

**UNIVERSITE DE BLIDA 1**

**Faculté de Technologie**

Département d'Electronique

## **THESE DE DOCTORAT LMD**

Spécialité : Electronique

Option : Génie Electrique

ETUDE DE L'IMPACT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDES AU  
RESEAU ELECTRIQUE BT SUR LE BILAN ELECTRIQUE DES FERMES  
AGRICOLES

Par

**Tarek NACER**

Devant le jury composé de

SALHI Hassen	Professeur	U. de Blida 1	Président
AISSAT Abdelkader	Professeur	U. de Blida 1	Examineur
FERJOUNI Abdelaziz	Maître de conférences A	U. de Blida 1	Examineur
HADJ ARAB Amar	Directeur de Recherche	CDER, Alger	Examineur
HAMIDAT Abderrahmane	Directeur de Recherche	CDER, Alger	Rapporteur

Blida, 2017



## RESUME

Ces dernières années, l'Algérie a vu sa consommation énergétique augmenter de 62% suite au développement démographique et à la croissance économique réalisés. Les fermes agricoles qui possèdent des bâtiments avec des grandes toitures et situées à proximité des grandes zones urbaines peuvent produire leurs propre énergie à l'aide du photovoltaïque et d'injecter le surplus dans le réseau électrique. Cette thèse a pour objectif d'étudier l'impact de l'introduction des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique BT sur le bilan énergétique des fermes agricoles algériennes. Un tel travail demande d'abord l'estimation du rayonnement solaire des régions d'étude et la validation expérimentale des modèles mathématiques utilisés par l'exploitation des données météorologiques enregistrées par une station de mesure au niveau de l'Université de Blida. Le développement d'une nouvelle méthode d'estimation de la consommation électrique est réalisé pour obtenir le profil de charge typique de ces fermes grâce à une étude expérimentale au sein de l'institut technique de l'élevage ITELV de Baba-Ali (Alger). L'adaptation des objectifs visés est assurée en tenant compte de la politique énergétique et économique de l'Algérie dans le contexte mondial actuel. Le dimensionnement optimal du système PV adapté à la ferme a été réalisé en développant un outil numérique d'optimisation. Le système photovoltaïque optimisé constitue une solution énergétique alternative et durable contribuant à la diminution de la consommation des énergies fossiles, ne dégageant pas de gaz à effet de serre, et permettant une injection d'un flux énergétiques dans le réseau électrique. Enfin, une étude technico-économique sur l'impact de l'introduction des systèmes PV dans les fermes agricoles a été réalisée.



## **ABSTRACT**

In recent years, Algeria's energy consumption increased by 62% due to the demographic development and the achieved economic growth. Agricultural farms with large roofs and located near to urban areas can produce their own energy using photovoltaic and inject the surplus into the grid. This thesis aims to study the impact of the introduction of photovoltaic systems connected to the LV grid on the energy balance of Algerian farms. Such work will first need to estimate the solar radiation on the studied regions and the experimental validation of the utilized models by the exploitation of meteorological data recorded by a measuring station at the University of Blida. The development of a new method for farm consumption estimation is achieved through an experimental study in the technical institute of breeding ITELV Baba-Ali (Algiers). The adaptation of the objectives is carried out taking into account the Algerian energy and economic policy in the current global context. Optimal sizing of PV system for the farm was performed by developing a numerical optimization tool. The optimized photovoltaic system represents an alternative and sustainable solutions that contribute to decrease fossil fuels consumption, mitigate greenhouse gases emission, and inject electricity into the grid. Finally, a techno-economic study of the impact of PV systems introduction in agricultural farms was performed.



## ملخص

شهدت الجزائر خلال السنوات الأخيرة تزايدا في الاستهلاك الطاقوي بنسبة 62٪ نتج عن النموين الديموغرافي و الاقتصادي الذين تم تحقيقهما. يمكن للمزارع التي تملك سقفا كبيرة و تتموقع قرب المناطق الحضرية أن تحصل على احتياجاتها الطاقوية باستخدام الأنظمة الكهروضوئية وتوجيه الفائض عليها إلى الشبكة الكهربائية. تهدف هذه الأطروحة إلى دراسة تأثير إدخال النظم الكهروضوئية المتصلة بالشبكة ذات التوتر الكهربائي المنخفض على توازن الطاقة في المزارع الجزائرية. يحتاج هذا العمل أولا إلى تقدير الإشعاع الشمسي للمناطق التي تتناولها الدراسة والتحقق التجريبي من فعالية النماذج الرياضية المستخدمة في هذا التقدير عن طريق استغلال بيانات الأرصاد الجوية التي سجلتها محطة قياس متواجدة بجامعة البليدة. كما تم تطوير طريقة جديدة لتقدير استهلاك الطاقة في هذه المزارع من خلال دراسة تجريبية على مستوى المعهد التقني للماشية ITELV بـ بابا علي (الجزائر)، و كذلك تكييف الأهداف المسطرة مع السياسة الطاقوية و الاقتصادية للجزائر ضمن السياق العالمي الحالي. تحقق تحديد الحجم الأمثل للنظام الكهروضوئي للمزرعة باستخدام برنامج تحسين عددي طور خصيصا لهذا الغرض. تمثل النظم الشمسية الكهروضوئية بديلا وحلا مستدامين بالإسهام في خفض استهلاك الوقود الأحفوري المتسبب في تحرير الغازات الدفيئة، والسماح بدعم الشبكة بكمية معتبرة من الطاقة. لقد تم في الأخير، إجراء دراسة تقنية واقتصادية حول تأثير إدخال الأنظمة الكهروضوئية في المزارع الجزائرية.





