits ne sont pas financièrement viables en Indonésie. [153] a analysé les coûts et les avantages de la réorientation des paiements du tarif de rachat (FiT) vers le stockage résidentiel sur batterie en Australie. Les auteurs ont conclu que les batteries distribuées peuvent augmenter la pénétration

du solaire photovoltaïque résidentiel et réduire les coûts du réseau uniquement si une réduction des coûts totaux du système est appliquée.

La synthèse bibliographique présentée montre que de nombreux groupes de recherche se sont intéressés à l'évaluation de la faisabilité de différents types de systèmes PV. Cependant, dans aucun des travaux examinés, n'a été traitée en même temps, pour le cas de la faisabilité des systèmes PV résidentiels connectés au réseau sur les toits, le tarif FiT, le taux de subvention, la capacité PV et les conditions climatiques pour les deux configurations suivantes PV/réseau et PV/batterie/réseau.

Par ailleurs, dans le contexte algérien, seules quelques études ont été rapportées sur la viabilité des systèmes photovoltaïques sur les toits. Les travaux existants ont traité la faisabilité des systèmes PV en ne considérant qu'une seule région spécifique. [73] a évalué l'efficacité énergétique et la faisabilité économique d'un système photovoltaïque connecté au réseau combiné à un système de chauffage solaire monté sur une maison bioclimatique dans le nord de l'Algérie. Il a été constaté que la période de récupération était assez longue en raison du coût élevé des composants de l'énergie solaire. [154] a présenté une analyse de la performance énergétique d'un système photovoltaïque résidentiel connecté au réseau dans le nord de l'Algérie. L'étude a montré que le système PV/réseau fournit 67,6 % de l'énergie requise par la maison considérée et un bilan énergétique annuel positif de 2 kWh/jour a également été observé. [155] a analysé les performances d'un système photovoltaïque sur le toit de 28 kWc à Adrar, dans le sud de l'Algérie. L'impact des paramètres météorologiques et les pertes d'énergie ont été étudiés. [156] a étudié les performances d'un système PV connecté au réseau de 9,5 kWc installé sur le toit du laboratoire du Centre de Développement des Énergies Renouvelables dans le nord de l'Algérie. Les résultats ont montré qu'un taux de performance (PR) de 70 % était atteint après 14 ans de fonctionnement. [157] a utilisé HOMER pour analyser la viabilité technico-économique d'une centrale photovoltaïque de 30 kWc connectée au réseau pour un bâtiment administratif à EL-Attaf, au nord-ouest de l'Algérie. L'énergie produite par le système a été estimée à 47 872 kWh/an, engendrant une économie de consommation de gaz naturel pour la production d'électricité qui a été évaluée à 454 m³/an et une réduction des émissions de CO₂ qui en résulte estimée à 549 kg/an. Parmi tous les travaux de recherche qui ont été menés en Algérie sur les installations PV résidentielles, aucun n'a abordé, de manière complète et détaillée, la faisabilité et la viabilité des systèmes PV résidentiels connectés au réseau pour les différentes régions climatiques du pays.

L'objectif principal de ce chapitre est de réaliser une analyse économique complète des systèmes PV en toiture à petite échelle pour deux configurations, avec et sans batteries, appliqués au secteur résidentiel en Algérie en identifiant la configuration la plus économique et le taux de FiT adéquat pour chaque configuration en tenant compte des particularités du potentiel solaire de chaque région climatique. De plus, la présente étude vise aussi à déterminer les incitations financières nécessaires pour stimuler l'adoption de systèmes photovoltaïques à petite échelle connectés au réseau sur les toits en Algérie. Enfin, cette étude se veut être une aide à la décision pour les autorités qui, dans le cadre de la transition énergétique, cherchent à promouvoir une production d'énergie plus durable, écologique et à garantir la sécurité énergétique du pays.

IV.2 La politique des énergies renouvelables en Algérie

En matière de politique énergétique, la volonté des autorités du pays à mettre en place les énergies renouvelables est clairement affichée en ayant pour preuve le lancement du PNDEREE en 2011. Bien que des incitations financières ont été pensées et formulées elles n'ont jamais pu être appliquées sur le terrain ce qui a retardé la concrétisation du programme. Les choses au niveau mondial ont bien évoluées depuis et l'Algérie à l'instar des autres pays dans le monde doit faire sa part d'autant plus que les événements récents tels que la pandémie du COVID19 et la guerre en Ukraine ont complètement bouleversé le paysage géopolitique. Non seulement les engagements internationaux à respecter sont là pour nous rappeler qu'il faudra faire mieux en matière d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national, car l'état se resserre ce qui réduira chaque jour un peu plus notre liberté d'action avec l'abandon progressif des énergies fossiles, avec l'arrêt définitif des véhicules thermiques au profit des véhicules électriques à l'horizon 2035 et l'application dans un avenir très proche de la taxe carbone qui affectera tous les échanges internationaux.

Au départ les lois promulguées en matière d'incitations financières ne concernaient que les centrales photovoltaïques de grande capacité. Le seul tarif de base de FiT disponible pour les énergies renouvelables est celui qui a été introduit dans la loi n° 23 et du 23 avril 2014, pour les installations solaires photovoltaïques d'une capacité comprise entre 1 et 10 MWc, fixé à 0,10 €/kWh [158].

Jusqu'ici aucun mécanisme FiT ou d'incitations financières liées aux systèmes photovoltaïques à petite échelle n'a vu le jour. De plus, les autorités algériennes n'ont pas encore approuvé, l'injection d'électricité dans le réseau à partir de systèmes photovoltaïques installés sur les toits.

Cependant, l'idée de l'autoconsommation est en train de faire son chemin, dans un premier temps, pour équiper les zones 'd'ombre' et peut être qu'ensuite cela s'étendra aux zones urbaines. Toujours est-il que des incitations financières et des régimes de tarifs d'achat favorisant l'autoconsommation dans les zones urbaines sont en cours de développement pour stimuler davantage la transition énergétique du pays.

IV.3 Simulation de la viabilité économique des systèmes PV résidentiels en Algérie

IV.3.1 Outils de simulation

L'évaluation des performances économiques d'un système photovoltaïque résidentiel connecté au réseau dans chacune des régions climatiques considérées a été effectuée à l'aide du logiciel HOMER dans la présente étude. Le générateur PV est supposé avoir la même capacité nominale de 3 kWc quel que soit la région. Ce choix a été fait dans le but de faciliter la comparaison des résultats obtenus pour les différentes régions étudiées. De plus, cette capacité a été sélectionnée en raison de la surface de toit limitée des habitations en Algérie, qui sont souvent des bâtiments multifamiliaux à plusieurs étages dans la plupart des villes. Un banc de batteries de 10 kWh est utilisé pour stocker l'énergie PV excédentaire pour une utilisation ultérieure. Cela correspond à environ une journée d'autonomie. La méthodologie suivie en utilisant le logiciel HOMER est celle qui est représentée par l'organigramme de la figure IV.1.

Pour cette étude, quatre villes représentatives, une pour chaque zone climatique, ont été choisies : Tipaza pour le Nord du pays, Djelfa pour les hauts plateaux, Ghardaïa pour le Nord du Sahara, et Tamanrasset pour le Sud du Sahara. Les emplacements des villes sont indiqués dans le tableau IV.1.

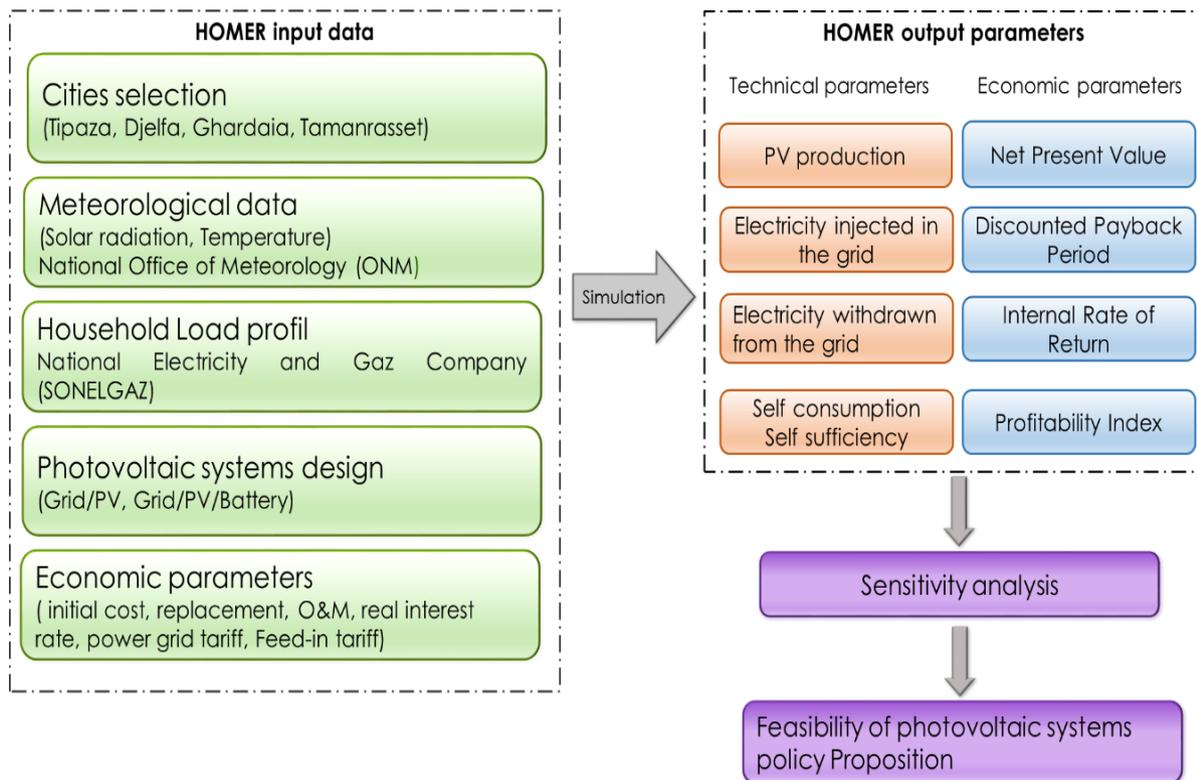


Figure IV.1 : Organigramme de la méthodologie utilisée sous le logiciel Homer.

Tableau IV.1. Position géographique des villes sélectionnées pour l'étude [159].

Ville	Latitude (°N)	Longitude (°E)	Altitude (m)	Région climatique
Tipaza	36.64	2.69	29	Région du Nord
Djelfa	34.33	3.38	1180	Région des Hauts Plateaux
Ghardaia	32.40	3.80	468	Région du Nord Sahara
Tamanrasset	22.80	5.43	1362	Région du Sud Sahara

IV.3.2 Les données d'entrée

a) Irradiation et température

Les données d'irradiation solaire et de la température ambiante utilisées dans cette étude ont été obtenues auprès de l'Office National de la Météorologie (ONM). Les graphiques de la figure IV.2 montrent respectivement les données mensuelles d'ensoleillement global et les températures ambiantes quotidiennes correspondantes pour les localités considérées. L'intensité

du rayonnement solaire dans les quatre villes sélectionnées augmente significativement en allant du Nord au Sud. La valeur moyenne de l'irradiation pour Tipaza (région du Nord) varie entre 4,2 et 4,6 kWh/m²/jour, pour Djelfa (région des Hauts Plateaux) entre 4,6 et 5,4 kWh/m²/jour, pour Ghardaïa (région Nord du Sahara) entre 5,4 et 6,2 kWh/m²/jour et pour Tamanrasset (Sud du Sahara) l'ensoleillement est supérieur à 6,4 kWh/m²/jour. Les moyennes journalières des températures ambiantes minimale et maximale pour Tipaza, Djelfa, Ghardaïa et Tamanrasset sont respectivement de 10.57 °C, 12.17 °C, 11.69 °C et 9.9 °C en janvier et février et de 26.24 °C, 26.43 °C, 35.57 °C et 32.34°C en juillet.

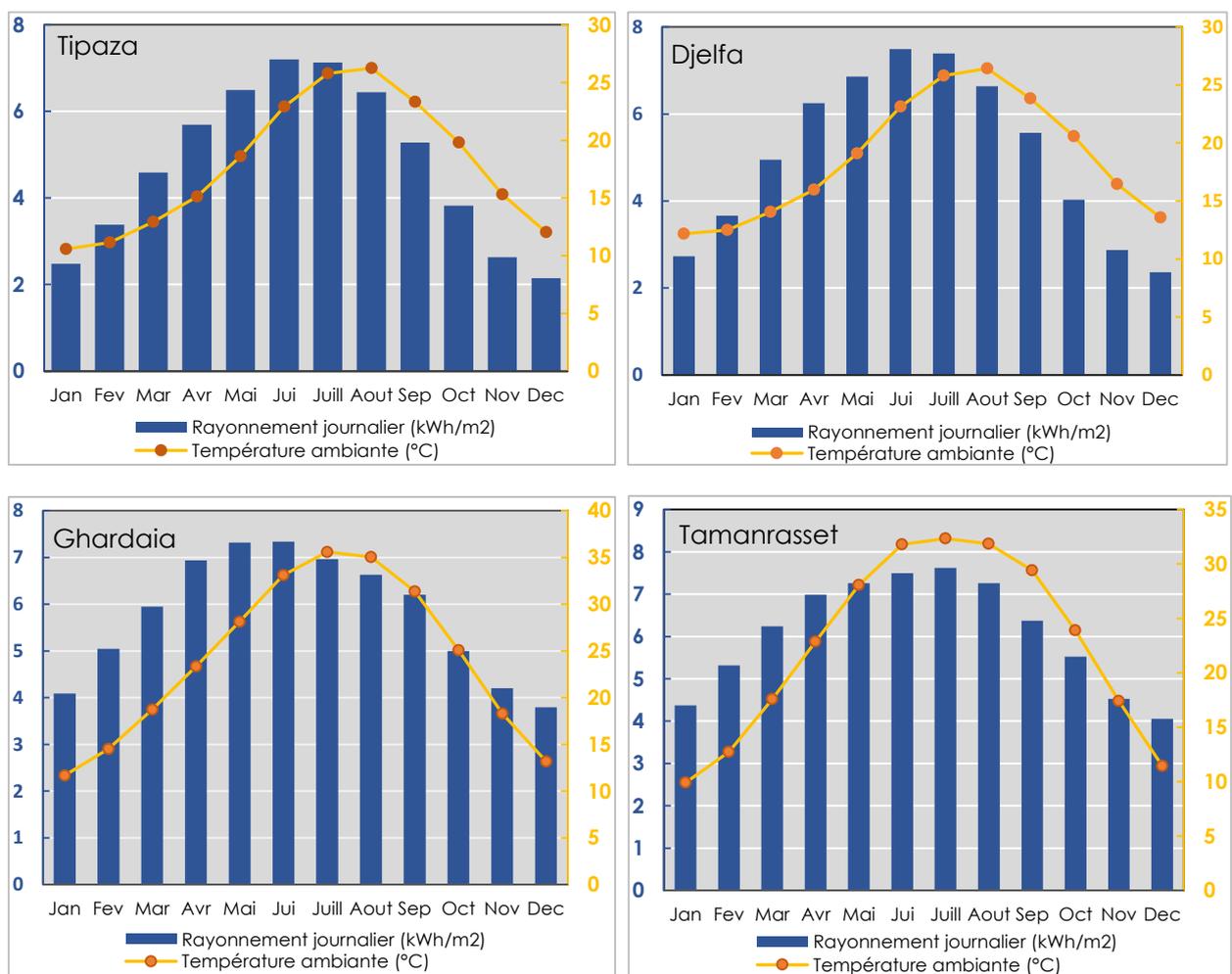


Figure IV.2 : Rayonnement horizontal global quotidien et température ambiante pour chaque ville considérée.

b) Profil de charge

Les profils de charge utilisés pour l'étude économique sont les mêmes que ceux utilisés dans les chapitres précédents consacrés au dimensionnement et à la gestion d'énergie. Cependant, le logiciel HOMER se base sur les données de consommation moyenne horaire de chaque mois. Les profils de charge quotidiens exprimant la demande d'électricité horaire pour chaque ville sont présentés dans la figure IV.3. Les variations saisonnières qui ont été prises en compte, montrent que la plus forte consommation de charge se produit en juillet, tandis que la plus faible se situe en décembre. La tendance de consommation reste la même pour toutes les régions, avec une consommation maximale située entre 18h00 et 21h00.