## REMERCIEMENTS

Je souhaite remercier en premier lieu mon directeur de thèse M. Abderrahmane HAMIDAT, directeur de recherche et directeur de la division Solaire Thermique et Géothermie au sein du Centre de Développement des Energie Renouvelable (CDER) Bouzareah, pour m'avoir encadré au sein de son équipe. Je lui suis également reconnaissant pour la confiance qu'il m'a accordée, ses qualités pédagogiques et scientifiques, sa franchise et sa sympathie.

Mes remerciements s'adressent aussi à M. Omar NADJEMI, Maître Assistant au département d'électronique USDB1 qui a contribué sans cesse à la qualité de ce travail, je ne le remercierai jamais assez pour le temps qu'il m'a accordé et pour tout ce qu'il m'a apporté durant toutes ces années. J'ai beaucoup appris à ses côtés et je lui adresse ma gratitude pour tout cela.

Le travail présenté dans ce mémoire de thèse a été réalisé au laboratoire "Systèmes Electriques et Télécommande " (LabSET) du département d'électronique de l'université SAAD DAHLAB de Blida (USDB1), en collaboration avec l'institut technique des élevages ITELV de Baba-Ali. J'exprime mes remerciements les plus sincères au Professeur Hassen SALHI pour m'avoir accueilli dans son laboratoire et mis à ma disposition tous les moyens nécessaires. Je tiens à remercier le directeur général de l'ITELV, M. Ahmed BOUDJENAH, le directeur de la station de Baba-Ali M. M. AMER ainsi que tous les chercheurs agronomes qui m'ont accueilli et aidé dans mon travail, plus particulièrement M. H. NADJEMI, Mme. L. SAKHRI et M. M.E. ATIF.

Je tiens à adresser mes remerciements à M. Hassen SALHI, professeur à l'USDB1, M. Abdelaziz FERJOUNI, maître de conférences A à l'USDB1 et M. Amar HADJ ARAB, Directeur de recherche au CDER, pour le temps qu'ils ont consacré pour expertiser ce travail de thèse.

Je remercie enfin toute ma famille, mes parents, ma sœur et mon frère qui m'ont soutenu, aidé, conseillé et motivé.



## TABLE DES MATIERES

RESUME .....	2
ABSTRACT.....	3
ملخص.....	4
REMERCIEMENTS.....	5
TABLE DES MATIERES .....	6
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX .....	9
INTRODUCTION GENERALE .....	13
1. LE POTENTIEL SOLAIRE DE L'ALGERIE .....	17
1.1. Introduction .....	17
1.2. Potentiel et gisement solaires de l'Algérie .....	18
1.2.1. Notion de potentiel solaire.....	18
1.2.2. Gisement solaire de l'Algérie .....	19
1.2.3. Potentiel solaire théorique .....	21
1.2.4. Mesures du rayonnement solaire en Algérie .....	21
1.3. Modèles d'estimation du rayonnement solaire global : application à l'Algérie .....	27
1.3.1. Géométrie solaire ou coordonnées célestes.....	28
1.3.2. Rayonnement solaire extraterrestre .....	32
1.3.3. Modèles empiriques d'estimation du rayonnement solaire global .....	33
1.3.4 Utilisation de l'intelligence artificielle pour l'estimation du rayonnement solaire .....	52
1.3.5 Modèle général pour l'estimation du rayonnement solaire global pour l'Algérie .....	59
1.4. Estimation du rayonnement solaire global horaire.....	61
1.5. Estimation du rayonnement solaire incident sur un plan incliné .....	64
1.5.1 Composante directe du rayonnement solaire.....	64
1.5.2 Composante réfléchie (albédo).....	65
1.5.3 Composante diffuse .....	65
1.6. Potentiel solaire pratique de l'Algérie.....	68
1.6.1 Programme de développement des énergies renouvelables .....	68
1.6.2. Législation énergétique .....	68

1.6.3 Insertion socio-économique de l'énergie solaire .....	69
1.7. Conclusion.....	69
<b>2. ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDES AU RESEAU BT</b>	<b>71</b>
2.1. Introduction .....	71
2.2. La conversion photovoltaïque .....	72
2.2.1. Evolution des systèmes photovoltaïques .....	72
2.2.2. L'effet photovoltaïque .....	73
2.2.3 Modélisation du générateur photovoltaïque .....	75
2.3. Système photovoltaïque raccordé au réseau.....	81
2.3.1 Topologies des systèmes PV raccordés au réseau .....	82
2.3.2. La chaîne de conditionnement d'énergie.....	84
2.4 Structure de Commande et contrôle d'un système raccordé au réseau BT .....	95
2.4.1 Recherche et suivi du point de puissance maximale (MPPT) .....	95
2.4.2 Commande de l'onduleur DC-AC.....	100
2.4.3. Exigences du raccordement réseau.....	105
2.5. Conclusion.....	108
<b>3. CONSOMMATION ELECTRIQUE DES FERMES AGRICOLES ALGERIENNES</b>	<b>111</b>
3.1. Introduction .....	111
3.2. Enjeux énergétiques et consommation électrique en Algérie .....	112
3.2.1. Bilan énergétique national algérien .....	112
3.2.2. Histoire de l'électricité en Algérie .....	115
3.2.3. Consommation électrique en Algérie .....	116
3.2.4 Programmes de déploiement des installations photovoltaïques en Algérie .....	118
3.3. Estimation de la consommation électrique des fermes agricoles en Algérie .....	120
3.3.1. Importance de la ferme laitière dans le secteur agricole .....	120
3.3.2. Méthode d'estimation de la consommation électrique des fermes laitières .....	121
3.4. Constitution de la ferme typique au sein de la ferme expérimentale .....	126
3.4.1. Présentation de la ferme laitière de l'ITELV Baba-Ali.....	126
3.4.2. Postes consommateurs d'énergie dans la ferme expérimentale typique.....	127
3.5. Rationalisation de la consommation électrique dans la ferme typique .....	135
3.5.1. Efficacité énergétique dans la ferme laitière .....	135
3.5.2. Profil de consommation de la ferme laitière.....	138
3.6. Conclusion.....	141

4. IMPACTS DE L'INTRODUCTION DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLAIQUE DANS LES FERMES AGRICOLES ALGERIENNES .....	143
4.1. Introduction .....	143
4.2. Etudes préliminaires.....	144
4.2.1. Utilisation des énergies renouvelables en agriculture .....	144
4.2.2. Méthodes de dimensionnement des systèmes PV raccordés au réseau .....	145
4.2.3. Les outils de simulation des systèmes photovoltaïques .....	148
4.3. Dimensionnement du système PV optimal pour les fermes laitières algériennes...	151
4.3.1. Description du système photovoltaïque raccordé au réseau (SPVRR) .....	151
4.3.2. Définition des variables d'entrées .....	156
4.3.3. Définition des critères d'optimisation .....	157
4.3.4. Formulation du problème d'optimisation.....	160
4.3.5. Identification du système PV optimal pour chaque scénario .....	161
4.4. Impacts des systèmes photovoltaïques optimisés sur les fermes agricoles .....	167
4.4.1. Impact sur le bilan énergétique de la ferme.....	167
4.4.2. Impact sur le bilan économique de la ferme.....	170
4.4.3. Impact sur le bilan environnemental de la ferme .....	174
4.5. Caractérisation du système PV optimal vis à vis des entrées/sorties .....	175
4.5.1. Identification du système PV optimal adapté à la ferme agricole .....	175
4.5.2. Eude de l'influence des paramètres d'entrée sur le système PV optimal.....	178
4.5.3. Impact du système photovoltaïque sur le réseau électrique BT .....	182
4.5.4. Impact de l'hybridation du système adapté à la ferme .....	185
4.6. Conclusion.....	189
CONCLUSION GENERALE.....	191
APPENDICE .....	195
A. LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS.....	195
B. TABLEAUX DES RESULTATS DU CHAPITRE 1 .....	205
REFERENCES .....	227



# LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

## A. LISTE DE FIGURES

Figure 1.1: Approche Top-Down pour l'estimation du potentiel solaire .....	19
Figure 1.2 : La moyenne annuelle de la durée d'insolation mesurée (1992-2002).....	20
Figure 1.3 : La moyenne de l'irradiation solaire globale horizontale annuelle mesurée.....	21
Figure 1.4 : Les composantes du rayonnement solaire global .....	22
Figure 1.5 : Instruments de mesures radiométriques .....	23
Figure 1.6 : Stations météorologiques de l'office national de météorologie (ONM) .....	24
Figure 1.7 : Station météorologique de l'université de Blida .....	26
Figure 1.8: Paramètres météorologiques mesurés par la station de Blida .....	27
Figure 1.9: Variation de l'angle de déclinaison du soleil .....	29
Figure 1.10 : Les angles solaires zénith et azimut .....	29
Figure 1.11 : Les coordonnées géométriques d'un site sur terre .....	31
Figure 1.12 : Variation annuelle de l'équation du temps.....	32
Figure 1.13 : Relation spatiale entre terre et soleil .....	33
Figure 1.14: Allure des modèles à base du numéro de la journée pour la région d'Alger ...	39
Figure 1.15 : Allure du modèle Mod1-4 pour les régions étudiées .....	40
Figure 1.16 : Comparaison entre l'irradiation estimée et l'irradiation mesurée.....	44
Figure 1.17: Comparaison entre l'irradiation calculée et l'irradiation mesurée .....	48
Figure 1.18 : Allure des modèles d'estimation du rayonnement à base de la température .	49
Figure 1.19 : Comparaison entre les erreurs des modèles à plusieurs paramètres.....	52
Figure 1.20 : Structure générale des RNs pour l'estimation du rayonnement solaire .....	54
Figure 1.21 : Performance mensuelle des modèles à base des RNs (Ghardaïa).....	56
Figure 1.22 : Comparaison des modèles généraux proposés avec le modèle Mecibah .....	61
Figure 1.23 : Performance des modèles de décomposition horaire du rayonnement .....	63
Figure 1.24 : Variation de l'irradiation solaire annuelle avec l'angle d'inclinaison .....	67
Figure 2.1 : Evolution de la capacité photovoltaïque mondiale installée .....	73
Figure 2.2 : modèle électrique simple de la cellule PV .....	75
Figure 2.3 : Dispositifs de caractérisation des modules PV .....	78
Figure 2.4 : Caractéristique I-V mesurée du module PV SM50.....	78
Figure 2.5 : caractéristique I-V du module Condor CEM-170 .....	80
Figure 2.6 : Variation de la caractéristique I-V .....	80
Figure 2.7 : Schéma de principe fonctionnel d'un système PV raccordé au réseau.....	81
Figure 2.8 : Différentes topologies des systèmes PV raccordés au réseau .....	82
Figure 2.9 : Structure de conditionnement d'énergie .....	85
Figure 2.10 : Topologie de l'onduleur monophasé en H4 .....	88
Figure 2.11 : Onduleur ZSD, montages .....	89
Figure 2.12 : Topologies des onduleurs à point milieu ZSMC.....	90
Figure 2.13 : Topologies à liaison robuste.....	90