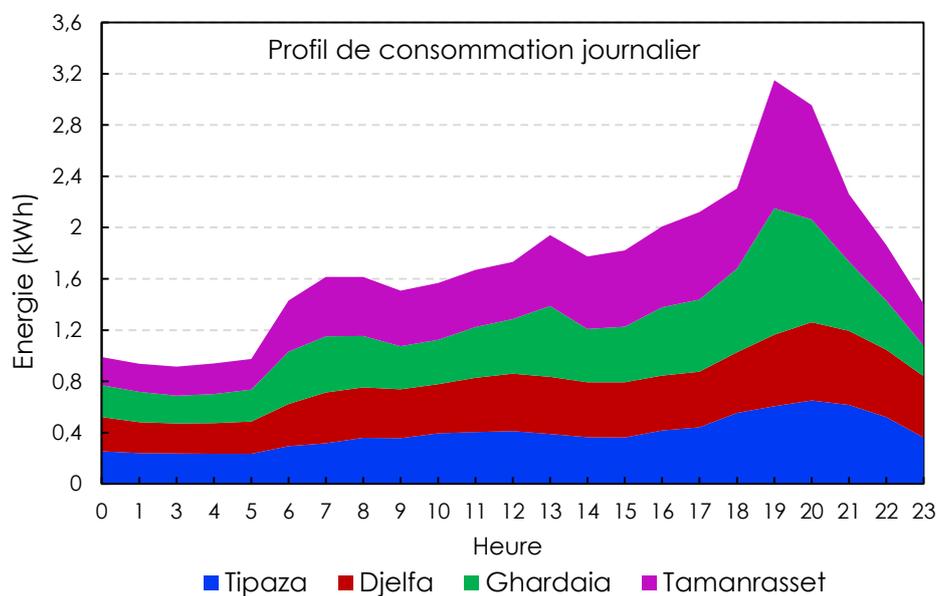


Figure IV.3 : Les profils de charge quotidiens utilisés par HOMER pour chacune des villes considérée.

c) Données économiques

L'analyse économique a été réalisée sur la base des prix du marché algérien durant l'année 2019. Ainsi, le prix du module PV polycristallin était de (0,34 €/W), les batteries (0,293 €/W), l'onduleur (0,12 €/W), le remplacement des équipements (18 €/W/an), la maintenance (1,8 €/W/an) et les coûts supplémentaires tels que les accessoires électriques, l'installation et la main-d'œuvre ont été supposés être de 0,7 €/W[160]. Les rendements du module PV et des onduleurs utilisés sont respectivement de 17 % et 96 %. La durée de vie du système est fixée à 25 ans et celle de l'onduleur et des batteries à 10 ans. Au final, le taux d'intérêt réel a été fixé à 4 %.

La réglementation énergétique actuelle en Algérie ne prévoit aucune subvention, ni incitation financière ou FiT pour la production d'électricité à partir de systèmes solaires photovoltaïques résidentiels de petite échelle. C'est pour cette raison, que c'est le tarif d'achat de base existant pour les systèmes d'une capacité comprise entre 1 et 10 MWc, qui a été utilisé comme tarif de référence dans cette analyse pour voir s'il est adapté aux petites installations résidentielles.

IV.3.3 Définitions des indicateurs économiques

C'est sur la base de quatre indicateurs économiques qu'a été conduite l'analyse de la viabilité économique de l'intégration des installations PV dans le secteur résidentiel. Il s'agit de la période de récupération actualisée (ou Discounted Payback Period (DPBP) en anglais), la valeur actuelle nette (ou Net Present Value (NPV) en anglais), le taux de rendement interne (ou Internal Rate of Return (IRR) en anglais) et l'indice de rentabilité (ou Profitability Index (PI) en anglais) sont définis dans les paragraphes suivants.

Le DPBP représente le temps nécessaire pour récupérer l'investissement initial du système. Il est couramment utilisé pour évaluer le niveau de risque des investissements à long terme [161]. Un DPBP inférieur à la durée de vie du projet indique que l'investissement est rentable. Le DPBP est calculé comme suit :

$$\sum_{i=1}^{DPBP} \left(\frac{C_i - C_m}{(1+D)^i} \right) = Inv_C \quad (IV.1)$$

Où : C_i est le flux de trésorerie net annuel de l'année i , C_m représente la valeur d'exploitation et de maintenance, D représente le taux d'actualisation, Inv_C est le coût d'investissement initial du système.

Le NPV est utilisée pour analyser l'évaluation de la rentabilité des projets à long terme. Plus la valeur de la NPV est élevée, plus l'investissement est rentable [162]. La NPV est la différence entre la valeur actuelle de toutes les entrées de trésorerie et la valeur actuelle de toutes les sorties de trésorerie sur la durée de vie du projet d'investissement. La NPV pour les systèmes PV résidentiels avec ou sans batterie a été calculée selon les équations (IV.2) et (IV.3) respectivement.

$$NPV_1 = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+D)^i} - \left(Inv_C + \frac{C_m}{(1+D)^i} \right) \quad (IV.2)$$

$$NPV_2 = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+D)^i} - \left(Inv_c + Inv_{bat} \left(1 + \frac{1}{(1+D)^j} \right) \right) \quad (IV.3)$$

Où : n est la durée de vie du projet, Inv_{bat} est le coût d'investissement de la batterie après j années.

L'IRR est un paramètre financier utilisé pour évaluer l'attractivité d'une opportunité d'investissement. Il peut être calculé en fixant la NPV de l'investissement total à zéro dans les équations (IV.2) et (IV.3). Il doit être supérieur au taux d'actualisation pour qu'un investissement soit viable. L'IRR est utile pour comparer des projets ayant le même coût d'investissement initial [163]. L'expression de l'IRR est donnée par l'Éq. (IV.4).

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+IRR)^i} - Inv_c = 0 \quad (IV.4)$$

Pour le calcul de DPBP, NPV et IRR, il faut d'abord calculer le flux de trésorerie annuel (C_i) comme indiqué dans l'équation. (IV.5) [164].

$$C_i = \sum_{i=1}^n (P_s \times E_s + P_{inj} \times E_{inj}) \quad (IV.5)$$

Où : IRR est le taux d'actualisation, P_s et P_{inj} sont respectivement les prix de l'énergie autoconsommée et de l'énergie injectée dans le réseau. E_s est l'énergie PV annuelle générée qui est consommée par le ménage et E_{inj} est l'énergie PV annuelle injectée dans le réseau. Il est à noter que pour un système réseau/PV/batterie, l'énergie stockée dans la batterie est considérée comme une énergie autoconsommée.

Le PI est connu comme étant le ratio avantages-coûts (benefit-cost ratio), utilisé pour analyser la viabilité du projet. En d'autres termes, PI est le rapport entre la valeur actualisée des flux de trésorerie d'un investissement et la valeur actualisée de ses sorties de trésorerie estimées. Un PI supérieur à 1 indique que le projet génère des bénéfices, si les coûts du projet dépassent les gains, le projet doit être rejeté. Le PI est déterminé comme suit [165]:

$$PI = 1 + \frac{NPV}{\text{initial investment cost}} \quad (IV.6)$$

IV.4 Résultats et analyses

Les résultats de simulation obtenus par HOMER pour les systèmes PV résidentiels connectés au réseau pour les villes choisies pour l'étude sont présentés dans le tableau IV.2. Les données de production PV, l'énergie soutirée ou injectée dans le réseau et l'énergie stockée dans les batteries ont servi au calcul des paramètres de performance énergétique. Du point de vue quantitatif, et ce pour toutes les régions, la production PV annuelle est supérieure à la consommation annuelle. À première vue, l'énergie photovoltaïque dans les régions étudiées pourrait répondre à la demande énergétique des ménages. Les valeurs de consommation d'électricité des ménages présentent des variations d'une ville à l'autre en raison des conditions climatiques différentes. De plus, la consommation est relativement plus élevée en été pour les quatre régions et cela est principalement lié à l'utilisation d'unités de climatisation.

Tableau IV.2. Bilan énergétique obtenus par HOMER pour les systèmes PV avec et sans stockage pour les quatre régions.

Results	Réseau/PV				Réseau/PV/batteries			
	Tipaza	Djelfa	Ghardaia	Tamanrasset	Tipaza	Djelfa	Ghardaia	Tamanrasset
Demande énergétique des ménages (kWh/year)	3731	4262	4944	5325	3731	4262	4944	5325
Energie PV produite (kWh/year)	4944	5254	5669	5939	4944	5254	5669	5939
Energie importée du réseau (kWh/year)	2184	2639	2768	2987	416	1076	1997	2877
Energie injectée dans le réseau (kWh/year)	3099	2239	3140	3326	898	337	2035	3224
Autoconsommation (%)	68.9	61.2	67.2	66.5	91.4	78	78.9	69.8
Autosuffisance (%)	69.4	77.2	71	70.3	92.2	88	84.4	74.5

IV.4.1 Analyse économique

L'analyse économique est effectuée afin d'évaluer la viabilité des systèmes PV dans le secteur résidentiel. Elle est menée pour deux configurations (réseau/PV et réseau/PV/batterie) pour un générateur PV de 3kWc et un banc de batteries de 10kWh. La viabilité financière a été analysée à travers la NPV, la DPBP, l'IRR et le PI pour les quatre zones climatiques. Les systèmes PV avec un NPV positif sur la durée de vie du système, un DPBP inférieur à l'horizon de vie de

l'investissement (< 25 ans), un IRR supérieur au taux d'actualisation ($>4\%$) et un PI supérieur à 1 sont considérés comme rentables.

Les résultats obtenus à l'aide du logiciel HOMER consignés dans le tableau IV.3, montrent clairement que le classement des villes par rapport à la DPBP pour la configuration PV/réseau place dans l'ordre Tamanrasset (8.44 ans) et Ghardaia (8.72 ans) suivies de Djelfa (12.52 ans) et de Tipaza (13.44 ans). De manière générale, la période de retour sur investissements de la configuration PV/réseau est plus courte que le cycle de vie du projet. Avec le taux FiT considéré, la configuration PV/batterie/réseau nécessite un DPBP plus long que le cycle de vie du projet dans toutes les villes étudiées. Cela est principalement dû à une faible quantité d'électricité excédentaire injectée dans le réseau, ce qui entraîne une baisse des revenus.

En comparant le DPBP obtenu pour la configuration réseau/PV avec des études similaires de systèmes photovoltaïques résidentiels à petite échelle installés sur les toits et connectés au réseau dans différents endroits dans le monde et utilisant des schémas FiT, il apparaît que le DPBP du système PV/réseau situé dans les zones climatiques considérées dans cette étude est inférieur à celui de plusieurs autres systèmes dans le monde. Ainsi, par exemple, le DPBP d'un système PV de 3 kWc installé sur le toit est de 19 ans en Afrique du Sud [166] et 27 ans en Espagne [167]. En Irlande, le DPBP pour les systèmes de 3 kWc utilisant les programmes de FiT se situent entre 16 et 19 ans [168].

En ce qui concerne la NPV, la configuration PV/réseau semble être la plus rentable dans toutes les villes sélectionnées. La figure IV.4, représente la NPV des systèmes PV pour les deux configurations étudiées. C'est la ville de Tamanrasset qui réalise le plus de bénéfices, qui dépassent la barre des 5800€ pour le cas de la configuration PV/réseau durant sa durée de vie. Les valeurs de la NPV pour Tipaza, Djelfa, et Ghardaia sont respectivement de 4003 €, 4258 €, et 5368 €.

Les valeurs de la NPV obtenues pour les quatre systèmes PV/réseau considérés dans la présente étude sont plus élevées que ceux obtenus pour les cas étudiés en Australie (1300\$) [169], au Portugal (2224–3265\$) [150], et au Maroc (2000€) [170].

Concernant l'IRR, les résultats obtenus montrent que sa valeur est supérieure au taux d'actualisation considéré dans toutes les villes étudiées. Il est à noter que Tamanrasset et Ghardaia ont l'IRR le plus élevé pour la configuration PV/réseau, cela est dû au fait que la

production d'électricité PV plus élevée qu'à Tipaza et à Djelfa. Il est donc plus rentable d'investir dans les installations PV dans la partie Sud du pays.

En termes de rentabilité, Tamanrasset s'est classée première avec le PI le plus élevé, suivie de Ghardaïa, Djelfa et Tipaza. En considérant leur PI, qui varie entre (2–2,47) et (0,41–0,74), respectivement, le système PV/réseau apparaît plus avantageux que le système PV/batterie/réseau.

Tableau IV.3. Évaluation économique des systèmes PV/réseau et PV/batterie/réseau pour les villes étudiées.

	Réseau/PV				Réseau/PV/batterie			
	Tipaza	Djelfa	Ghardaia	Tamanrasset	Tipaza	Djelfa	Ghardaia	Tamanrasset
Coût d'investissement (€)			4000				6000	
DPBP (année)	13,44	12,52	8,72	8,44	>25	>25	>25	>25
NPV (€)	4003	4258	5368	5890	-3044	-2780	-1894	-1481
IRR (%)	5.8	6.1	7.9	8.7	-0.6	-0.1	0.5	1.3
PI	2,00	2,09	2,34	2,47	0,41	0,52	0,67	0,74

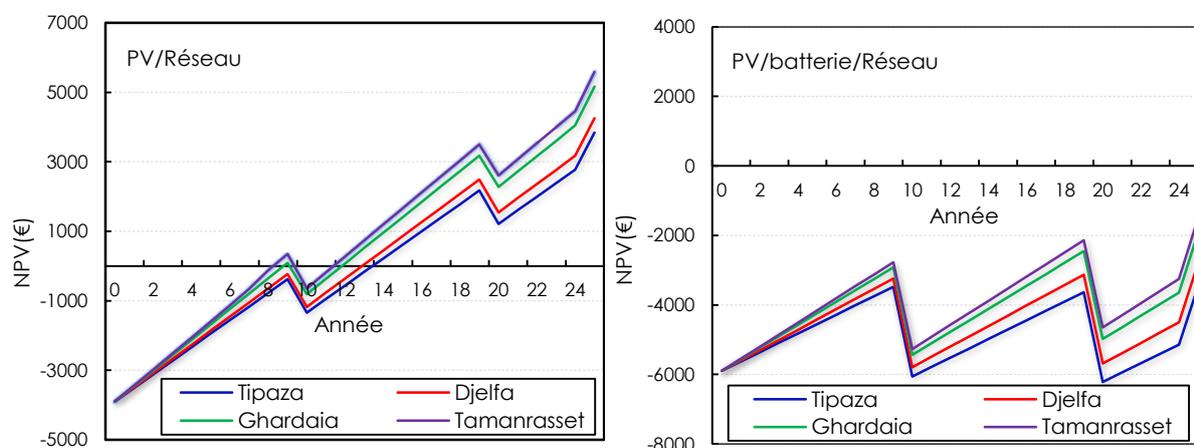


Figure IV.4 : Valeur actualisée de NPV pour les systèmes photovoltaïques installés dans les villes choisies pour l'étude.

D'un point de vue financier, les systèmes PV/réseau apparaissent comme la solution la plus rentable pour les quatre villes considérées comparativement aux systèmes de PV/batterie/réseau dans le cadre du schéma FiT utilisé dans la présente étude. Ceci est principalement dû à la production excédentaire plus élevée, dans le cas PV/réseau, et qui augmente d'autant plus les flux de trésorerie futurs. Cela démontre que le schéma FiT est plus efficace pour les systèmes

PV/réseau. Par contre, pour la configuration PV/batterie/réseau, le schéma FiT a un impact moindre cela étant dû, notamment, aux coûts d'investissement plus élevés et aux flux de trésorerie futurs plus faibles. Il est suggéré que des subventions soient appliquées au coût des batteries ou que des tarifs FiT plus élevés soient instaurés pour rendre les systèmes de PV/batterie/réseau plus attractifs. Autrement dit, les autorités pourront, par exemple, appliquer le même tarif que pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau dont la capacité est comprise entre 1 MW et 10 MW et ce dans le but de promouvoir les installations PV/réseau dans le secteur résidentiel. Lorsque le taux de pénétration du PV atteint l'objectif souhaité en termes de capacité installée, le FiT sera alors révisé à la baisse, comme c'est le cas dans plusieurs pays du monde tel que l'Australie, l'Allemagne et la Chine [171], [172].

Par ailleurs, le taux d'autoconsommation étant plus difficile à atteindre dans les systèmes PV/réseau, c'est pour cela qu'il est nécessaire d'adapter le profil de consommation des ménages à celui de la production d'électricité photovoltaïque. Par contre, les systèmes PV/batterie/réseau, permettent d'augmenter le taux d'autoconsommation, de réduire les pics de consommation, d'éviter les problèmes d'instabilité du réseau, de minimiser les pertes d'énergie lors des échanges avec le réseau et de réduire les surcoûts de transport. Cependant, ils sont moins viables économiquement en raison du coût très élevé du stockage par batteries. Des incitations financières sont alors impératives pour encourager les investissements dans les systèmes PV/batterie/réseau.

IV.4.2 Analyse de sensibilité

La viabilité économique étant tributaire d'un certain nombre de variables, une analyse de sensibilité préliminaire est conduite ici pour évaluer le degré d'influence de ces différentes variables sur les paramètres économiques des systèmes PV. Ces variables incluent : les changements dans les tarifs de l'électricité, les coûts des composants et les subventions, et le rayonnement solaire [119]. La configuration PV/batterie/réseau a été choisie comme étude de cas pour l'analyse de sensibilité car c'est celle qui présente les résultats les plus défavorables pour tous les critères économiques considérés.

IV.4.2.1 Sensibilité de la NPV

Les résultats de l'analyse de sensibilité de la NPV dans le cas des systèmes PV/batterie/réseau aux variations de FiT pour différentes subventions du coût des batteries sont présentés sur la figure IV. 5. Il semble que la rentabilité des systèmes PV/batterie/réseau pourrait être améliorée de manière significative avec une baisse d'environ 20% du prix des batteries pour les villes de Tamanrasset et Ghardaïa même si, en même temps, le FiT baisse de 20%. Comme le montre la figure IV. 5, la NPV des villes de Tipaza et de Djelfa pourrait évoluer de -3000€ à 1000€ et de -2860€ à 1100€ respectivement si une subvention de 40% du prix des batteries est appliquée et, dans ce cas, les systèmes PV/batterie/réseau seraient alors rentables. En effet, une diminution du coût des batteries améliore les valeurs de la NPV dans les quatre sites étudiés. Par ailleurs, cette subvention du prix des batteries pourrait être compensée par une baisse du taux de FiT.