Figure 2.14 : Classification des types de chaînes de conditionnement.....	91
Figure 2.15 : Filtres de la chaîne de conditionnement .....	92
Figure 2.16 : Variables d'état du filtre LCL. ....	95
Figure 2.17: Modèle généralisé de l'amortissement actif.....	95
Figure 2.18 : Schéma d'interaction du contrôleur MPPT .....	96
Figure 2.19 : Organigramme des MPPT conventionnels.....	98
Figure 2.20 : Les différentes boucles de contrôle de l'onduleur DC-AC .....	100
Figure 2.21 : Boucle de régulation de la tension du bus DC .....	102
Figure 2.22 : Structure de base de la boucle PLL .....	104
Figure 2.23 : Structure des boucles de synchronisation PLL améliorés.....	104
Figure 2.24 : Boucle interne de contrôle de courant.....	105
Figure 3.1 : Evolution de la production, consommation et prix de l'énergie en Algérie...	113
Figure 3.2 : Consommation énergétique finale par secteur d'activité .....	114
Figure 3.3 : Consommation nationale par type d'énergie.....	114
Figure 3.4 : Evolution de la consommation électrique et de la puissance appelée.....	116
Figure 3.5 : Consommation électrique national par secteur d'activité .....	117
Figure 3.6 : Objectif du programme algérien de développement des ER.....	120
Figure 3.7 : Fluctuation des prix de blé et de lait dans le marché mondial .....	121
Figure 3.8 : Répartition géographique des fermes ITELV sur le territoire algérien.....	125
Figure 3.9 : Bilan de formation et de vulgarisation en personnes/an de l'ITELV .....	126
Figure 3.10 : Position géographique et photos de la ferme expérimentale de l'ITELV ....	127
Figure 3.11 : Structure du bâtiment d'élevage de la ferme expérimentale de l'ITELV. ...	128
Figure 3.12 : Principe de la ventilation statique naturelle .....	129
Figure 3.13 : Dispositifs de traite des vaches à l'ITELV Baba-Ali .....	131
Figure 3.14 : Réservoir de refroidissement et stockage du lait au niveau de l'ITELV.....	132
Figure 3.15 : Répartition de la consommation électrique de la ferme par poste .....	133
Figure 3.16 : Mesure de la consommation électrique de trois postes de la ferme typique de l'ITELV (Baba-Ali) par l'analyseur du réseau Qualistar CA8332.....	133
Figure 3.17 : Résultats du monitoring de la pompe à vide et du tank à lait.....	134
Figure 3.18 : Etapes de la méthode en pyramide d'efficacité énergétique durable .....	135
Figure 3.19 : Pré-refroidisseur du lait : a) à plaques, b) tubulaire .....	137
Figure 3.20 : Principe de fonctionnement du récupérateur de chaleur .....	137
Figure 3.21 : Courbe de charge électrique nationale .....	138
Figure 3.22 : Profils de charge estivale et hivernale de la ferme des zones de la Mitidja. 139	139
Figure 3.23: répartition de la consommation saisonnière a) hivernale b) estivale.....	139
Figure 3.24 : Distribution de la consommation journalière au cours de l'année .....	140
Figure 3.25 : Profils de charges hebdomadaires de la ferme expérimentale .....	140
Figure 4.1 : Systèmes PV raccordés au réseau .....	145
Figure 4.2 : Organigramme de la procédure d'optimisation du logiciel HOMER .....	150
Figure 4.3: Système photovoltaïque raccordé au réseau étudié.....	151
Figure 4.4 : Rayonnement solaire et température ambiante de la région de Mitidja .....	157
Figure 4.5 : Procédure d'optimisation en combinant MATLAB et HOMER .....	162
Figure 4.6 : Variation de l'excès énergétique avec la dimension de l'onduleur.....	163
Figure 4.7 : Configurations optimales du système PV pour la région de Mitidja .....	167



Figure 4.8 : Impact de l'introduction du système PV sur bilan énergétique de la ferme ..	168
Figure 4.9 : Fraction renouvelables des systèmes optimaux pour la région de Mitidja ....	169
Figure 4.10 : Facture électrique de la ferme avant l'introduction du système PV .....	170
Figure 4.11 : Prix de l'électricité sur le marché algérien.....	171
Figure 4.12 : Impact du système PV sur le bilan économique de la ferme .....	172
Figure 4.13 : Coûts initiaux et totaux sur la durée de vie des systèmes PV de la Mitidja .	173
Figure 4.14 : Impact de l'introduction des systèmes PV sur le bilan environnemental.....	174
Figure 4.15 : Bilan énergétique mensuel du système PV optimal (Mitidja).....	175
Figure 4.16 : Nature de l'énergie consommée par la ferme (Mitidja). .....	176
Figure 4.17 : Bilan énergétique horaire de la ferme de Mitidja avec PV (hiver) .....	177
Figure 4.18 : Bilan énergétique horaire de la ferme de Mitidja avec PV (été).....	177
Figure 4.19 : Impact du rayonnement solaire sur le système PV optimal .....	179
Figure 4.20 : Impact de la température sur le système PV optimal .....	179
Figure 4.21 : Impacts du rendement et du coefficient de température sur le system optimal .....	180
Figure 4.22 : Impact de la taille du troupeau sur le système PV optimal .....	181
Figure 4.23 : Impact des paramètres économiques sur le coût du système PV optimal ....	181
Figure 4.24 : Schéma unifilaire utilisé pour l'étude du système PV raccordé au réseau...	183
Figure 4.25 : Impact du système PV sur les niveaux de tension du bus 3 du réseau.....	184
Figure 4.26 : Impact du système PV sur les niveaux de tension du bus 8 du réseau.....	185
Figure 4.27 : Système photovoltaïque raccordé au réseau hybridé. ....	186
Figure 4.28 : Comparaison des bilans énergétiques du système optimal avec les systèmes des scénarios 5 et 6. ....	187
Figure 4.29 : Comparaison des bilans économiques du système optimal avec les systèmes des scénarios 5 et 6. ....	188

## B. LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Potentiel solaire des trois principales zones de l'Algérie .....	20
Tableau 1.2 : Paramètres météorologiques mesurés par la station de Blida .....	26
Tableau 1.3 : Modèles d'estimation du rayonnement global à base du nombre du jour .....	38
Tableau 1.4 : Performances des modèles d'estimation à base du numéro du jour .....	41
Tableau 1.5: Modèles d'estimation du rayonnement à base de la durée d'ensoleillement..	42
Tableau 1.6 : Performances des modèles à base de la durée d'ensoleillement.....	42
Tableau 1.7 : Modèles d'estimation du rayonnement solaire à base de la température.....	46
Tableau 1.8 : Performances des modèles à base de la température .....	46
Tableau 1.9 : Modèles d'estimation de l'irradiation à base de plusieurs paramètres .....	50
Tableau 1.10 : Performance des modèles à base de plusieurs paramètres.....	51
Tableau 1.11: Modèles à base des RNs pour l'estimation du rayonnement .....	54
Tableau 1.12 : Performance des modèles à base des réseaux de neurones.....	57
Tableau 1.13 : Comparaison entre les modèles d'estimation du rayonnement solaire empiriques et à base des réseaux de neurones .....	58
Tableau 1.14 : Comparaison des modèles empiriques généraux proposés pour Blida .....	61
Tableau 1.15 : Programme Algérien de développement des énergies renouvelables.....	68
Tableau 2.1 : Rendement maximal des différentes technologies photovoltaïques .....	74
Tableau 2.2 : Paramètres de référence du module PV Condor .....	80
Tableau 2.3 : Caractéristiques des convertisseurs DC-DC non isolés .....	86
Tableau 2.4 : Exigences de raccordement au réseau BT selon les normes internationales	107
Tableau 3.1 : Mix énergétique de la production électrique en Algérie.....	118
Tableau 3.2 : Effectif bovin des fermes des principaux bassins laitiers en Algérie .....	124
Tableau 3.3 : consommation électrique des fermes algériennes.....	141
Tableau 4.1 : Caractéristiques du module PV utilisé dans l'étude .....	153
Tableau 4.2 : Prix de rachat garanti de l'électricité photovoltaïque .....	155
Tableau 4.3 : Résultats d'optimisation pour le scénario1 .....	163
Tableau 4.4 : Résultats d'optimisation pour le scénario 2 .....	165
Tableau 4.5 : Résultats d'optimisation pour le scénario 3 .....	166
Tableau 4.6 : Résultats d'optimisation pour le scénario 4.....	166
Tableau 4.7 : Systèmes PVRR optimaux pour les fermes agricoles algériennes .....	178
Tableau 4.8 : Résultats d'optimisation pour les scénarios 5 et 6.....	186

## INTRODUCTION GENERALE

Le développement économique au cours de ces dernières décennies sur le plan national et international a conduit à une amélioration considérable des conditions de vie et la croissance de la population. Ceci a été accompagné par une explosion de la demande d'énergie dans tous les secteurs. La consommation d'énergie dans les pays développés croît à un rythme d'environ 2% par an et celle des pays en développement à un rythme de 5% par an [1]. Les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) sont les sources d'énergie les plus utilisées pour répondre à l'augmentation continue de la demande énergétique. Cette utilisation des sources fossiles a conduit à des émissions des gaz à effet de serre et par conséquent au réchauffement planétaire et le changement climatique.

D'après les statistiques du ministère de l'énergie [2-10], l'Algérie a vu sa consommation énergétique augmenter de 62% cette dernière décennie suite au développement démographique et à la croissance économique réalisés. Près du tiers de cette énergie (28%) est consommée sous forme d'électricité dont le taux de croissance de sa production est supérieur à celui de l'énergie primaire avec une moyenne de 9.5%/an.

La consommation énergétique électrique du secteur agricole représente une part non négligeable, 2% par rapport au bilan national [10], elle est en nette augmentation en raison de l'adoption d'une nouvelle politique agricole qui fait de l'agriculture un véritable moteur de la croissance économique, grâce à la recherche du rendement, l'intensification de la production, la mécanisation et la modernisation du secteur.

En Algérie, les fermes possèdent des bâtiments agricoles avec des grandes toitures et situées à proximité des grandes zones urbaines. Ainsi, elles ont un rôle très particulier à jouer dans le développement des énergies renouvelables en Algérie. Les fermes agricoles pourraient produire leur propre énergie et injecter le surplus dans le réseau électrique, plus particulièrement lors de la concordance de la production photovoltaïque avec les périodes de pointe de la demande électrique nationale durant la période estivale.

Le travail de cette thèse entre dans ce contexte, il consiste à étudier l'impact de l'introduction des systèmes solaires photovoltaïques raccordés au réseau sur le bilan énergétique des fermes agricoles algériennes. Son développement constituera sur le plan

technico-socio-économique et environnemental une contribution dans le programme national du développement des énergies renouvelables.

Pour mener à bien ce travail, nous nous sommes proposés d'adopter la méthodologie suivante :

- Etude du gisement solaire en Algérie.
- Description de la composition du système photovoltaïque raccordé au réseau et étude de son fonctionnement.
- Quantification expérimentale de la consommation des fermes agricoles pilotes.
- Mise au point d'un outil numérique pour calculer les performances énergétiques du système PV.
- Etude technico-économique de l'impact de l'introduction des systèmes photovoltaïques dans les fermes agricoles.
- Etude de l'impact sur l'environnement.

Il a fallu pour aborder l'ensemble de ces points structurer notre thèse en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous avons réalisé une évaluation du potentiel solaire pratique en Algérie en passant en revue tous les paramètres qui influent sur l'installation des systèmes photovoltaïques. Egalement, une étude comparative des modèles de calcul et d'estimation des différents rayonnements solaires a été effectuée. Des modèles numériques pour estimer l'énergie reçue par les sites des fermes étudiées ont été établis. La validation expérimentale de ces modèles d'estimation sur la région de Mitidja a été obtenue par l'exploitation des données de la station de mesure météorologique installée à l'Université de Blida. Les paramètres mesurés sont le rayonnement solaire global horizontal, le rayonnement ultraviolet, la vitesse du vent, la température ambiante, l'humidité de l'air et la pression atmosphérique.