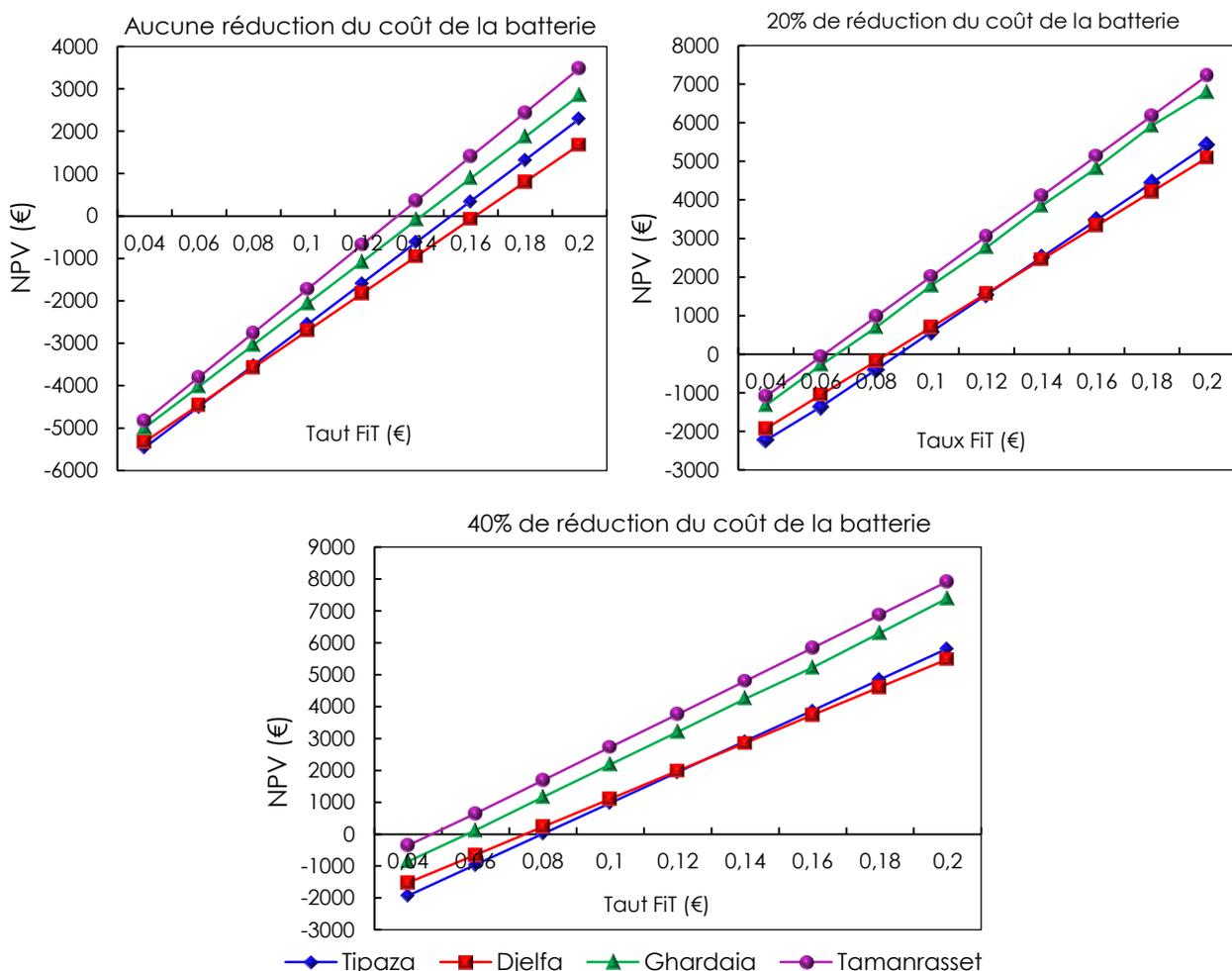


Figure IV.5 : Effets du tarif FiT et du coût initial de la batterie sur la NPV pour des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.

IV.4.2.2 Sensibilité de la DPBP

L'analyse de sensibilité de la DPBP des systèmes de PV/batterie/réseau au FiT et au taux de subvention du coût des batteries est illustrée par la figure IV.6. À mesure que le FiT augmente, la période de retour sur investissements diminue, mais à un rythme assez long. Par exemple, une augmentation de 20 % du FiT et une subvention de 20 % sur les coûts des batteries entraînent une réduction de la période d'amortissement d'environ 10 % pour Tipaza et Djelfa et de 30 % pour Ghardaïa et Tamanrasset. D'autre part, une subvention de 40 % sur les coûts des batteries pourrait améliorer considérablement la rentabilité des systèmes PV/batterie/réseau même si le taux de FiT diminue de 60 %.

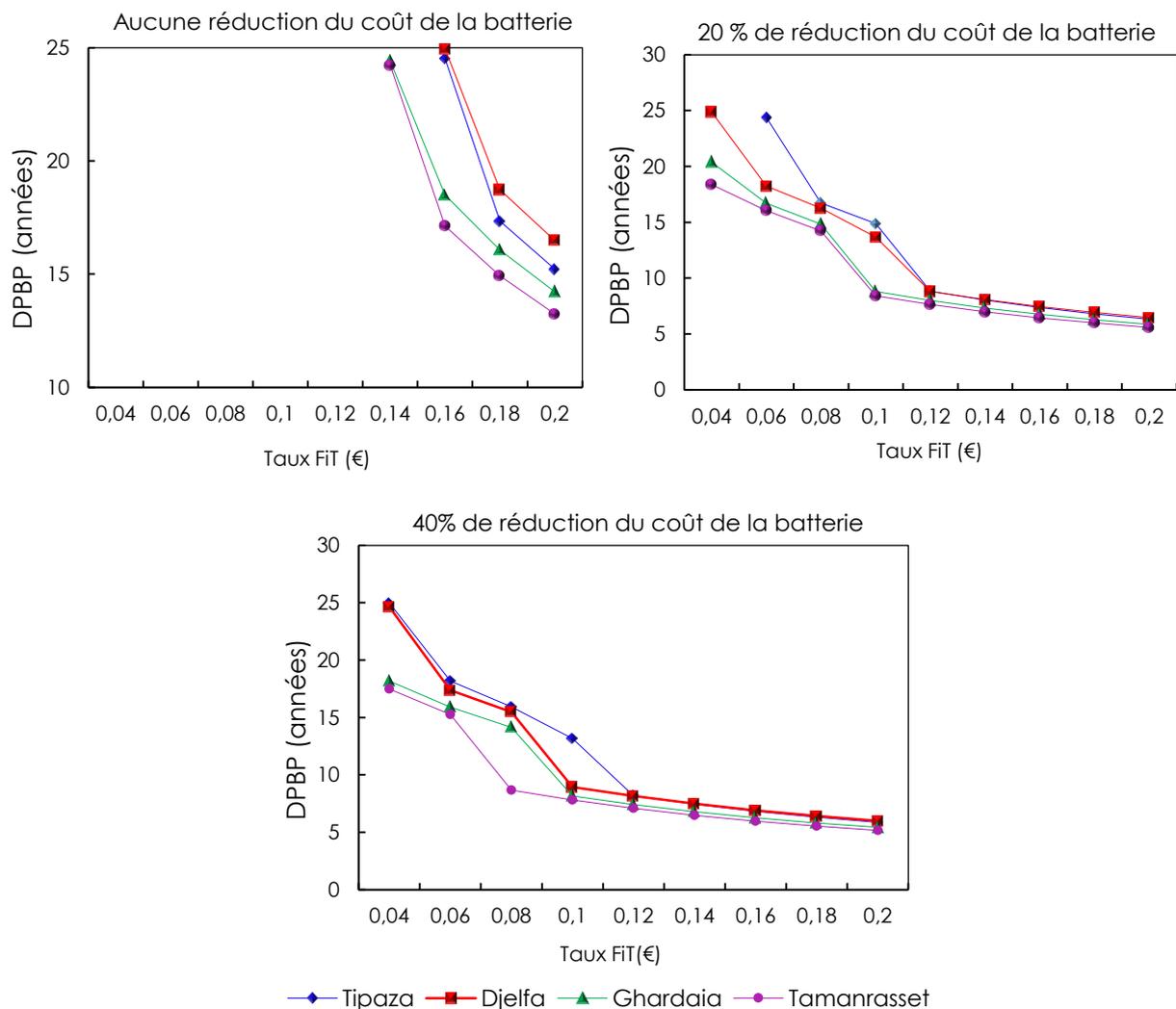


Figure IV.6 : Effets du tarif FiT et du coût initial des batteries sur la DPBP pour les systèmes PV/batterie/réseau dans les villes considérées.

Comme il est montré sur la figure IV. 6, avec une réduction de 40% du coût des batteries, la période d'amortissement pourrait passer de 30 à 18 ans pour Tipaza, de 27 à 17 ans pour Djelfa et de 25 à 16 ans pour Ghardaïa et Tamanrasset même si le du taux de FiT subi une diminution significative de 60%. Dans ce cas, la DPBP serait inférieure à 25 ans et les systèmes PV/batterie/réseau pourraient être viables pour toutes les villes considérées.

IV.4.2.3 Sensibilité de l'IRR

La figure IV.7 montre la sensibilité de l'IRR à différents taux FiT et à des variations du coût des batteries pour des systèmes PV/batterie/réseau. Pour les villes de Tamanrasset et Ghardaïa, une réduction de 20% du coût des batteries induit un IRR supérieur au taux d'actualisation considéré (4%), même si le tarif FiT est réduit de 20%. Tandis que pour les villes de Tipaza et Djelfa, une subvention du coût des batteries d'au moins 20 % et/ou une augmentation du tarif FiT doivent être appliqués pour que les systèmes PV/batterie/réseau soient rentables.

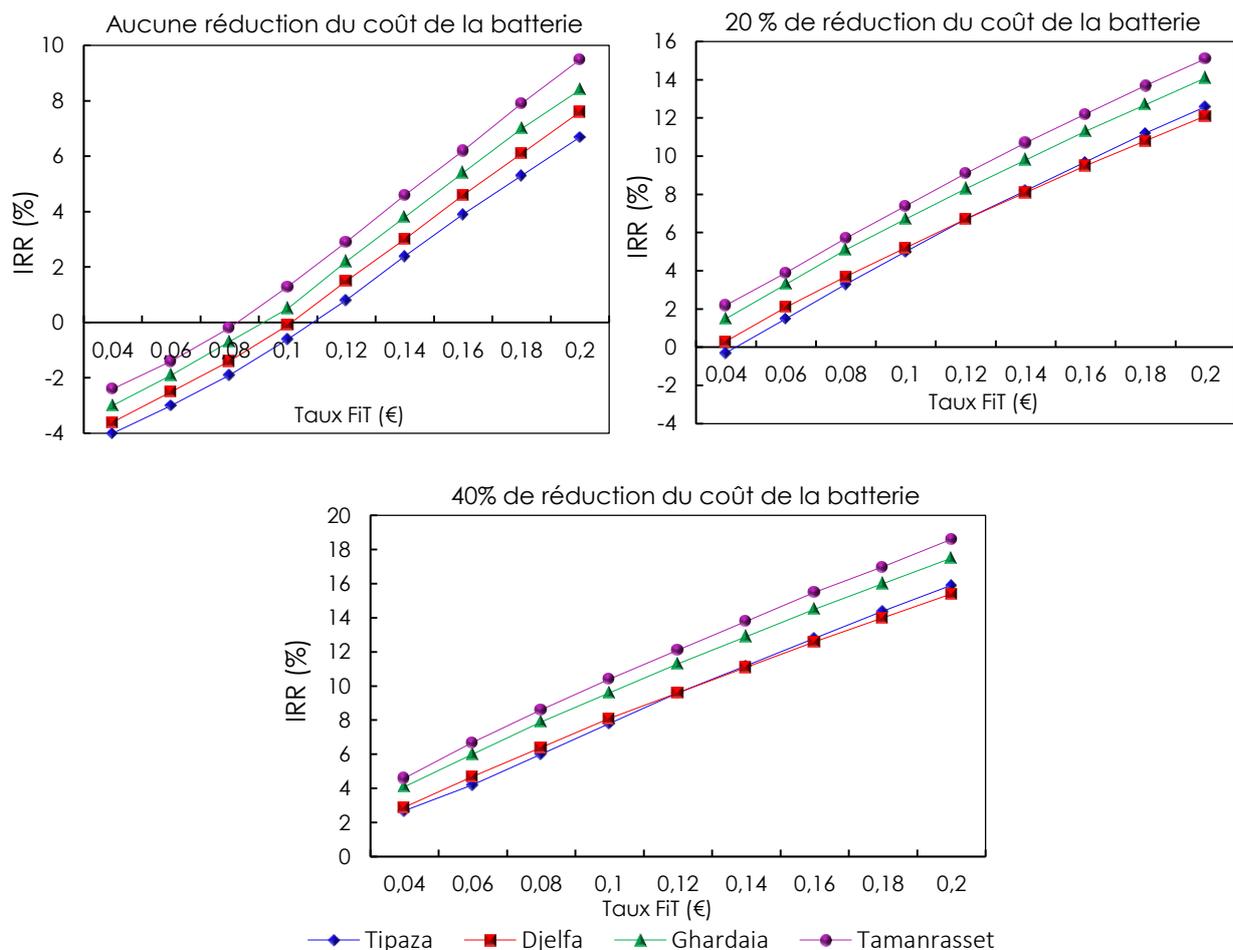


Figure IV.7 : Effets du tarif FiT et du coût initial des batteries sur l'IRR des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.

IV.4.2.4 Sensibilité de la PI

Comme mentionné précédemment, l'indice de rentabilité (PI) indique si un investissement réalise un profit pendant sa durée de vie (25 ans dans cette étude). Dans ce cas, si la valeur actualisée de l'investissement est supérieure à l'investissement initial, la valeur du PI est supérieure à 1, ce qui signifie que l'investissement est rentable. La figure IV. 8 montre la sensibilité du PI en fonction de différents taux FiT et des variations du coût des batteries pour les systèmes PV/batterie/réseau. Ainsi, une subvention modérée du coût des batteries de 20%, fait passer le PI, respectivement, de 0,41 à 1,05 pour Tipaza, de 0,52 à 1,07 pour Djelfa, de 0,67 à 1,22 pour Ghardia et de 0,74 à 1,26 pour Tamanrasset , indiquant que le projet a atteint le seuil de rentabilité et que l'investissement dans les systèmes de PV/batterie/réseau est alors rentable dans toutes les villes considérées. A noter qu'une subvention de 40% du coût des batteries rend le PI viable même si le FiT baisse de 10% pour les villes de Tamanrasset et Ghardaia dans le sud du pays.

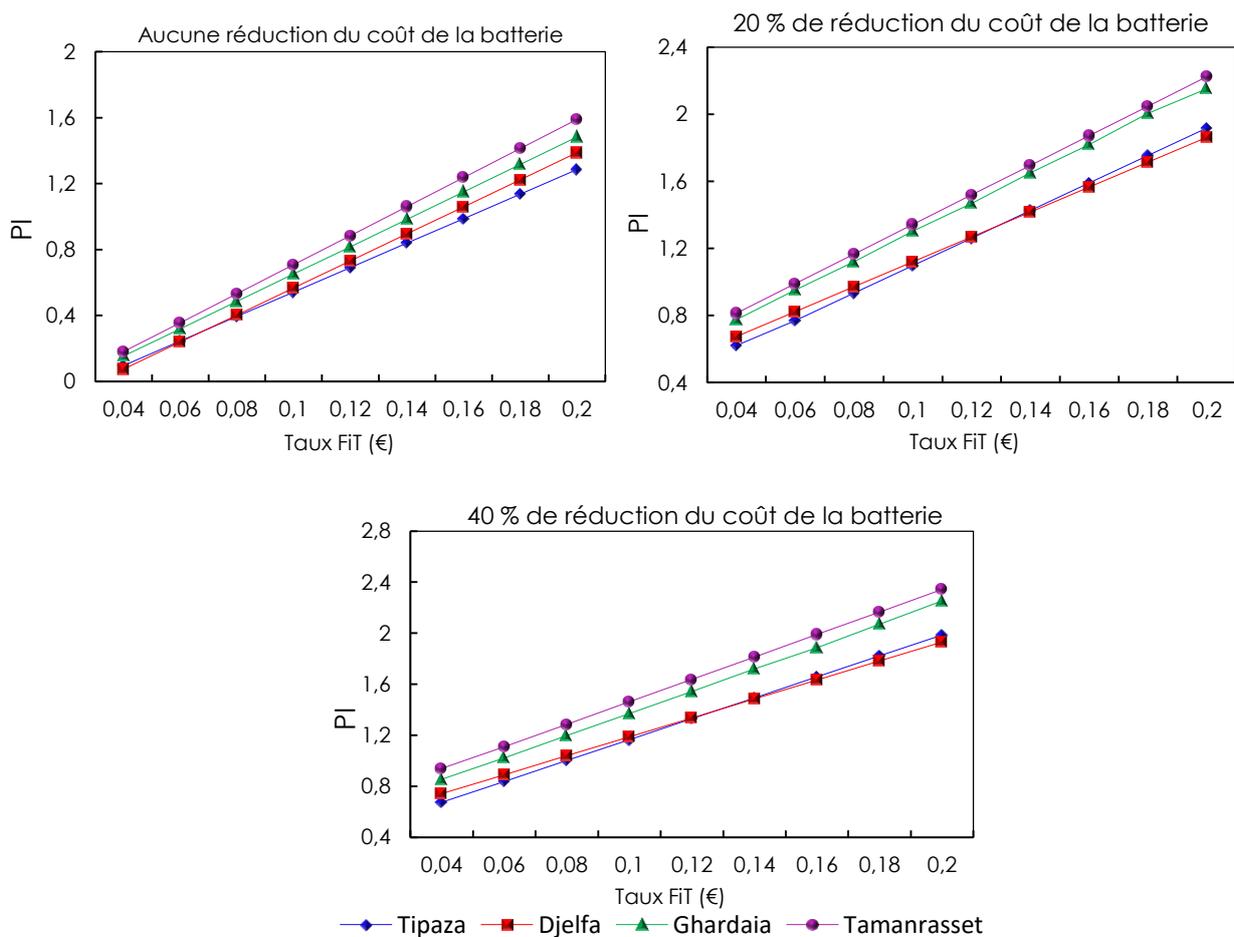


Figure IV.8 : Effets du tarif FiT et d'une subvention pour le coût des batteries sur le PI des systèmes PV/batterie/réseau pour les villes considérées.

Les résultats montrent que, si le tarif FiT de (0,1 €/KWh) est appliqué aux systèmes photovoltaïques résidentiels de 3 kWc connectés au réseau, ceux-ci peuvent être viables économiquement sans subventions ni incitations pour toutes les villes étudiées, tandis que pour les systèmes PV/batterie/réseau, leur viabilité économique est tributaire de l'allocation d'une subvention pour le prix des batteries et cela pour toutes les villes considérées.

Il est donc clair que pour généraliser les installations PV/batterie/réseau dans le secteur résidentiel, des mécanismes de subvention du coût des batteries et/ou de soutien financier au prix de l'énergie autoconsommée doivent être proposés, comme c'est le cas dans de nombreux pays [185-187].

IV.4.3 Effets de la capacité du générateur photovoltaïque sur la viabilité économique

L'étude, dans son ensemble, a été menée pour des systèmes photovoltaïques de 3 kWc, ce qui convient à la superficie limitée disponible de la plupart des maisons algériennes. Cependant, si les propriétaires du système PV disposent de suffisamment d'espace, ils peuvent également augmenter la capacité du générateur PV. Une analyse supplémentaire a été effectuée pour déterminer les capacités PV requises dans chaque ville, pour les configurations PV/réseau et PV/batterie/réseau. La capacité du générateur PV a été variée de 4kWc à 8kWc avec un pas de 1kWc.

IV.4.3.1 Cas des systèmes PV/réseau

Les résultats obtenus pour les systèmes PV/réseau montrent, comme prévu, qu'avec une plus grande capacité PV installée, les systèmes PV deviennent plus rentables au fur et à mesure que les bénéfices réalisés grâce à la vente de la production PV excédentaire augmentent. Pour chaque augmentation de 1 kWc de la capacité PV installée, la NPV augmente de 1 200 à 2 600 selon la ville considérée. Avec un générateur PV installé de 8 kWc, la NPV augmente de moins de 1 000 € pour toutes les villes. Pour la DPBP, si la capacité PV installée passe de 3 kWc à 4 kWc, la période de récupération diminue de 4,1 ans et 4,35 ans pour Tipaza et Djelfa, respectivement, en raison de la faible consommation d'électricité des ménages dans ces deux villes (3731 kWh/ an pour Tipaza et 4262 kWh/an pour Djelfa) par rapport aux villes situées dans le Sahara. Au-delà de 5 kWc la décroissance de la DPBP devient lente bien que progressive du fait des coûts d'investissement très élevés.

De plus, avec l'augmentation de la capacité PV, l'IRR dépasse considérablement le taux d'actualisation supposé de 4 %. Les valeurs de l'IRR correspondantes sont de 8,9 %, 10,1 %, 11,7 %, 13,2 %, 14,7 %, 16,2 %, 17,7 %, 19,2 %, 20,7 %, 22,2 %, 23,7 %, 25,2 %, 26,7 %, 28,2 %, 29,7 %, 31,2 %, 32,7 %, 34,2 %, 35,7 %, 37,2 %, 38,7 %, 40,2 %, 41,7 %, 43,2 %, 44,7 %, 46,2 %, 47,7 %, 49,2 %, 50,7 %, 52,2 %, 53,7 %, 55,2 %, 56,7 %, 58,2 %, 59,7 %, 61,2 %, 62,7 %, 64,2 %, 65,7 %, 67,2 %, 68,7 %, 70,2 %, 71,7 %, 73,2 %, 74,7 %, 76,2 %, 77,7 %, 79,2 %, 80,7 %, 82,2 %, 83,7 %, 85,2 %, 86,7 %, 88,2 %, 89,7 %, 91,2 %, 92,7 %, 94,2 %, 95,7 %, 97,2 %, 98,7 %, 100,2 %, 101,7 %, 103,2 %, 104,7 %, 106,2 %, 107,7 %, 109,2 %, 110,7 %, 112,2 %, 113,7 %, 115,2 %, 116,7 %, 118,2 %, 119,7 %, 121,2 %, 122,7 %, 124,2 %, 125,7 %, 127,2 %, 128,7 %, 130,2 %, 131,7 %, 133,2 %, 134,7 %, 136,2 %, 137,7 %, 139,2 %, 140,7 %, 142,2 %, 143,7 %, 145,2 %, 146,7 %, 148,2 %, 149,7 %, 151,2 %, 152,7 %, 154,2 %, 155,7 %, 157,2 %, 158,7 %, 160,2 %, 161,7 %, 163,2 %, 164,7 %, 166,2 %, 167,7 %, 169,2 %, 170,7 %, 172,2 %, 173,7 %, 175,2 %, 176,7 %, 178,2 %, 179,7 %, 181,2 %, 182,7 %, 184,2 %, 185,7 %, 187,2 %, 188,7 %, 190,2 %, 191,7 %, 193,2 %, 194,7 %, 196,2 %, 197,7 %, 199,2 %, 200,7 %, 202,2 %, 203,7 %, 205,2 %, 206,7 %, 208,2 %, 209,7 %, 211,2 %, 212,7 %, 214,2 %, 215,7 %, 217,2 %, 218,7 %, 220,2 %, 221,7 %, 223,2 %, 224,7 %, 226,2 %, 227,7 %, 229,2 %, 230,7 %, 232,2 %, 233,7 %, 235,2 %, 236,7 %, 238,2 %, 239,7 %, 241,2 %, 242,7 %, 244,2 %, 245,7 %, 247,2 %, 248,7 %, 250,2 %, 251,7 %, 253,2 %, 254,7 %, 256,2 %, 257,7 %, 259,2 %, 260,7 %, 262,2 %, 263,7 %, 265,2 %, 266,7 %, 268,2 %, 269,7 %, 271,2 %, 272,7 %, 274,2 %, 275,7 %, 277,2 %, 278,7 %, 280,2 %, 281,7 %, 283,2 %, 284,7 %, 286,2 %, 287,7 %, 289,2 %, 290,7 %, 292,2 %, 293,7 %, 295,2 %, 296,7 %, 298,2 %, 299,7 %, 301,2 %, 302,7 %, 304,2 %, 305,7 %, 307,2 %, 308,7 %, 310,2 %, 311,7 %, 313,2 %, 314,7 %, 316,2 %, 317,7 %, 319,2 %, 320,7 %, 322,2 %, 323,7 %, 325,2 %, 326,7 %, 328,2 %, 329,7 %, 331,2 %, 332,7 %, 334,2 %, 335,7 %, 337,2 %, 338,7 %, 340,2 %, 341,7 %, 343,2 %, 344,7 %, 346,2 %, 347,7 %, 349,2 %, 350,7 %, 352,2 %, 353,7 %, 355,2 %, 356,7 %, 358,2 %, 359,7 %, 361,2 %, 362,7 %, 364,2 %, 365,7 %, 367,2 %, 368,7 %, 370,2 %, 371,7 %, 373,2 %, 374,7 %, 376,2 %, 377,7 %, 379,2 %, 380,7 %, 382,2 %, 383,7 %, 385,2 %, 386,7 %, 388,2 %, 389,7 %, 391,2 %, 392,7 %, 394,2 %, 395,7 %, 397,2 %, 398,7 %, 400,2 %, 401,7 %, 403,2 %, 404,7 %, 406,2 %, 407,7 %, 409,2 %, 410,7 %, 412,2 %, 413,7 %, 415,2 %, 416,7 %, 418,2 %, 419,7 %, 421,2 %, 422,7 %, 424,2 %, 425,7 %, 427,2 %, 428,7 %, 430,2 %, 431,7 %, 433,2 %, 434,7 %, 436,2 %, 437,7 %, 439,2 %, 440,7 %, 442,2 %, 443,7 %, 445,2 %, 446,7 %, 448,2 %, 449,7 %, 451,2 %, 452,7 %, 454,2 %, 455,7 %, 457,2 %, 458,7 %, 460,2 %, 461,7 %, 463,2 %, 464,7 %, 466,2 %, 467,7 %, 469,2 %, 470,7 %, 472,2 %, 473,7 %, 475,2 %, 476,7 %, 478,2 %, 479,7 %, 481,2 %, 482,7 %, 484,2 %, 485,7 %, 487,2 %, 488,7 %, 490,2 %, 491,7 %, 493,2 %, 494,7 %, 496,2 %, 497,7 %, 499,2 %, 500,7 %, 502,2 %, 503,7 %, 505,2 %, 506,7 %, 508,2 %, 509,7 %, 511,2 %, 512,7 %, 514,2 %, 515,7 %, 517,2 %, 518,7 %, 520,2 %, 521,7 %, 523,2 %, 524,7 %, 526,2 %, 527,7 %, 529,2 %, 530,7 %, 532,2 %, 533,7 %, 535,2 %, 536,7 %, 538,2 %, 539,7 %, 541,2 %, 542,7 %, 544,2 %, 545,7 %, 547,2 %, 548,7 %, 550,2 %, 551,7 %, 553,2 %, 554,7 %, 556,2 %, 557,7 %, 559,2 %, 560,7 %, 562,2 %, 563,7 %, 565,2 %, 566,7 %, 568,2 %, 569,7 %, 571,2 %, 572,7 %, 574,2 %, 575,7 %, 577,2 %, 578,7 %, 580,2 %, 581,7 %, 583,2 %, 584,7 %, 586,2 %, 587,7 %, 589,2 %, 590,7 %, 592,2 %, 593,7 %, 595,2 %, 596,7 %, 598,2 %, 599,7 %, 601,2 %, 602,7 %, 604,2 %, 605,7 %, 607,2 %, 608,7 %, 610,2 %, 611,7 %, 613,2 %, 614,7 %, 616,2 %, 617,7 %, 619,2 %, 620,7 %, 622,2 %, 623,7 %, 625,2 %, 626,7 %, 628,2 %, 629,7 %, 631,2 %, 632,7 %, 634,2 %, 635,7 %, 637,2 %, 638,7 %, 640,2 %, 641,7 %, 643,2 %, 644,7 %, 646,2 %, 647,7 %, 649,2 %, 650,7 %, 652,2 %, 653,7 %, 655,2 %, 656,7 %, 658,2 %, 659,7 %, 661,2 %, 662,7 %, 664,2 %, 665,7 %, 667,2 %, 668,7 %, 670,2 %, 671,7 %, 673,2 %, 674,7 %, 676,2 %, 677,7 %, 679,2 %, 680,7 %, 682,2 %, 683,7 %, 685,2 %, 686,7 %, 688,2 %, 689,7 %, 691,2 %, 692,7 %, 694,2 %, 695,7 %, 697,2 %, 698,7 %, 700,2 %, 701,7 %, 703,2 %, 704,7 %, 706,2 %, 707,7 %, 709,2 %, 710,7 %, 712,2 %, 713,7 %, 715,2 %, 716,7 %, 718,2 %, 719,7 %, 721,2 %, 722,7 %, 724,2 %, 725,7 %, 727,2 %, 728,7 %, 730,2 %, 731,7 %, 733,2 %, 734,7 %, 736,2 %, 737,7 %, 739,2 %, 740,7 %, 742,2 %, 743,7 %, 745,2 %, 746,7 %, 748,2 %, 749,7 %, 751,2 %, 752,7 %, 754,2 %, 755,7 %, 757,2 %, 758,7 %, 760,2 %, 761,7 %, 763,2 %, 764,7 %, 766,2 %, 767,7 %, 769,2 %, 770,7 %, 772,2 %, 773,7 %, 775,2 %, 776,7 %, 778,2 %, 779,7 %, 781,2 %, 782,7 %, 784,2 %, 785,7 %, 787,2 %, 788,7 %, 790,2 %, 791,7 %, 793,2 %, 794,7 %, 796,2 %, 797,7 %, 799,2 %, 800,7 %, 802,2 %, 803,7 %, 805,2 %, 806,7 %, 808,2 %, 809,7 %, 811,2 %, 812,7 %, 814,2 %, 815,7 %, 817,2 %, 818,7 %, 820,2 %, 821,7 %, 823,2 %, 824,7 %, 826,2 %, 827,7 %, 829,2 %, 830,7 %, 832,2 %, 833,7 %, 835,2 %, 836,7 %, 838,2 %, 839,7 %, 841,2 %, 842,7 %, 844,2 %, 845,7 %, 847,2 %, 848,7 %, 850,2 %, 851,7 %, 853,2 %, 854,7 %, 856,2 %, 857,7 %, 859,2 %, 860,7 %, 862,2 %, 863,7 %, 865,2 %, 866,7 %, 868,2 %, 869,7 %, 871,2 %, 872,7 %, 874,2 %, 875,7 %, 877,2 %, 878,7 %, 880,2 %, 881,7 %, 883,2 %, 884,7 %, 886,2 %, 887,7 %, 889,2 %, 890,7 %, 892,2 %, 893,7 %, 895,2 %, 896,7 %, 898,2 %, 899,7 %, 901,2 %, 902,7 %, 904,2 %, 905,7 %, 907,2 %, 908,7 %, 910,2 %, 911,7 %, 913,2 %, 914,7 %, 916,2 %, 917,7 %, 919,2 %, 920,7 %, 922,2 %, 923,7 %, 925,2 %, 926,7 %, 928,2 %, 929,7 %, 931,2 %, 932,7 %, 934,2 %, 935,7 %, 937,2 %, 938,7 %, 940,2 %, 941,7 %, 943,2 %, 944,7 %, 946,2 %, 947,7 %, 949,2 %, 950,7 %, 952,2 %, 953,7 %, 955,2 %, 956,7 %, 958,2 %, 959,7 %, 961,2 %, 962,7 %, 964,2 %, 965,7 %, 967,2 %, 968,7 %, 970,2 %, 971,7 %, 973,2 %, 974,7 %, 976,2 %, 977,7 %, 979,2 %, 980,7 %, 982,2 %, 983,7 %, 985,2 %, 986,7 %, 988,2 %, 989,7 %, 991,2 %, 992,7 %, 994,2 %, 995,7 %, 997,2 %, 998,7 %, 1000,2 %, 1001,7 %, 1003,2 %, 1004,7 %, 1006,2 %, 1007,7 %, 1009,2 %, 1010,7 %, 1012,2 %, 1013,7 %, 1015,2 %, 1016,7 %, 1018,2 %, 1019,7 %, 1021,2 %, 1022,7 %, 1024,2 %, 1025,7 %, 1027,2 %, 1028,7 %, 1030,2 %, 1031,7 %, 1033,2 %, 1034,7 %, 1036,2 %, 1037,7 %, 1039,2 %, 1040,7 %, 1042,2 %, 1043,7 %, 1045,2 %, 1046,7 %, 1048,2 %, 1049,7 %, 1051,2 %, 1052,7 %, 1054,2 %, 1055,7 %, 1057,2 %, 1058,7 %, 1060,2 %, 1061,7 %, 1063,2 %, 1064,7 %, 1066,2 %, 1067,7 %, 1069,2 %, 1070,7 %, 1072,2 %, 1073,7 %, 1075,2 %, 1076,7 %, 1078,2 %, 1079,7 %, 1081,2 %, 1082,7 %, 1084,2 %, 1085,7 %, 1087,2 %, 1088,7 %, 1090,2 %, 1091,7 %, 1093,2 %, 1094,7 %, 1096,2 %, 1097,7 %, 1099,2 %, 1100,7 %, 1102,2 %, 1103,7 %, 1105,2 %, 1106,7 %, 1108,2 %, 1109,7 %, 1111,2 %, 1112,7 %, 1114,2 %, 1115,7 %, 1117,2 %, 1118,7 %, 1120,2 %, 1121,7 %, 1123,2 %, 1124,7 %, 1126,2 %, 1127,7 %, 1129,2 %, 1130,7 %, 1132,2 %, 1133,7 %, 1135,2 %, 1136,7 %, 1138,2 %, 1139,7 %, 1141,2 %, 1142,7 %, 1144,2 %, 1145,7 %, 1147,2 %, 1148,7 %, 1150,2 %, 1151,7 %, 1153,2 %, 1154,7 %, 1156,2 %, 1157,7 %, 1159,2 %, 1160,7 %, 1162,2 %, 1163,7 %, 1165,2 %, 1166,7 %, 1168,2 %, 1169,7 %, 1171,2 %, 1172,7 %, 1174,2 %, 1175,7 %, 1177,2 %, 1178,7 %, 1180,2 %, 1181,7 %, 1183,2 %, 1184,7 %, 1186,2 %, 1187,7 %, 1189,2 %, 1190,7 %, 1192,2 %, 1193,7 %, 1195,2 %, 1196,7 %, 1198,2 %, 1199,7 %, 1200,2 %, 1201,7 %, 1203,2 %, 1204,7 %, 1206,2 %, 1207,7 %, 1209,2 %, 1210,7 %, 1212,2 %, 1213,7 %, 1215,2 %, 1216,7 %, 1218,2 %, 1219,7 %, 1221,2 %, 1222,7 %, 1224,2 %, 1225,7 %, 1227,2 %, 1228,7 %, 1230,2 %, 1231,7 %, 1233,2 %, 1234,7 %, 1236,2 %, 1237,7 %, 1239,2 %, 1240,7 %, 1242,2 %, 1243,7 %, 1245,2 %, 1246,7 %, 1248,2 %, 1249,7 %, 1251,2 %, 1252,7 %, 1254,2 %, 1255,7 %, 1257,2 %, 1258,7 %, 1260,2 %, 1261,7 %, 1263,2 %, 1264,7 %, 1266,2 %, 1267,7 %, 1269,2 %, 1270,7 %, 1272,2 %, 1273,7 %, 1275,2 %, 1276,7 %, 1278,2 %, 1279,7 %, 1281,2 %, 1282,7 %, 1284,2 %, 1285,7 %, 1287,2 %, 1288,7 %, 1290,2 %, 1291,7 %, 1293,2 %, 1294,7 %, 1296,2 %, 1297,7 %, 1299,2 %, 1300,7 %, 1302,2 %, 1303,7 %, 1305,2 %, 1306,7 %, 1308,2 %, 1309,7 %, 1311,2 %, 1312,7 %, 1314,2 %, 1315,7 %, 1317,2 %, 1318,7 %, 1320,2 %, 1321,7 %, 1323,2 %, 1324,7 %, 1326,2 %, 1327,7 %, 1329,2 %, 1330,7 %, 1332,2 %, 1333,7 %, 1335,2 %, 1336,7 %, 1338,2 %, 1339,7 %, 1341,2 %, 1342,7 %, 1344,2 %, 1345,7 %, 1347,2 %, 1348,7 %, 1350,2 %, 1351,7 %, 1353,2 %, 1354,7 %, 1356,2 %, 1357,7 %, 1359,2 %, 1360,7 %, 1362,2 %, 1363,7 %, 1365,2 %, 1366,7 %, 1368,2 %, 1369,7 %, 1371,2 %, 1372,7 %, 1374,2 %, 1375,7 %, 1377,2 %, 1378,7 %, 1380,2 %, 1381,7 %, 1383,2 %, 1384,7 %, 1386,2 %, 1387,7 %, 1389,2 %, 1390,7 %, 1392,2 %, 1393,7 %, 1395,2 %, 1396,7 %, 1398,2 %, 1399,7 %, 1400,2 %, 1401,7 %, 1403,2 %, 1404,7 %, 1406,2 %, 1407,7 %, 1409,2 %, 1410,7 %, 1412,2 %, 1413,7 %, 1415,2 %, 1416,7 %, 1418,2 %, 1419,7 %, 1421,2 %, 1422,7 %, 1424,2 %, 1425,7 %, 1427,2 %, 1428,7 %, 1430,2 %, 1431,7 %, 1433,2 %, 1434,7 %, 1436,2 %, 1437,7 %, 1439,2 %, 1440,7 %, 1442,2 %, 1443,7 %, 1445,2 %, 1446,7 %, 1448,2 %, 1449,7 %, 1451,2 %, 1452,7 %, 1454,2 %, 1455,7 %, 1457,2 %, 1458,7 %, 1460,2 %, 1461,7 %, 1463,2 %, 1464,7 %, 1466,2 %, 1467,7 %, 1469,2 %, 1470,7 %, 1472,2 %, 1473,7 %, 1475,2 %, 1476,7 %, 1478,2 %, 1479,7 %, 1481,2 %, 1482,7 %, 1484,2 %, 1485,7 %, 1487,2 %, 1488,7 %, 1490,2 %, 1491,7 %, 1493,2 %, 1494,7 %, 1496,2 %, 1497,7 %, 1499,2 %, 1500,7 %, 1502,2 %, 1503,7 %, 1505,2 %, 1506,7 %, 1508,2 %, 1509,7 %, 1511,2 %, 1512,7 %, 1514,2 %, 1515,7 %, 1517,2 %, 1518,7 %, 1520,2 %, 1521,7 %, 1523,2 %, 1524,7 %, 1526,2 %, 1527,7 %, 1529,2 %, 1530,7 %, 1532,2 %, 1533,7 %, 1535,2 %, 1536,7 %, 1538,2 %, 1539,7 %, 1541,2 %, 1542,7 %, 1544,2 %, 1545,7 %, 1547,2 %, 1548,7 %, 1550,2 %, 1551,7 %, 1553,2 %, 1554,7 %, 1556,2 %, 1557,7 %, 1559,2 %, 1560,7 %, 1562,2 %, 1563,7 %, 1565,2 %, 1566,7 %, 1568,2 %, 1569,7 %, 1571,2 %, 1572,7 %, 1574,2 %, 1575,7 %, 1577,2 %, 1578,7 %, 1580,2 %, 1581,7 %, 1583,2 %, 1584,7 %, 1586,2 %, 1587,7 %, 1589,2 %, 1590,7 %, 1592,2 %, 1593,7 %, 1595,2 %, 1596,7 %, 1598,2 %, 1599,7 %, 1600,2 %, 1601,7 %, 1603,2 %, 1604,7 %, 1606,2 %, 1607,7 %, 1609,2 %, 1610,7 %, 1612,2 %, 1613,7 %, 1615,2 %, 1616,7 %, 1618,2 %, 1619,7 %, 1621,2 %, 1622,7 %, 1624,2 %, 1625,7 %, 1627,2 %, 1628,7 %, 1630,2 %, 1631,7 %, 1633,2 %, 1634,7 %, 1636,2 %, 1637,7 %, 1639,2 %, 1640,7 %, 1642,2 %, 1643,7 %, 1645,2 %, 1646,7 %, 1648,2 %, 1649,7 %, 1651,2 %, 1652,7 %, 1654,2 %, 1655,7 %, 1657,2 %, 1658,7 %, 1660,2 %, 1661,7 %, 1663,2 %, 1664,7 %, 1666,2 %, 1667,7 %, 1669,2 %, 1670,7 %, 1672,2 %, 1673,7 %, 1675,2 %, 1676,7 %, 1678,2 %, 1679,7 %, 1681,2 %, 1682,7 %, 1684,2 %, 1685,7 %, 1687,2 %, 1688,7 %, 1690,2 %, 1691,7 %, 1693,2 %, 1694,7 %, 1696,2 %, 1697,7 %, 1699,2 %, 1700,7 %, 1702,2 %, 1703,7 %, 1705,2 %, 1706,7 %, 1708,2 %, 1709,7 %, 1711,2 %, 1712,7 %, 1714,2 %, 1715,7 %, 1717,2 %, 1718,7 %, 1720,2 %, 1721,7 %, 1723,2 %, 1724,7 %, 1726,2 %, 1727,7 %, 1729,2 %, 1730,7 %, 1732,2 %, 1733,7 %, 1735,2 %, 1736,7 %, 1738,2 %, 1739,7 %, 1741,2 %, 1742,7 %, 1744,2 %, 1745,7 %, 1747,2 %, 1748,7 %, 1750,2 %, 1751,7 %, 1753,2 %, 1754,7 %, 1756,2 %, 1757,7 %, 1759,2 %, 1760,7 %, 1762,2 %, 1763,7 %, 1765,2 %, 1766,7 %, 1768,2 %, 1769,7 %, 1771,2 %, 1772,7 %, 1774,2 %, 1775,7 %, 1777,2 %, 1778,7 %, 1780,2 %, 1781,7 %, 1783,2 %, 1784,7 %, 1786,2 %, 1787,7 %, 1789,2 %, 1790,7 %, 1792,2 %, 1793,7 %, 1795,2 %, 1796,7 %, 1798,2 %, 1799,7 %, 1800,2 %, 1801,7 %, 1803,2 %, 1804,7 %, 1806,2 %, 1807,7 %, 1809,2 %, 1810,7 %, 1812,2 %, 1813,7 %, 1815,2 %, 1816,7 %, 1818,2 %, 1819,7 %, 1821,2 %, 1822,7 %, 1824,2 %, 1825,7 %, 1827,2 %, 1828,7 %, 1830,2 %, 1831,7 %, 1833,2 %, 1834,7 %, 1836,2 %, 1837,7 %, 1839,2 %, 1840,7 %, 1842,2 %, 1843,7 %, 1845,2 %, 1846,7 %, 1848,2 %, 1849,7 %, 1851,2 %, 1852,7 %, 1854,2 %, 1855,7 %, 1857,2 %, 1858,7 %, 1860,2 %, 1861,7 %, 1863,2 %, 1864,7 %, 1866,2 %, 1867,7 %, 1869,2 %, 1870,7 %, 1872,2 %, 1873,7 %, 1875,2 %, 1876,7 %, 1878,2 %, 1879,7 %, 1881,2 %, 1882,7 %, 1884,2 %, 1885,7 %, 1887,2 %, 1888,7 %, 1890,2 %, 1891,7 %, 1893,2 %, 1894,7 %, 1896,2 %, 1897,7 %, 1899,2 %, 1900,7 %, 1902,2 %, 1903,7 %, 1905,2 %, 1906,7 %, 1908,2 %, 1909,7 %, 1911,2 %, 1912,7 %, 1914,2 %, 1915,7 %, 1917,2 %, 1918,7 %, 1920,2 %, 1921,7 %, 1923,2 %, 1924,7 %, 1926,2 %, 1927,7 %, 1929,2 %, 1930,7 %, 1932,2 %, 1933,7 %, 1935,2 %, 1936,7 %, 1938,2 %, 1939,7 %, 1941,2 %, 1942,7 %, 1944,2 %, 1945,7 %, 1947,2 %, 1948,7 %, 1950,2 %, 1951,7 %, 1953,2 %, 1954,7 %, 1956,2 %, 1957,7 %, 1959,2 %, 1960,7 %, 1962,2 %, 1963,7 %, 1965,2 %, 1966,7 %, 1968,2 %, 1969,7 %, 1971,2 %, 1972,7 %, 1974,2 %, 1975,7 %, 1977,2 %, 1978,7 %, 1980,2 %, 1981,7 %, 1983,2 %, 1984,7 %, 1986,2 %, 1987,7 %, 1989,2 %, 1990,7 %, 1992,2 %, 1993,7 %, 1995,2 %, 1996,7 %, 1998,2 %, 1999,7 %, 2000,2 %, 2001,7 %, 2003,2 %, 2004,7 %, 2006,2 %, 2007,7 %, 2009,2 %, 2010,7 %, 2012,2 %, 2013,7 %, 2015,2 %, 2016,7 %, 2018,2 %, 2019,7 %, 2021,2 %, 2022,7 %, 2024,2 %, 2025,7 %, 2027,2 %, 2028,7 %, 2030,2 %, 2031,7 %, 2033,2 %, 2034,7 %, 2036,2 %, 2037,7 %, 2039,2 %, 2040,7 %, 2042,2 %, 2043,7 %, 2045,2 %, 2046,7 %, 2048,2 %, 2049,7 %, 2051,2 %, 2052,7 %, 2054,2 %, 2055,7 %, 2057,2 %, 2058,7 %, 2060,2 %, 2061,7 %, 2063,2 %, 2064,7 %, 2066,2 %, 2067,7 %, 2069,2 %, 2070,7 %, 2072,2 %, 2073,7 %, 2075,2 %, 2076,7 %, 2078,2 %, 2079,7 %, 2081,2 %, 2082,7 %, 2084,2 %, 2085,7 %, 2087,2 %, 2088,7 %, 2090,2 %, 2091,7 %, 2093,2 %, 2094,7 %, 2096,2 %, 2097,7 %, 2099,2 %, 2100,7 %, 2102,2 %, 2103,7 %, 2105,2 %, 2106,7 %, 2108,2 %, 2109,7 %, 2111,2 %, 2112,7 %, 2114,2 %, 2115,7 %, 2117,2 %, 2118,7 %, 2120,2 %, 2121,7 %, 2123,2 %, 2124,7 %, 2126,2 %, 2127,7 %, 2129,2 %, 2130,7 %, 2132,2 %, 2133,7 %, 2135,2 %, 2136,7 %, 2138,2 %, 2139,7 %, 2141,2 %, 2142,7 %, 2144,2 %, 2145,7 %, 2147,2 %, 2148,7 %, 2150,2 %, 2151,7 %, 2153,2 %, 2154,7 %, 2156,2 %, 2157,7 %, 2159,2 %, 2160,7 %, 2162,2 %, 2163,7 %, 2165,2 %, 2166,7 %, 2168,2 %, 2169,7 %, 2171,2 %, 2172,7 %, 2174,2 %, 2175,7 %, 2177,2 %, 2178,7 %, 2180,2 %, 2181,7 %, 2183,2 %, 2184,7 %, 2186,2 %, 2187,7 %, 2189,2 %, 2190,7 %, 2192,2 %, 2193,7 %, 2195,2 %, 2196,7 %, 2198,2 %, 2199,7 %, 2200,2 %, 2201,7 %, 2203,2 %, 2204,7 %, 2206,2 %, 2207,7 %, 2209,2 %, 2210,7 %, 2212,2 %, 2213,7 %, 2215,2 %, 2216,7 %, 2218,2 %, 2219,7 %, 2221,2 %, 2222,7 %, 2224,2 %, 2225,7 %, 2227,2 %, 2228,7 %, 2230,2 %, 2231,7 %, 2233,2 %, 2234,7 %, 2236,2 %, 2237,7 %, 2239,2 %, 2240,7 %, 2242,2 %, 2243,7 %, 2245,2 %, 2246,7 %, 2248,2 %, 2249,7 %, 2251,2 %, 2252,7 %, 2254,2 %, 2255,7 %, 2257,2 %, 2258,7 %, 2260,2 %, 2261,7 %, 2263,2 %, 2264,7 %, 2266,2 %, 2267,7 %, 2269,2 %, 2270,7 %, 2272,2 %, 2273,7 %, 2275,2 %, 2276,7 %, 2278,2 %, 2279,7 %, 228