Dans le deuxième chapitre, nous avons procédé à la modélisation du générateur photovoltaïque et nous avons étudié ensuite le système photovoltaïque raccordé au réseau électrique basse tension BT par la description détaillée de la chaîne de conversion et de commande. Le troisième chapitre a été consacré à l'étude de la consommation électrique des fermes agricoles algériennes. Vue l'hétérogénéité de la consommation énergétique de ces fermes selon la culture agricole et le type d'élevage, nous nous sommes limité à l'étude des fermes bovines laitières sur sept régions réparties sur le territoire national. Nous avons

pour cela identifié les équipements agricoles consommateur d'énergie, estimé leur consommation et procédé ensuite à l'application des mesures potentielles d'efficacité énergétique afin de proposer un profil de charge efficace. Une étude de cas a été réalisée dans la ferme expérimentale de l'Institut Technique de l'Élevage de Baba Ali (ITELV). Dans le quatrième chapitre, nous avons analysé le système photovoltaïque par la proposition d'un modèle énergétique, économique et environnemental conduisant à l'identification d'un système optimal adapté à la ferme agricole algérienne. Nous avons par la suite caractérisé ce système optimal et étudié son impact sur les bilans énergétique, économique et environnemental des fermes laitières en Algérie. Enfin, la thèse est couronnée par une conclusion générale et quelques perspectives.



# CHAPITRE 1

## LE POTENTIEL SOLAIRE DE L'ALGERIE

### 1.1. Introduction

La plus importante source d'énergie sur terre est le soleil. La puissance reçue de cette source par notre planète est estimée à environ 175 000 TW soit dix mille fois plus que la puissance mise en jeu dans les périodes de pointes de consommation sur terre [11]. Cette énergie est transformée en d'autres formes grâce à la dynamique de notre planète et son atmosphère : La température de l'air ambiant est due à la conversion des rayons solaires en énergie thermique, la présence des hydrocarbures dans le sol est due à la photosynthèse antique, les vents et les vagues sont dues aux différences de pressions atmosphériques et thermiques principalement causées par l'énergie solaire. Si nous prenons l'exemple des dernières décennies où les enregistrements des données météorologiques sont plus au moins disponibles pour quelques régions de la terre, nous constatons que l'énergie solaire et la chaleur reçues à l'intérieur de l'atmosphère peuvent être assumées comme constantes faisant du soleil la source d'énergie renouvelable la plus importante pour l'être humain en lui fournissant une énergie propre, gratuite, tout le temps accessible et inépuisable.

L'énergie solaire est utilisée dans différents types d'applications parmi les plus importants nous citons les systèmes photovoltaïques autonomes dans lesquels l'énergie solaire est directement convertie en énergie électrique, les centrales thermiques à concentrations solaires ainsi que les grandes centrales photovoltaïques raccordées au réseau. La production électrique de ces systèmes est dépendante de nombreux facteurs : la technologie utilisée, l'orientation des récepteurs solaires et le rendement de la chaîne de conversion. Cependant le potentiel solaire du site choisi reste le facteur le plus important.

Les données du rayonnement solaire affectent directement le potentiel solaire d'un site donné. Les informations exactes sur ce rayonnement sont donc nécessaires pour l'établissement de cartes d'ensoleillement ou de gisement solaire en vue de la conception et l'optimisation des systèmes photovoltaïques. On présente dans ce chapitre une approche méthodologique complète sur l'estimation du potentiel solaire appliquée sur quelques régions du territoire national Algérien. Les résultats de cette étude serviront, en fin de

compte, à proposer un modèle général pour l'Algérie qui sera considéré dans le calcul pratique de la production électrique pour le reste de la thèse.

## 1.2. Potentiel et gisement solaires de l'Algérie

### 1.2.1. Notion de potentiel solaire

La caractéristique principale de l'énergie solaire est qu'elle peut être extraite d'une manière 'renouvelable'. Le soleil fournit un flux constant d'énergie à la terre durant le temps. Le gisement solaire est donc inépuisable et sa valeur ne varie pas pour une période et un site bien déterminé. Par contre, le potentiel de l'énergie solaire peut changer avec : le développement géographique (la disponibilité des superficies pour l'implantation des systèmes solaires), le développement technique (utilisation des technologies de conversion innovantes), le développement économique (variation des coûts) et des contraintes de mise en œuvre (législation et politique énergétique du pays). D'autre part, l'énergie solaire est considérée comme une source d'énergie intermittente qui se caractérise par un potentiel réparti spatialement et temporellement à l'instar des réservoirs de combustibles fossiles ou d'eau douce qui ne peuvent pas facilement compenser la variation de l'offre et de la demande.

La caractéristique commune entre l'énergie solaire et les sources d'énergie fossile est l'impossibilité de convertir et d'exploiter toute l'énergie qui est potentiellement disponible. Nous pouvons ainsi distinguer trois différentes valeurs du potentiel solaire comme suit [12] :

- L'énergie potentielle : qui représente l'énergie brute de la source (par exemple, l'irradiation solaire globale à un endroit donné).
- L'énergie théorique : qui est la fraction qui peut être récoltée par le système de conversion d'énergie (par exemple le rayonnement solaire collecté par une certaine surface des panneaux solaires).
- L'énergie exploitable : qui est la fraction qui peut être utilisée en tenant compte des critères liés à la législation, l'environnement et les facteurs économiques.

Pour l'estimation de l'énergie solaire disponible, une approche de haut en bas (Top Down Approach) est largement utilisée (figure 1.1) [11], cette approche commence par le calcul d'un potentiel disponible de l'énergie solaire exprimé par le rayonnement solaire disponible physiquement sur la région étudiée. Le potentiel estimé est ensuite réduit en tenant compte des limitations techniques. Le potentiel solaire est encore réduit à l'énergie



solaire réalisable en incluant des facteurs qui peuvent varier avec le temps et les régions comme les contraintes technique, sociale et législative du pays.