11,2 % et 12,2 % pour les villes de Tipaza, Djelfa, Ghardaïa et Tamanrasset, respectivement lorsque la capacité PV est portée à 5 kWc. Au-dessus de 5 kWc, l'IRR devient presque constant pour toutes les villes, à l'exception de Tipaza dans le nord du pays, où l'IRR augmente continuellement tant que la capacité du système PV est inférieure à 6 kWc. Par ailleurs, le PI le plus élevé est atteint pour une capacité de 5 kWc pour Ghardaïa et Tamanrasset, il est respectivement de l'ordre de 3 et 3,2. Pour Tipaza et Djelfa, le PI le plus favorable est obtenu pour une capacité nominale du système PV de 6kWc. Selon les résultats des paramètres économiques pour les systèmes de PV/réseau, la capacité PV requise pour chaque ville est de 5 kWc pour Tamanrasset et Ghardaïa et de 6 kWc pour Tipaza et Djelfa. L'influence de la capacité du champ PV sur les différents paramètres économiques, NPV, DPBP, IRR et PI, pour le cas de chacune des villes est représentée sur la figure IV.

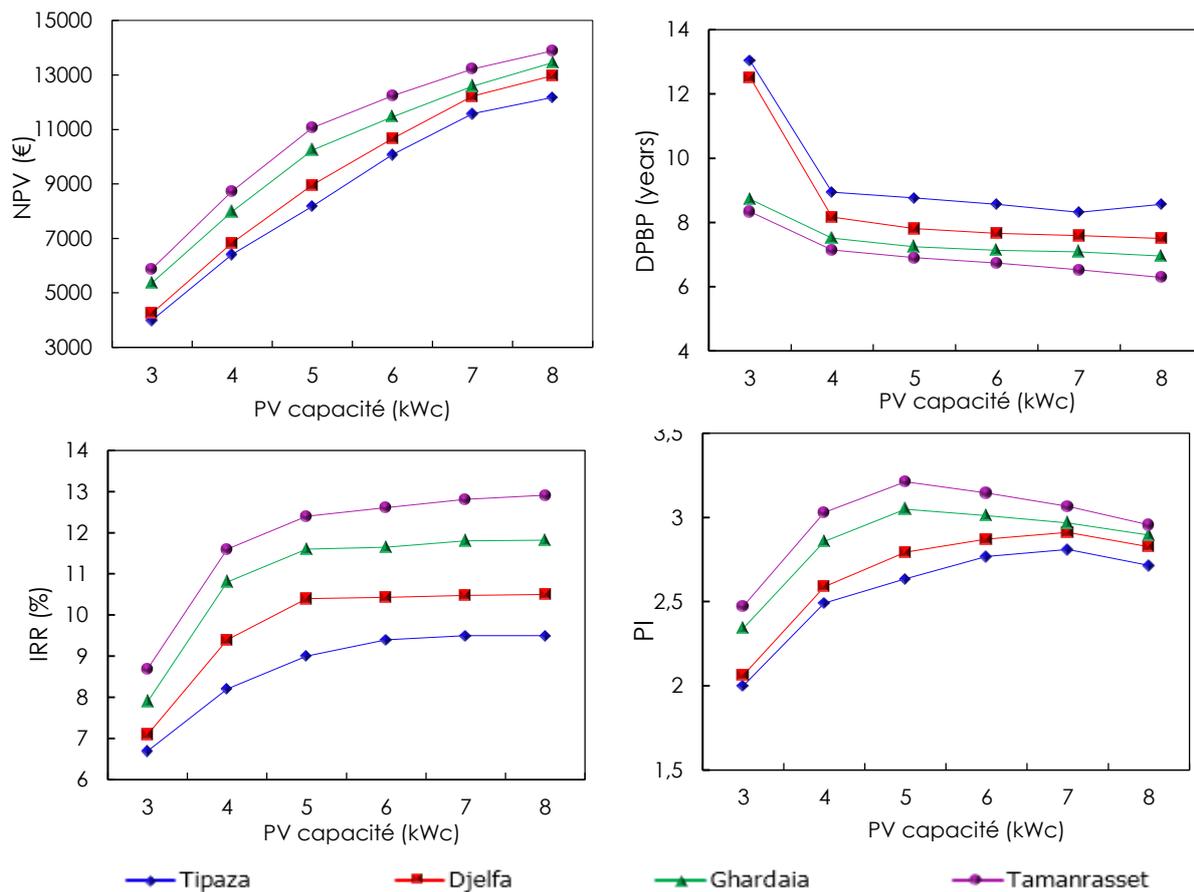


Figure IV.9 : Effet de la capacité PV sur NPV, DPBP, IRR et PI pour les systèmes PV/réseau.

IV.4.3.2 Cas des systèmes PV/batterie/réseau

La figure IV. 10 montre les effets de la capacité PV installée sur les paramètres économiques pour la configuration PV/batterie/réseau. Une augmentation de la capacité PV installée de 3 kWc à 4 kWc entraîne une amélioration de la NPV de 96 % pour Tipaza, 82,9 % pour Djelfa et seulement 34,6 % pour Ghardaïa et 31,9 % pour Tamanrasset. Les résultats de la NPV pour une capacité PV installée de 6 kWc dans les villes de Ghardaïa et Tamanrasset (4 323 €, 5 259 €) sont meilleurs que ceux enregistrés dans les villes de Tipaza et Djelfa (2 648 €, 3 075 €). La DPBP est positivement influencée par l'augmentation de la capacité du générateur PV, ce qui entraîne une réduction de la période de récupération ou retour sur investissement. Pour les villes de Ghardaïa et Tamanrasset, un DPBP de seulement 15 ans est atteint pour une capacité PV installée de 6 kWc, tandis que pour Tipaza et Djelfa, la période de récupération diminue à 12 et 10 ans, respectivement, à mesure que le système PV installé augmente de 3 kWc à 5 kWc.

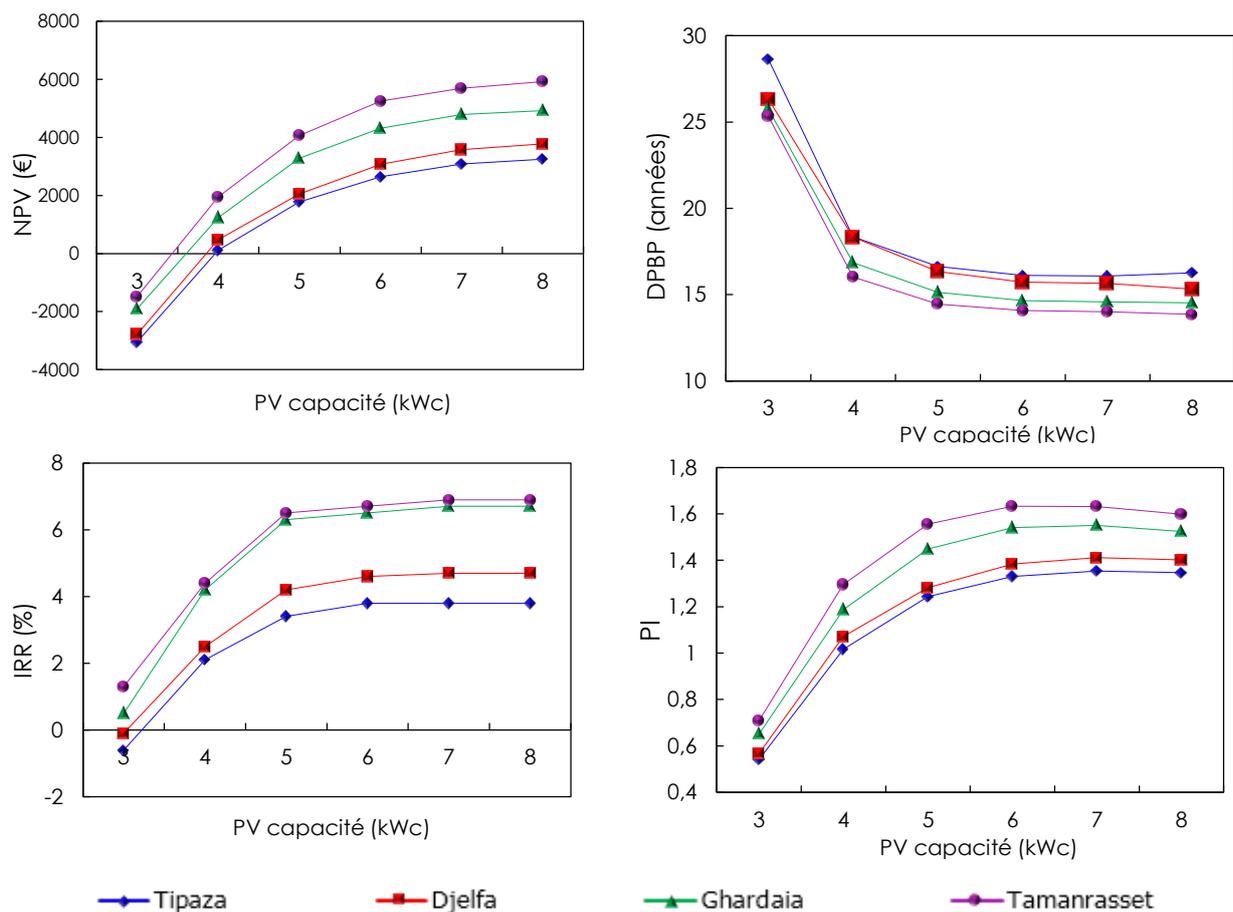


Figure IV.10 : Effet de la capacité PV sur la NPV, DPBP, IRR et PI pour des systèmes PV/batterie/réseau.

L'IRR augmente avec l'accroissement de la capacité PV. Djelfa, Ghardaïa et Tamanrasset ont un IRR supérieur au taux d'actualisation fixe pour les systèmes PV installés d'une capacité supérieure à 5 kWc. Pour le paramètre PI, les bénéfices augmentent à mesure que le surplus de production PV augmente, même si aucune des villes ne parvient à doubler l'investissement pour les différentes capacités PV proposées. Au-delà de 6 kWc, l'augmentation de la capacité PV installée a un faible impact sur les indicateurs économiques en raison d'un investissement initial très élevé et d'un prix de vente de l'électricité solaire inadapte estimé à 0,1 €/kWh pour les systèmes PV/batterie/réseau. La capacité PV requise pour un système PV/batterie/réseau est de 6 KWp pour toutes les villes.

IV.4.4 Synthèse des résultats et politiques énergétiques

Malgré le vaste potentiel solaire du pays et l'objectif du gouvernement algérien de réduire la dépendance du pays aux combustibles fossiles pour la production d'électricité, l'utilisation de l'énergie solaire reste limitée. Le cadre législatif et réglementaire pour la production d'électricité à partir de systèmes photovoltaïques résidentiels sur les toits n'a pas encore été établi jusqu'ici. C'est pour évaluer la faisabilité des systèmes PV connecté au réseau dans le secteur résidentiel que cette étude technico-économique complète de la faisabilité des systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau pour les bâtiments résidentiels en Algérie a été réalisée. Deux configurations solaires photovoltaïques, PV/réseau et PV/batterie/réseau, pour les quatre zones climatiques représentatives du climat algérien ont été considérées. Cette étude se veut être une aide à la décision en fournissant aux autorités des informations pertinentes quant aux conditions et la hauteur de la rentabilité des investissements dans des systèmes PV connectés au réseau avec ou sans batteries dans le secteur résidentiel en Algérie. La faisabilité technico-économique, menée pour le cas d'un système PV, installé sur le toit d'une habitation, de 3 kWc connecté au réseau dans les quatre régions climatiques, a été évaluée à l'aide du logiciel HOMER. L'analyse technique a été réalisée sur la base de deux indicateurs de performance, à savoir le taux d'autoconsommation et le degré d'autosuffisance. Tandis que pour l'analyse économique, quatre indicateurs économiques ont été examinés, à savoir, la NPV, le DPBP, l'IRR et le PI.

D'un point de vue technique, il a été démontré que les systèmes PV/batterie/réseau présentent les meilleures performances énergétiques. L'utilisation de la batterie augmente considérablement les taux d'autoconsommation et le degré d'autosuffisance d'environ 50 %, tandis que l'échange d'énergie avec le réseau est réduit d'environ 70 %, ce qui rend le système PV/batterie/réseau dans son ensemble techniquement attractif.

Concernant les indicateurs économiques, ils révèlent que la configuration PV /réseau avec une capacité nominale de 3 kWc est réalisable dans toutes les villes considérées sans soutien financier, même si le tarif FiT établi pour les installations PV supérieures à 1MW est appliqué. Pour les systèmes PV/batterie/réseau qui ne sont pas viables en raison des coûts élevés des batteries. Une analyse de sensibilité au coût des batteries, au taux de FiT et au potentiel solaire a montré qu'une subvention de 40 % pour le coût des batteries rend l'investissement dans les systèmes de PV/batterie/réseau viable dans les différentes villes, principalement dans la partie Sud du pays, même si le FiT appliqué subit une baisse de 30 %.

Les résultats montrent également que la subvention des coûts des batteries est plus efficace que le tarif FiT en termes de viabilité des systèmes PV/batterie/réseau. Il est recommandé, ainsi, de mettre en place une politique de subvention pour l'installation de systèmes PV avec stockage afin d'inciter les propriétaires à investir dans des systèmes solaires. La valeur de la subvention peut être récupérée en augmentant le taux de FiT, en tenant compte des différences régionales de rayonnement solaire.

En raison de la petite superficie disponible sur les toits pour la plupart des maisons, l'analyse a été réalisée sur des systèmes PV de 3 kWc dans chaque ville. Pour les propriétaires qui auraient plus d'espace, il a été démontré que l'augmentation de la capacité PV améliore considérablement la faisabilité économique des systèmes PV/réseau et PV/batterie/ réseau. Pour la configuration PV/réseau, les capacités PV recommandées pour le champ PV sont de 5 kWc pour le Nord et les Hauts Plateaux et de 6 kWc pour la partie Sud du pays. Dans le cas de la configuration PV/batterie/ réseau, une augmentation de la puissance PV installée allant jusqu'à 6 kWp a un effet positif sur leur efficacité économique et ce pour toutes les villes considérées.

En résumé, (i) différents tarifs FiT doivent être fixés pour différentes configurations de systèmes PV et pour différentes régions climatiques en Algérie. (ii) Pour encourager l'adoption des systèmes de PV/batterie/ réseau dans le secteur résidentiel, les décideurs politiques devraient envisager de subventionner le coût des batteries afin qu'ils puissent offrir aux propriétaires les mêmes avantages financiers que les systèmes de PV/réseau. (iii) Une campagne nationale de sensibilisation sur les avantages de l'installation de systèmes solaires résidentiels à savoir la conservation des ressources naturelles un mode de production d'électricité plus propre, une réduction des émissions de polluants, et un système d'énergie résilient compatible avec les aspirations de développement durable du pays.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, une évaluation technico-économique des systèmes photovoltaïques résidentiels connectés au réseau dans quatre zones climatiques en Algérie a été présentée. Cette étude a été réalisée en utilisant le logiciel HOMER pour examiner deux configurations de systèmes photovoltaïques différentes : PV/réseau et PV/batterie/ réseau.

Du côté des consommateurs, les systèmes de PV/réseau sont les plus rentables en termes de retour sur investissement et de réalisation de bénéfices de la vente de la production excédentaire, en particulier dans les zones à rayonnement solaire plus élevé. Dans les régions à potentiel solaire moyen, comme le nord du pays où 78 % de la population totale de l'Algérie est concentrée, des incitations financières et l'introduction d'une loi FiT pour les utilisateurs résidentiels pourraient conduire à un déploiement accru des systèmes de PV/batterie/ réseau, ce qui offrira une solution efficace en termes de réduction des pics de consommation notamment pendant la saison estivale.

Sur la base des résultats obtenus, il apparaît clairement que pour encourager l'adoption de systèmes photovoltaïques résidentiels connectés au réseau en Algérie ils est conseillé d'envisager des incitations financières ainsi qu'un programme FiT adapté tenant compte, à la fois, du type de configuration du système PV à installer mais aussi de la région climatique où il sera implanter. Ces deux subventions permettront aux propriétaires de ces installations PV de réduire la période de récupération de leurs investissements par les gains qu'ils engrangeront en vendant l'électricité qu'ils auraient injectée dans le réseau.

Les conclusions de cette étude pourraient être utilisées pour élaborer des politiques qui permettront un déploiement réussi des systèmes photovoltaïques à petite échelle dans le secteur résidentiel en Algérie, ce qui réduirait, la demande d'énergie du secteur résidentiel sur le réseau ainsi que ses rejets de GES tout en contribuant à atteindre l'objectif des 27 % de la production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030.

Conclusion Générale

Au cours des dernières décennies, la demande d'électricité dans le monde n'a cessé d'augmenter et cela devrait se poursuivre dans les années à venir. Pour satisfaire les besoins en énergie, la tendance est à une production décentralisée pour laquelle les sources d'énergies renouvelables sont bien adaptées. Ce sont les installations solaires photovoltaïques qui d'année en année affichent les chiffres les plus élevés en terme de capacité installée par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables. Par ailleurs, Il est à remarquer une croissance appréciable, d'environ 30%, des installations PV de petites tailles notamment portée par le secteur résidentiel pour lequel l'IAE dénombre environ 25 millions de toits solaires en 2022 et les prévisions montrent que ce nombre atteindra environ 150 millions à l'horizon 2030. Ces installations individuelles contribuent au maintien de la stabilité et de la sécurité des réseaux électriques en répartissant la production sur une multitude de points d'accès.

Les travaux présentés dans le cadre de cette thèse ont été menés dans l'objectif d'étudier l'intégration de l'énergie photovoltaïque au sein du secteur résidentiel en Algérie. La démarche adoptée s'appuie sur l'exploration de trois pistes principales à savoir :

- Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques connectés au réseau tout en évaluant l'apport du stockage pour la satisfaction des besoins-énergétiques des habitations,
- La mise en place d'une gestion d'énergie favorisant l'autonomie énergétique des habitations.
- L'évaluation de la viabilité économique des systèmes photovoltaïques résidentiels dans le contexte Algérien.

La première partie du travail a été consacrée au dimensionnement des installations en faisant appel à des modèles mathématiques des différents composants d'un système photovoltaïque connectés au réseau avec un banc de batteries. Ces modèles ont été expérimentalement validés et conçus de sorte à être, à la fois, suffisamment précis et relativement simples, pour permettre une approche d'optimisation.

Par ailleurs, comme le dimensionnement d'un système photovoltaïque repose habituellement aussi sur des considérations économiques, deux critères importants ont été considérés à savoir

le coût d'investissement initial sur le cycle de vie et la satisfaction de la demande en énergie. Ces deux critères dépendent des coûts élémentaires des différents éléments du système ainsi que du profil de charge des habitations.

Dans une deuxième étape une stratégie de gestion de l'énergie pour les systèmes photovoltaïques basée sur des scénarios prédéfinis a été proposée. A ce titre, un algorithme a été développé qui détermine la stratégie de gestion optimale à adopter conformément à un critère de performance énergétique favorisant la consommation de la production photovoltaïque. L'avantage de cette stratégie de gestion réside dans le fait qu'elle fonctionne en temps réel sans avoir recours à des données prévisionnelles. Une approche analytique a été menée pour évaluer la faisabilité technique des systèmes photovoltaïques résidentiels en termes d'autoconsommation, d'autosuffisance et d'indépendance du réseau électrique. L'analyse inclut également l'évaluation de l'impact des profils de consommation et de production journaliers sur les critères de performances sélectionnés. L'importance significative de la gestion de la demande dans l'amélioration des performances énergétiques des systèmes photovoltaïques a pu aussi être observée. En effet, la gestion de la demande permet une meilleure corrélation entre la consommation et la production, et de ce fait réduit le recours au réseau électrique conventionnel.

Enfin, l'aspect économique des systèmes photovoltaïques résidentiels, s'est révélé être l'élément essentiel pour leur viabilité. L'étude économique a permis à travers l'évaluation des coûts initiaux, des économies potentielles sur le long terme, des incitations fiscales et des subventions d'identifier quels sont les leviers financiers qui peuvent encourager les particuliers à investir dans l'énergie solaire favorisant ainsi le déploiement et l'utilisation plus large des systèmes photovoltaïques dans le domaine de l'habitat en Algérie.

Au terme de cette thèse, nous disposons d'un outil d'aide à la décision pour l'installation des systèmes photovoltaïques dans le secteur résidentiel.

Les travaux présentés dans le cadre de cette thèse ont certes permis d'apporter des contributions significatives en révélant les facteurs concourant à la facilitation de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le secteur résidentiel en Algérie. Il demeure, cependant, important de noter que cette étude pourrait être enrichie et approfondie en inscrivant comme perspectives d'aborder les aspects suivants :

- Le développement d'un modèle de dimensionnement, qui pourrait prendre en charge des configurations d'installation au sein d'un système plus large tels qu'un micro-réseau multi-sources/ multi-charges, un regroupement de maisons, un village ou une ville.
- L'intégration de l'écrêtage des pointes dans la stratégie de gestion d'énergie. Cela permettrait de prendre en compte non seulement des critères énergétiques, mais également des critères économiques dans les cas où le tarif de l'électricité est variable. De plus, il serait pertinent d'inclure des critères environnementaux en considérant la réduction des émissions de CO₂, afin de promouvoir une approche plus écologique dans la gestion de l'énergie.
- L'utilisation de modèles de prédiction de la consommation et de la production photovoltaïque journalière permettrait d'optimiser la gestion des charges. En améliorant la précision des prévisions tout au long de la journée, il serait possible d'ajuster de manière plus efficace la consommation électrique en fonction de la production photovoltaïque réelle.
- L'analyse des mécanismes tarifaires existants, tels que la facturation "Net Metering" et leur impact sur les critères économiques. Cette étude examinerait la mise en œuvre de ces mécanismes dans divers contextes du pays et évaluerait les avantages économiques qu'ils procureraient aux consommateurs, aux fournisseurs d'énergie et au réseau électrique.