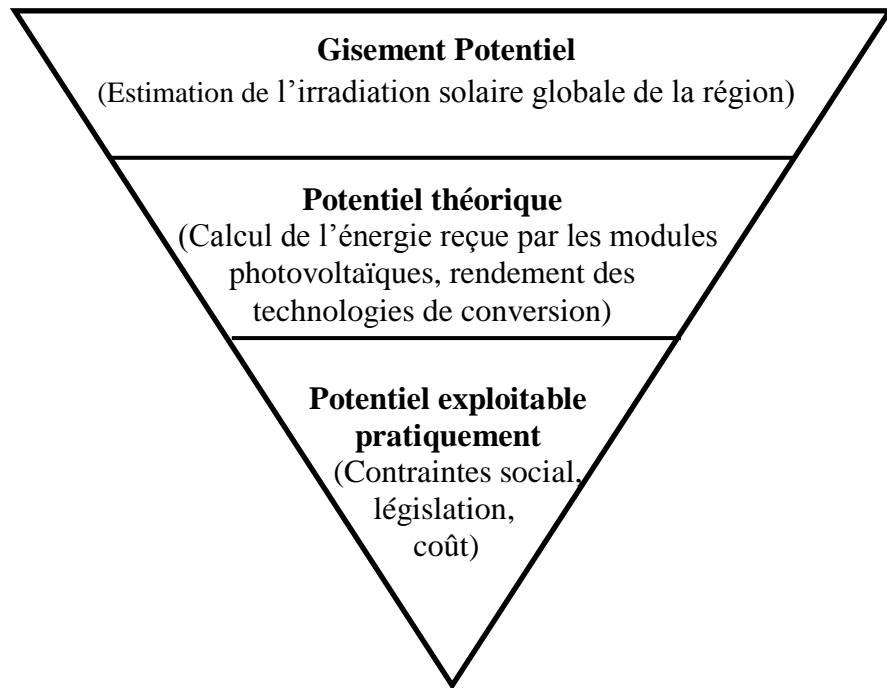


Figure 1.1: Approche Top-Down pour l'estimation du potentiel solaire

Pour l'estimation du potentiel de l'énergie solaire, cette approche de haut en bas peut être appliquée à différentes échelles (mondiale, régionale ou locale). La première étape consiste à estimer d'une manière générale le gisement solaire de la région étudiée dans notre cas l'Algérie en exploitant les bases de données de l'irradiation solaire existantes.

### 1.2.2. Gisement solaire de l'Algérie

L'énergie solaire est la ressource renouvelable la plus abondante en Algérie. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures par an et peut atteindre 3900 heures par an sur les hauts plateaux et le Sahara. La moyenne annuelle de la durée d'insolation mesurée pendant dix ans (1992-2002) est illustrée dans la figure 1. 2 [13]. Pour la partie nord du pays, la durée d'insolation varie de 5 h/jour pendant les mois d'hiver à plus de 11 h/jour pendant les mois d'été. En revanche, la région sud du pays bénéficie d'une plus grande durée d'insolation qui dépasse les 8 h/jour durant la saison

hivernale et qui pourrait atteindre 12h/jour durant la saison estivale [14]. Cette durée d'insolation reflète la grande disponibilité de l'énergie solaire sur le territoire nationale.

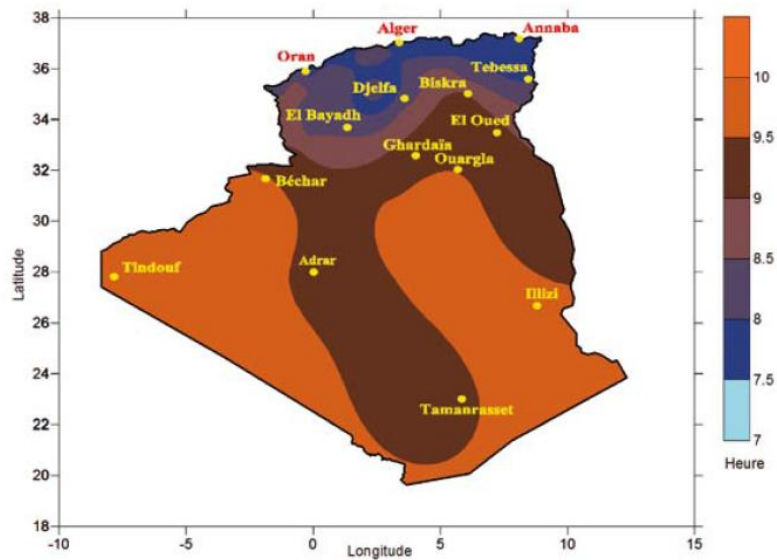


Figure 1.2 : La moyenne annuelle de la durée d'insolation mesurée (1992-2002) [13]

L'énergie solaire reçue sur un plan horizontal dépasse les 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/jour sur la majeure partie du territoire national. Les données publiées dans l'atlas solaire Algérien [14] indique que la valeur moyenne de l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale passe de 4,7kWh/m<sup>2</sup>/j au nord (station de Dellys) à 7,1 kWh/m<sup>2</sup>/jour au sud (station de Djanet) comme le montre la figure 1.3. Ce niveau d'irradiation combiné avec l'importante durée d'insolation place l'Algérie parmi les pays qui possèdent le plus grand niveau d'irradiation solaire au monde avec 1700kWh/m<sup>2</sup>/an au nord et 2650kWh/m<sup>2</sup>/an au sud. Selon cette présentation du potentiel théorique de l'Algérie, nous pouvons en déduire qu'elle figure parmi les régions les plus favorables pour l'utilisation de l'énergie solaire. Le Tableau 1.1 récapitule le potentiel solaire des trois principales zones (côtière, haut plateau, Sahara) de l'Algérie [15].