Bibliographies

- [1] M. de L. et des Mines, “Bilan énergétique National,” pp. 1–23, 2022.
- [2] A. Hadj Arab, B. Ait Driss, R. Amimeur, and E. Lorenzo, “Photovoltaic systems sizing for Algeria,” *Sol. Energy*, vol. 54, no. 2, pp. 99–104, 1995, doi: 10.1016/0038-092X(94)00091-Q.
- [3] BP, “BP Statistical Review of World Energy 2022,(71st edition),” *Bp*, pp. 1–60, 2022, [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- [4] Cédric Philibert, “Regard international sur les mix énergétiques et le développement des énergies renouvelables,” 2023.
- [5] IEA(a), “Key World Energy Statistics 2021 – Statistics Report,” *IEA Publ.*, pp. 1–82, 2021.
- [6] IEA(b), “Global Energy Review : CO2 Emissions in 2021 Global emissions rebound sharply to highest ever level INTERNATIONAL ENERGY,” 2021.
- [7] GIEC, “Synthesis report - Summary for Policymakers.,” *An Assess. Intergov. Panel Clim. Chang.*, vol. 335, no. 7633, p. 1318, 2022.
- [8] J. Ersoy, Sibel Raquel, Terrapon-pfaff, “LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DE L’ALGÉRIE, Développement d’un modèle de phases pour une transformation durable,” 2021.
- [9] Société Nationale de l’Électricité et du Gaz, “Nouveau record de consommation électrique,” 2021.
- [10] M. Bouznit, “Measures to Promote Renewable Energy for Electricity Generation in Algeria,” vol. 21, pp. 1–17, 2020.
- [11] S. Arabia, I. C. E. Brent, N. Wti, and D. Brent, “Oil Market Report, 13 June 2018,” no.

June 2018, 2019.

- [12] Europ Commi, “Paris Agreement,” 2016. https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en
- [13] C. Bouchard, “Transition énergétique : contexte, enjeux et possibilités, Vertigo - la revue électronique en sciences de l’environnement,” pp. 1–9, 2014, [Online]. Available: <https://journals.openedition.org/vertigo/15975>
- [14] T. Hammiche, “Rives méditerranéennes La transition énergétique en,” pp. 1–13, 2015, [Online]. Available: <https://doi.org/10.4000/rives.4918>
- [15] b IRENA, “Renewable Capacity Highlights,” *Irena*, no. April, p. 11 April, 2021.
- [16] b IRENA, *Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*, vol. November. 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf
- [17] S. Philipps and W. Warmuth, “PV report - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH,” *Fraunhofer ISE*, no. February, p. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/stud>, 2022, [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- [18] 2020 Cerefe©, “Transition Energétique en Algérie,” p. 104, 2020.
- [19] M. D. L. E. DES MINES, “PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES,” 2015. <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>
- [20] P. Ministre, “Transition Energétique en Algérie Edition 2020,” 2020.
- [21] E. Profile, “COUNTRY INDICATORS AND SDGS,” pp. 3–6.
- [22] C. E. SOLAIRE, “UNE FEUILLE DE ROUTE POUR ACCOMPAGNER LE PROGRAMME DU GOUVERNEMENT,” 2020. <http://www.clustersolaire-algeria.com/cluster-energie-solaire-une-feuille-de-route-pour-accompagner-le-programme-du-gouvernement/>
- [23] D. Cho and J. Valenzuela, “Optimization of residential off-grid PV-battery systems,” *Sol. Energy*, vol. 208, no. May, pp. 766–777, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.023.

- [24] IEA(c), “Global Energy and Climate Model,” p. 129 p., 2022.
- [25] M. González-Torres, L. Pérez-Lombard, J. F. Coronel, I. R. Maestre, and D. Yan, “A review on buildings energy information: Trends, end-uses, fuels and drivers,” *Energy Reports*, vol. 8, no. December 2021, pp. 626–637, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2021.11.280.
- [26] A. Levesque, R. C. Pietzcker, and G. Luderer, “Halving energy demand from buildings: The impact of low consumption practices,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 146, no. July 2018, pp. 253–266, 2019, doi: 10.1016/j.techfore.2019.04.025.
- [27] IEA, “World Energy Balances,” 2021. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>
- [28] G. Mavromatidis, K. Orehounig, P. Richner, and J. Carmeliet, “A strategy for reducing CO2 emissions from buildings with the Kaya identity - A Swiss energy system analysis and a case study,” *Energy Policy*, vol. 88, pp. 343–354, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.10.037.
- [29] O. N. des Statistiques, “Dépenses de consommation des ménages,” 2019, [Online]. Available: <https://www.ons.dz/spip.php?rubrique200>
- [30] C. Economy, “Algérie, Consommation d’électricité,” 2020, [Online]. Available: <https://fr.countryeconomy.com/energie-et-environnement/electricite-consommation/algerie>
- [31] Agence National pour la Promotion et la Rationalisation de l’Utilisation de l’Energie, “Consommation énergétique final de l’Algérie,” *Chiffres Clés*, 2019.
- [32] T. Couture and Y. Gagnon, “An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 2, pp. 955–965, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2009.10.047.
- [33] X. Su, B. Sun, and Y. Liu, “Selection of cost-effective investment and output subsidies for eco-friendly products,” *J. Clean. Prod.*, vol. 286, no. xxxx, p. 124985, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124985.
- [34] M. H. Eerma *et al.*, “The potential of behavioral changes to achieve a fully renewable energy system - A case study for Germany,” *Renew. Sustain. Energy Transit.*, vol. 2, no. July, p. 100028, 2022, doi: 10.1016/j.rset.2022.100028.

- [35] M. S. Berlin, “Voller Energie zur solaren Stadt : Infobroschüre zum Masterplan Solarcity Berlin Inhaltsverzeichnis,” 2021.
- [36] PWC, “Perspectives de l’autoconsommation collective, vue pas le prisme allemand,” *Tend. la Transit. énergétique*, vol. 2, p. 8, 2018.
- [37] L. E. Moins, “Ministère de la Transition écologique. Plan d’actions pour accélérer le développement du photovoltaïque,” 2021.
- [38] IEA(d), “Greece 2023 Energy Policy Review,” 2023.
- [39] U. M. D. E. C. D. E. Los, “Summary of the Commission assessment of the draft National Energy and Climate Plan 2021-2030,” no. 2018, pp. 2020–2022, 2018.
- [40] F. Birol, “Spain 2021 - Energy Policy Review, IEA,” *Int. Energy Agency*, 2021.
- [41] IEA(c), “United Kingdom 2019 review,” *Energy Policies IEA Ctries.*, vol. II, pp. 1–6, 2019, [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review%0Ahttp://eeas.europa.eu/delegations/china/eu_china/re
- [42] J. Becker, “Joint Research Centre, Annual Report,” *Nature*, vol. 296, no. 5855, p. 283, 2021, doi: 10.1038/296283c0.
- [43] L. C. Stokes and C. Warshaw, “Renewable energy policy design and framing influence public support in the United States,” *Nat. Energy*, vol. 2, no. 8, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1038/NENERGY.2017.107.
- [44] K. L. Phillips, D. W. Hine, and W. J. Phillips, “How projected electricity price and personal values influence support for a 50% renewable energy target in Australia,” *Energy Policy*, vol. 129, no. July 2018, pp. 853–860, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.02.064.
- [45] IEA(d), “Japan 2021 Energy Policy Review,” *Iea*, pp. 17–27, 2021.
- [46] X. Honghua, W. Sicheng, and L. Fang, “National Survey Report of PV Power Applications in China,” no. August, pp. 1–24, 2020.
- [47] H. R. Gavali and R. V. Ralegaonkar, “Design of eco-efficient housing with sustainable alkali-activated bricks,” *J. Clean. Prod.*, vol. 254, p. 120061, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120061.

- [48] T. Vermeulen, C. Knopf-Lenoir, P. Villon, and B. Beckers, “Urban layout optimization framework to maximize direct solar irradiation,” *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 51, pp. 1–12, 2015, doi: 10.1016/j.compenvurbsys.2015.01.001.
- [49] S. Wi, S. Yang, B. Yeol Yun, and S. Kim, “Exterior insulation finishing system using cementitious plaster/microencapsulated phase change material for improving the building thermal storage performance,” *Constr. Build. Mater.*, vol. 299, p. 123932, 2021, doi: 10.1016/j.conbuildmat.2021.123932.
- [50] X. X. Li, K. L. Huang, G. H. Feng, W. Y. Li, and J. X. Wei, “Night ventilation scheme optimization for an Ultra-low energy consumption building in Shenyang, China,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 8426–8436, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.06.059.
- [51] C. Carpino, G. Fajilla, A. Gaudio, D. Mora, and M. De Simone, “Application of survey on energy consumption and occupancy in residential buildings. An experience in Southern Italy,” *Energy Procedia*, vol. 148, pp. 1082–1089, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.08.051.
- [52] B. Li, R. Zhao, J. Lu, K. Xin, J. Huang, and G. Lin, “Energy management method for microgrids based on improved Stackelberg game real-time pricing model,” vol. 9, pp. 1247–1257, 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.05.102.
- [53] J. B. Bouvenot, B. Latour, B. Flament, and M. Siroux, “High resolution stochastic generator of European household specific electricity demand load curves for decentralized power self-production applications,” *Energy Build.*, vol. 229, p. 110480, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110480.
- [54] J. Moshövel *et al.*, “Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 567–575, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.07.021.
- [55] A. M. Jasim, B. H. Jasim, A. Flah, V. Bolshev, and L. Mihet-Popa, “A new optimized demand management system for smart grid-based residential buildings adopting renewable and storage energies,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 4018–4035, 2023, doi: 10.1016/j.egy.2023.03.038.
- [56] G. Aniello, H. Shamon, and W. Kuckshinrichs, “Micro-economic assessment of residential PV and battery systems : The underrated role of financial and fiscal aspects,” *Appl. Energy*, vol. 281, no. August 2020, p. 115667, 2021, doi:

- 10.1016/j.apenergy.2020.115667.
- [57] E. Garabitos Lara and F. Santos García, “Review on viability and implementation of residential PV-battery systems: Considering the case of Dominican Republic,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8868–8899, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.11.208.
- [58] H. Tazvinga, B. Zhu, and X. Xia, “Optimal power flow management for distributed energy resources with batteries,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 102, pp. 104–110, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.01.015.
- [59] (International Energy Agency) IEA, “Steering Electricity Markets Towards a Rapid Decarbonisation,” *Steer. Electr. Mark. Towar. a Rapid Decarbonisation*, 2022, doi: 10.1787/d2f0068c-en.
- [60] M. Bolinger, D. Millstein, W. Gorman, P. Dobson, and S. Jeong, “Mind the gap: Comparing the net value of geothermal, wind, solar, and solar+storage in the Western United States,” *Renew. Energy*, vol. 205, no. August 2022, pp. 999–1009, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.02.023.
- [61] P. Li, “Annual Report 2022,” *AIMS Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 135–139, 2023, doi: 10.3934/energy.2023007.
- [62] J. Koskela, A. Rautiainen, and P. Järventausta, “Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization,” *Appl. Energy*, vol. 239, no. October 2018, pp. 1175–1189, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.021.
- [63] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, “A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 430–448, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.05.011.
- [64] Z. Fang *et al.*, “Investigation into optimal control of terminal unit of air conditioning system for reducing energy consumption,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 177, no. May, p. 115499, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115499.
- [65] E. Biyik and A. Kahraman, “A predictive control strategy for optimal management of peak load, thermal comfort, energy storage and renewables in multi-zone buildings,” *J. Build. Eng.*, vol. 25, no. January, p. 100826, 2019, doi: 10.1016/j.jobe.2019.100826.
- [66] U. Amin, M. J. Hossain, and E. Fernandez, “Optimal price based control of HVAC

- systems in multizone office buildings for demand response,” *J. Clean. Prod.*, vol. 270, p. 122059, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122059.
- [67] M. S. H. Nizami, M. J. Hossain, and E. Fernandez, “Multiagent-Based Transactive Energy Management Systems for Residential Buildings with Distributed Energy Resources,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 16, no. 3, pp. 1836–1847, 2020, doi: 10.1109/TII.2019.2932109.
- [68] C. Sun, F. Sun, and S. J. Moura, “Nonlinear predictive energy management of residential buildings with photovoltaics & batteries,” *J. Power Sources*, vol. 325, pp. 723–731, 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.06.076.
- [69] A. Kolahan, S. R. Maadi, Z. Teymouri, and C. Schenone, “Blockchain-based solution for energy demand-side management of residential buildings,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 75, p. 103316, 2021, doi: 10.1016/j.scs.2021.103316.
- [70] A. Ahmad *et al.*, “An optimized home energy management system with integrated renewable energy and storage resources,” *Energies*, vol. 10, no. 4, pp. 1–35, 2017, doi: 10.3390/en10040549.
- [71] Y. LI and F. NEJABATKHAH, “Overview of control, integration and energy management of microgrids,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 212–222, 2014, doi: 10.1007/s40565-014-0063-1.
- [72] B. Mahapatra and A. Nayyar, “Home energy management system (HEMS): concept, architecture, infrastructure, challenges and energy management schemes,” *Energy Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 643–669, 2022, doi: 10.1007/s12667-019-00364-w.
- [73] M. Missoum, A. Hamidat, K. Imessad, S. Bensalem, and A. Khoudja, “Impact of a grid-connected PV system application in a bioclimatic house toward the zero energy status in the north of Algeria,” *Energy Build.*, vol. 128, pp. 370–383, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.07.005.
- [74] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, and G. J. Ríos-Moreno, “Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 4, pp. 1077–1088, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2011.10.016.
- [75] J. Li, “Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia,” *Renew. Energy*, vol. 136, pp. 1245–1254, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.099.

- [76] A. Hassan, Y. M. Al-Abdeli, M. Masek, and O. Bass, "Optimal sizing and energy scheduling of grid-supplemented solar PV systems with battery storage: Sensitivity of reliability and financial constraints," *Energy*, vol. 238, p. 121780, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121780.
- [77] A. Youssef, M. El-Telbany, and A. Zekry, "The role of artificial intelligence in photovoltaic systems design and control: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. February, pp. 72–79, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.046.
- [78] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [79] M. J. Keevers and M. A. Green, "Efficiency improvements of silicon solar cells by the impurity photovoltaic effect," *J. Appl. Phys.*, vol. 75, no. 8, pp. 4022–4031, 1994, doi: 10.1063/1.356025.
- [80] G. Gordillo, "Photoluminescence and photoconductivity studies on $Zn_xCd_{1-x}S$ thin films," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 25, no. 1–2, pp. 41–49, 1992, doi: 10.1016/0927-0248(92)90015-H.
- [81] S. Hegedus, *Photovoltaic Science*. 2003.
- [82] energieplus, "Caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques," 2023. <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/>
- [83] Ö. F. Tozlu and H. Çalık, "A Review and Classification of Most Used MPPT Algorithms for Photovoltaic Systems," *Hittite J. Sci. Eng.*, vol. 8, no. 3, pp. 207–220, 2021, doi: 10.17350/hjse19030000231.
- [84] P. Soulatiantork, L. Cristaldi, M. Faifer, C. Laurano, R. Ottoboni, and S. Toscani, "A tool for performance evaluation of MPPT algorithms for photovoltaic systems," *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 128, pp. 537–544, 2018, doi: 10.1016/j.measurement.2018.07.005.
- [85] R. Abbassi, A. Abbassi, M. Jemli, and S. Chebbi, "Identification of unknown parameters of solar cell models: A comprehensive overview of available approaches," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. February, pp. 453–474, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.011.

- [86] A. Laudani, F. Riganti Fulginei, and A. Salvini, "Identification of the one-diode model for photovoltaic modules from datasheet values," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 432–446, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.07.024.
- [87] A. Askarzadeh and A. Rezazadeh, "Parameter identification for solar cell models using harmony search-based algorithms," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 11, pp. 3241–3249, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.08.018.
- [88] J. C. Ranuárez, A. Ortiz-Conde, and F. J. García Sánchez, "A new method to extract diode parameters under the presence of parasitic series and shunt resistance," *Microelectron. Reliab.*, vol. 40, no. 2, pp. 355–358, 2000, doi: 10.1016/s0026-2714(99)00232-2.
- [89] T. Kiuru, J. Mallat, A. V. Räsänen, and T. Närhi, "Schottky diode series resistance and thermal resistance extraction from S-parameter and temperature controlled I-V measurements," *IEEE Trans. Microw. Theory Tech.*, vol. 59, no. 8, pp. 2108–2116, 2011, doi: 10.1109/TMTT.2011.2146268.
- [90] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [91] JP Dedieu, *Points fixes, zéros et la méthode de Newton*. 2006.
- [92] "Module photovoltaïque Polycristallin 200 Wc," p. 2010, 2010.
- [93] SMA, "Sunny Boy 3000TL / 4000TL / 5000TL," p. 4, 2012, [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/5692/SB5000TL-DDE112440W.pdf>
- [94] J. Tian, R. Xiong, and W. Shen, "A review on state of health estimation for lithium ion batteries in photovoltaic systems," *eTransportation*, vol. 2, p. 100028, 2019, doi: 10.1016/j.etrans.2019.100028.
- [95] G. E. Blomgren, "The Development and Future of Lithium Ion Batteries," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 164, no. 1, pp. A5019–A5025, 2017, doi: 10.1149/2.0251701jes.
- [96] B. B. McKeon, J. Furukawa, and S. Fenstermacher, "Advanced lead-acid batteries and the development of grid-scale energy storage systems," *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 951–963, 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2316823.

- [97] J. M. Lujano-Rojas, R. Dufo-López, J. L. Atencio-Guerra, E. M. G. Rodrigues, J. L. Bernal-Agustín, and J. P. S. Catalão, “Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids,” *Appl. Energy*, vol. 179, pp. 590–600, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.07.018.
- [98] O. Gergaud and O. Gergaud, “Modélisation énergétique et optimisation économique d ’ un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur To cite this version : HAL Id : tel-00439079 de l ’ ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE de CACHAN Spécialité : Éle,” 2009.
- [99] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, and J. L. Bernal-Agustín, “Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems,” *Appl. Energy*, vol. 115, pp. 242–253, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.11.021.
- [100] J. B. Copetti, E. Lorenzo, and F. Chenlo, “A general battery model for PV system simulation,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 1, no. 4, pp. 283–292, 1993, doi: 10.1002/pip.4670010405.
- [101] C. M. Shepherd, “Design of Primary and Secondary Cells,” *J. Electrochem. Soc.*, vol. 112, no. 7, p. 657, 1965, doi: 10.1149/1.2423659.
- [102] A. Degla, M. Chikh, A. Chouder, F. Bouchafaa, and A. Taallah, “Update battery model for photovoltaic application based on comparative analysis and parameter identification of lead–acid battery models behaviour,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 4, pp. 484–493, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0409.
- [103] Y. Sawle, S. C. Gupta, and A. K. Bohre, “PV-wind hybrid system: A review with case study,” *Cogent Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–31, 2016, doi: 10.1080/23311916.2016.1189305.
- [104] S. Sinha and S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192–205, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.035.
- [105] N. Ramchandran, R. Pai, and A. K. S. Parihar, “Feasibility assessment of Anchor-Business-Community model for off-grid rural electrification in India,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 197–209, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.05.036.
- [106] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, and M. R. Haghifam, “Optimal planning of hybrid

- renewable energy systems using HOMER: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 609–620, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.039.
- [107] C. Li, D. Zhou, and Y. Zheng, “Techno-economic comparative study of grid-connected PV power systems in five climate zones, China,” *Energy*, vol. 165, pp. 1352–1369, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.062.
- [108] T. Wang, H. Kamath, and S. Willard, “Control and optimization of grid-tied photovoltaic storage systems using model predictive control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1010–1017, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2292525.
- [109] Y. Yao and D. K. Shekhar, “State of the art review on model predictive control (MPC) in Heating Ventilation and Air-conditioning (HVAC) field,” *Build. Environ.*, vol. 200, no. February, p. 107952, 2021, doi: 10.1016/j.buildenv.2021.107952.
- [110] S. Mahendra, P. Stephane, and W. Frederic, “Modeling for reactive building energy management,” *Energy Procedia*, vol. 83, pp. 207–215, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.175.
- [111] M. W. Khan, J. Wang, M. Ma, L. Xiong, P. Li, and F. Wu, “Optimal energy management and control aspects of distributed microgrid using multi-agent systems,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 44, pp. 855–870, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2018.11.009.
- [112] J. Aguilar, A. Garces-Jimenez, M. D. R-Moreno, and R. García, “A systematic literature review on the use of artificial intelligence in energy self-management in smart buildings,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 151, no. May, p. 111530, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111530.
- [113] L. Mellouk, M. Ghazi, A. Aaroud, M. Boulmalf, D. Benhaddou, and K. Zine-Dine, “Design and energy management optimization for hybrid renewable energy system-case study: Laayoune region,” *Renew. Energy*, vol. 139, no. 2019, pp. 621–634, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.066.
- [114] M. B. Sigalo, A. C. Pillai, S. Das, and M. Abusara, “An energy management system for the control of battery storage in a grid-connected microgrid using mixed integer linear programming,” *Energies*, vol. 14, no. 19, 2021, doi: 10.3390/en14196212.
- [115] C. X. Dou, X. G. An, and D. Yue, “Multi-agent System Based Energy Management Strategies for Microgrid by using Renewable Energy Source and Load Forecasting,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 44, no. 18, pp. 2059–2072, 2016, doi:

10.1080/15325008.2016.1210699.

- [116] F. Alrashed and M. Asif, “Prospects of renewable energy to promote zero-energy residential buildings in the KSA,” *Energy Procedia*, vol. 18, pp. 1096–1105, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.05.124.
- [117] H. Karunathilake, P. Perera, R. Ruparathna, K. Hewage, and R. Sadiq, “Renewable energy integration into community energy systems: A case study of new urban residential development,” *J. Clean. Prod.*, vol. 173, pp. 292–307, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.10.067.
- [118] S. Development *et al.*, “Sustainable development using renewable energy technology,” vol. 146, pp. 2430–2437, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.094.
- [119] D. M. Mahmud, “Grid-connected microgrid : design and feasibility analysis for a local community in Bangladesh,” no. April, pp. 447–459, 2022.
- [120] K. j. Baek K., Ko W., “Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources Commitment Contract,” *Energies*, 2019.
- [121] L. Tronchin, M. Manfren, and B. Nastasi, “Energy efficiency, demand side management and energy storage technologies – A critical analysis of possible paths of integration in the built environment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 95, no. June, pp. 341–353, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.060.
- [122] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [123] F. Ben Abdelaziz, R. Saadaoui, and M. Masmoudi, “Single criterion vs. multi-criteria optimal stopping methods for portfolio management,” *J. Oper. Res. Soc.*, vol. 69, no. 10, pp. 1557–1567, 2018, doi: 10.1080/01605682.2018.1441638.
- [124] H. Lim and W. Su, “Hierarchical Energy Management for Power-Split Plug-In HEVs Using Distance-Based Optimized Speed and SOC Profiles,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 67, no. 10, pp. 9312–9323, 2018, doi: 10.1109/TVT.2018.2862945.
- [125] C. J. Mansour, “Trip-based optimization methodology for a rule-based energy management strategy using a global optimization routine: The case of the Prius plug-in hybrid electric vehicle,” *Proc. Inst. Mech. Eng. Part D J. Automob. Eng.*, vol. 230, no.

- 11, pp. 1529–1545, 2016, doi: 10.1177/0954407015616272.
- [126] K. K. Matrawy, A. F. Mahrous, and M. S. Youssef, “Energy management and parametric optimization of an integrated PV solar house,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 96, pp. 377–383, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.088.
- [127] C. Z. El-Bayeh, K. Alzaareer, B. Brahmi, M. Zellagui, and U. Eicker, “An original multi-criteria decision-making algorithm for solar panels selection in buildings,” *Energy*, vol. 217, p. 119396, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119396.
- [128] H. X. Li, P. Horan, M. B. Luther, and T. M. F. Ahmed, “Informed decision making of battery storage for solar-PV homes using smart meter data,” *Energy Build.*, vol. 198, pp. 491–502, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.06.036.
- [129] D. Mariano-Hernández, L. Hernández-Callejo, A. Zorita-Lamadrid, O. Duque-Pérez, and F. Santos García, “A review of strategies for building energy management system: Model predictive control, demand side management, optimization, and fault detect & diagnosis,” *J. Build. Eng.*, vol. 33, no. July 2020, 2021, doi: 10.1016/j.jobbe.2020.101692.
- [130] F. Hafiz, M. A. Awal, A. R. De Queiroz, and I. Husain, “Real-Time Stochastic Optimization of Energy Storage Management Using Deep Learning-Based Forecasts for Residential PV Applications,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 56, no. 3, pp. 2216–2226, 2020, doi: 10.1109/TIA.2020.2968534.
- [131] R. Ma, H. Cai, Q. Ji, and P. Zhai, “The impact of feed-in tariff degression on R&D investment in renewable energy: The case of the solar PV industry,” *Energy Policy*, vol. 151, no. July 2020, p. 112209, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112209.
- [132] O. A. Al-Shahri *et al.*, “Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review,” *J. Clean. Prod.*, vol. 284, p. 125465, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125465.
- [133] S. N. Vodapally and M. H. Ali, “A Comprehensive Review of Solar Photovoltaic (PV) Technologies, Architecture, and Its Applications to Improved Efficiency,” *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 319, 2022, doi: 10.3390/en16010319.
- [134] M. Behrangrad, “A review of demand side management business models in the electricity market,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 270–283, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.033.

- [135] W. Huang, N. Zhang, C. Kang, M. Li, and M. Huo, "From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, 2019, doi: 10.1186/s41601-019-0126-4.
- [136] N. Good, K. A. Ellis, and P. Mancarella, "Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. January, pp. 57–72, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.043.
- [137] G. M. Kaci, "Energy Management System With Demand Response for Solar Home," *J. Mech. Contin. Math. Sci.*, vol. spl9, no. 1, 2020, doi: 10.26782/jmcms.spl.9/2020.05.00028.
- [138] M. Lee, T. Hong, C. Koo, and C. J. Kim, "A break-even analysis and impact analysis of residential solar photovoltaic systems considering state solar incentives," *Technol. Econ. Dev. Econ.*, vol. 24, no. 2, pp. 358–382, 2018, doi: 10.3846/20294913.2016.1212745.
- [139] S. Rodrigues *et al.*, "Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries," *Sol. Energy*, vol. 131, pp. 81–95, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.02.019.
- [140] K. Y. Lau, N. A. Muhamad, Y. Z. Arief, C. W. Tan, and A. H. M. Yatim, "Grid-connected photovoltaic systems for Malaysia residential sector: Effects of component costs, feed-in tariffs, and carbon taxes," *Energy*, vol. 102, pp. 65–82, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.02.064.
- [141] M. Emmanuel, D. Akinyele, and R. Rayudu, "Techno-economic analysis of a 10 kWp utility interactive photovoltaic system at Maungaraki school, Wellington, New Zealand," *Energy*, vol. 120, pp. 573–583, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.11.107.
- [142] V. Tomar and G. N. Tiwari, "Techno-economic evaluation of grid connected PV system for households with feed in tariff and time of day tariff regulation in New Delhi – A sustainable approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, no. August 2015, pp. 822–835, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.263.
- [143] J. López Prol, "Regulation, profitability and diffusion of photovoltaic grid-connected systems: A comparative analysis of Germany and Spain," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. April, pp. 1170–1181, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.030.
- [144] Y. Li, W. Gao, and Y. Ruan, "Performance investigation of grid-connected residential

- PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan,” *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 514–523, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.074.
- [145] A. Sow, M. Mehrtash, D. R. Rousse, and D. Haillet, “Economic analysis of residential solar photovoltaic electricity production in Canada,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 33, no. March 2019, pp. 83–94, 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.03.003.
- [146] A. B. Esan, A. F. Agbetuyi, O. Oghorada, K. Ogbeide, A. A. Awelewa, and A. E. Afolabi, “Reliability assessments of an islanded hybrid PV-diesel-battery system for a typical rural community in Nigeria,” *Heliyon*, vol. 5, no. 5, p. e01632, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e01632.
- [147] A. C. Duman and Ö. Güler, “Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey,” *Renew. Energy*, vol. 148, no. xxxx, pp. 697–711, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.157.
- [148] E. Ayodele, S. Misra, R. Damasevicius, and R. Maskeliunas, “Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 35, no. February, pp. 89–97, 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.06.009.
- [149] C. Cristea, M. Cristea, I. Birou, and R. A. Tîrnovan, “Economic assessment of grid-connected residential solar photovoltaic systems introduced under Romania’s new regulation,” *Renew. Energy*, vol. 162, pp. 13–29, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.130.
- [150] A. Foles, L. Fialho, and M. Collares-Pereira, “Techno-economic evaluation of the Portuguese PV and energy storage residential applications,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 39, no. December 2019, p. 100686, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100686.
- [151] J. Bae, S. Lee, and H. Kim, “Comparative study on the economic feasibility of nanogrid and microgrid electrification: The case of Jeju Island, South Korea,” *Energy Environ.*, vol. 32, no. 1, pp. 168–188, 2021, doi: 10.1177/0958305X20923119.
- [152] Suparwoko and F. A. Qamar, “Techno-economic analysis of rooftop solar power plant implementation and policy on mosques: an Indonesian case study,” *Sci. Rep.*, vol. 12,

- no. 1, pp. 1–18, 2022, doi: 10.1038/s41598-022-08968-6.
- [153] R. Esplin and T. Nelson, “Redirecting solar feed in tariffs to residential battery storage: Would it be worth it?,” *Econ. Anal. Policy*, vol. 73, pp. 373–389, 2022, doi: 10.1016/j.eap.2021.12.008.
- [154] I. Laib, A. Hamidat, M. Haddadi, N. Ramzan, and A. G. Olabi, “Study and simulation of the energy performances of a grid-connected PV system supplying a residential house in north of Algeria,” *Energy*, vol. 152, pp. 445–454, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.157.
- [155] N. Sahouane *et al.*, “Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara,” *Renew. Energy*, vol. 143, pp. 1318–1330, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.05.086.
- [156] S. Bouacha *et al.*, “Performance analysis of the first photovoltaic grid-connected system in Algeria,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 57, pp. 1–11, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.04.002.
- [157] B. Bendaoud, A. Malek, L. Loukarfi, and H. Maammeur, “Conceptual study of photovoltaic power plant connected to the urban electrical network in northern Algeria,” *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.*, vol. 00, no. 00, pp. 1–20, 2020, doi: 10.1080/15567036.2020.1758852.
- [158] Commission de régulation de l’électricité et du gaz, “Tarifs d’achat garantis pour l’électricité photovoltaïque,” 2014.
<https://www.creg.dz/index.php/operateur/producteurs-de-l-electricite/%0Aenergies-renouvelbales/mecanisme-d-encouragement> 130
- [159] M. R. Yaiche, A. Bouhanik, S. M. A. Bekkouche, A. Malek, and T. Benouaz, “Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 82, pp. 114–123, 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.02.063.
- [160] V. Ramasamy *et al.*, “U . S . Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks , With Minimum Sustainable Price Analysis : Q1 2022,” no. September, 2022.
- [161] R. Rawat, S. C. Kaushik, and R. Lamba, “A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid

- connected system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1506–1519, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.228.
- [162] K. Y. Kebede, “Viability study of grid-connected solar PV system in Ethiopia,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 10, pp. 63–70, 2015, doi: 10.1016/j.seta.2015.02.003.
- [163] R. Aghamolaei, M. H. Shamsi, and J. O’Donnell, “Feasibility analysis of community-based PV systems for residential districts: A comparison of on-site centralized and distributed PV installations,” *Renew. Energy*, vol. 157, pp. 793–808, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.024.
- [164] J. L. Bernal-Agustín and R. Dufo-López, “Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 8, pp. 1107–1128, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.06.004.
- [165] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, and V. F. Pires, “Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal,” *Sol. Energy*, vol. 150, pp. 353–362, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.04.062.
- [166] B. P. Numbi and S. J. Malinga, “Optimal energy cost and economic analysis of a residential grid-interactive solar PV system- case of eThekweni municipality in South Africa,” *Appl. Energy*, vol. 186, pp. 28–45, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.048.
- [167] T. Gómez-Navarro, T. Brazzini, D. Alfonso-Solar, and C. Vargas-Salgado, “Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assessment for the city of Valencia (Spain),” *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 372–381, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.049.
- [168] S. La Monaca and L. Ryan, “Solar PV where the sun doesn’t shine: Estimating the economic impacts of support schemes for residential PV with detailed net demand profiling,” *Energy Policy*, vol. 108, no. April, pp. 731–741, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.05.052.
- [169] M. N. Akter, M. A. Mahmud, and A. M. T. Oo, “Comprehensive economic evaluations of a residential building with solar photovoltaic and battery energy storage systems: An Australian case study,” *Energy Build.*, vol. 138, pp. 332–346, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.12.065.
- [170] A. Elamim, B. Hartiti, A. Haibaoui, A. Lfakir, and P. Thevenin, “Comparative study of

- photovoltaic solar systems connected to the grid: Performance evaluation and economic analysis,” *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 333–339, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.006.
- [171] G. Buckman, J. Sibley, and M. Ward, “The large-scale feed-in tariff reverse auction scheme in the Australian Capital Territory 2012, to 2016,” *Renew. Energy*, vol. 132, pp. 176–185, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.08.011.
- [172] N. Huang, W. Wang, G. Cai, J. Qi, and Y. Jiang, “Economic analysis of household photovoltaic and reused-battery energy storage systems based on solar-load deep scenario generation under multi-tariff policies of China,” *J. Energy Storage*, vol. 33, no. November 2020, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102081.
- [173] United Nations, *Energy Statistics Pocketbook 2022. Statistics Papers, Serie E N°5*. 2022. [Online]. Available: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/pubs/pocketbook/>
- [174] Sonelgaz, “Courbe de charge, Consommation électrique,” 2023. <https://www.os.dz/1287/courbe-de-charge>
- [175] IEA(e), “Renewable Energy Market Update Update,” *Renew. Energy Mark. Updat.*, 2020, doi: 10.1787/afbc8c1d-en.