Tableau 1.1 : Potentiel solaire des trois principales zones de l'Algérie

Zones	Zone côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée d'insolation (h/an)	2650	3000	3500
Irradiation solaire (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650
Potentiel solaire (TWh/j)	443,96	1240,89	14 870,63

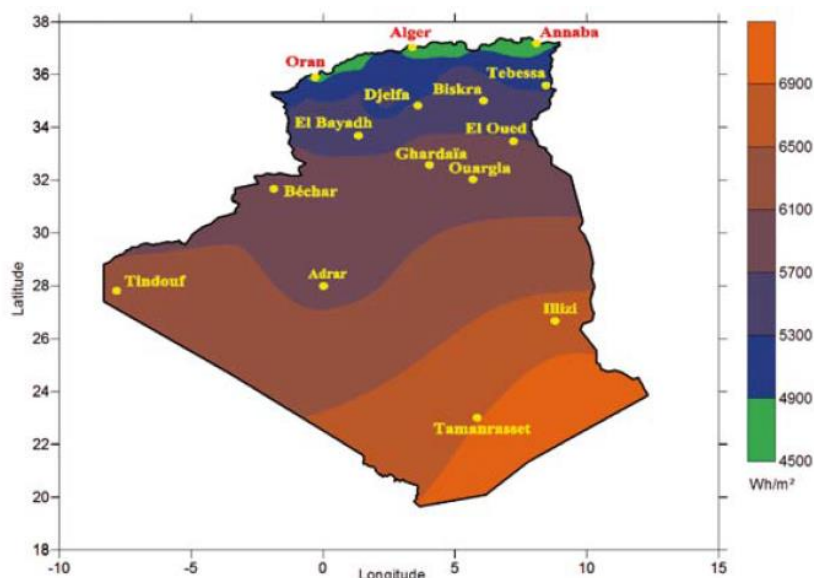


Figure 1.3 : La moyenne de l'irradiation solaire globale horizontale annuelle mesurée (1992-2002) [13]

### 1.2.3. Potentiel solaire théorique

Il existe différentes approches pour estimer l'irradiation solaire sur la surface du sol. La première est basée sur les mesures sur le terrain en utilisant des capteurs appropriés, une deuxième approche consiste en l'utilisation des modèles d'estimation du rayonnement solaire pour le calcul du rayonnement disponible et la troisième méthode découle de l'interprétation des données satellitaires pour calculer le rayonnement solaire. Généralement la combinaison des trois approches est utilisée par l'interpolation spatiale des données mesurées en utilisant des modèles numériques et des données satellitaires.

### 1.2.4. Mesures du rayonnement solaire en Algérie

L'énergie solaire est constituée de deux parties: l'énergie solaire extraterrestre qui représente l'énergie en dehors de l'atmosphère et l'énergie solaire globale qui représente la portion d'énergie en dessous de l'atmosphère terrestre. Cette dernière résulte de l'addition d'une composante directe, une composante diffuse et l'albédo (rayons réfléchis par une surface, notamment le sol ou l'eau) comme le montre la figure 1.4.

Le rayonnement solaire est partiellement absorbé, dispersé et réfléchi par les molécules, les aérosols, la vapeur d'eau et les nuages lors de son passage à travers l'atmosphère (rayonnement diffus). L'énergie arrivant directement à la surface de la terre est appelée rayonnement solaire direct. Tandis que la valeur totale d'énergie solaire interceptée sur une surface au sol est appelée rayonnement solaire global.

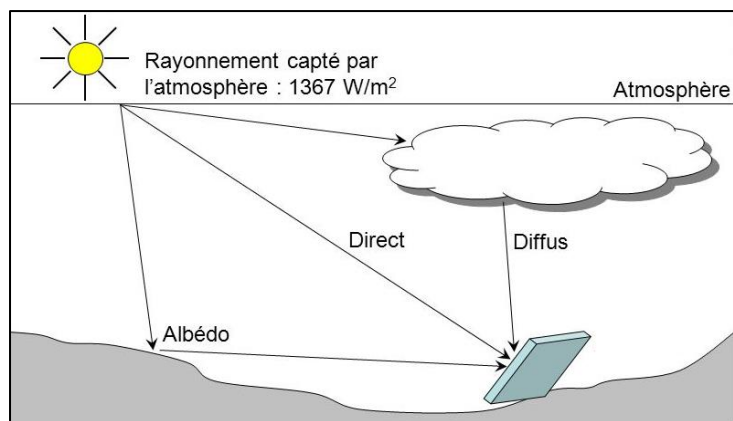


Figure 1.4 : Les composantes du rayonnement solaire global

#### 1.2.4.1 Instruments de mesure du rayonnement solaire

L'instrument de mesure du rayonnement solaire direct est le pyrhéliomètre (figure 1.5.a). La surface de réception du capteur doit être tout le temps perpendiculaire à la direction du soleil. Pour cette raison, le pyrhéliomètre est souvent monté sur un mécanisme de poursuite du soleil à deux axes. Le pyrhéliomètre est une thermopile multi-jonction placé au fond d'un tube de collimation. Le détecteur est recouvert de peinture noire agissant comme absorbeur de l'énergie solaire dont la longueur d'onde est entre  $0,28\mu\text{m}$  et  $3\mu\text{m}$ . A l'aide d'une ouverture, seulement le rayonnement direct du soleil est mesuré. Cette ouverture est de l'ordre de  $2,5^\circ$  à  $5^\circ$  autour du soleil ce qui est appelé le circum-solaire.

L'instrument de mesure du rayonnement solaire global est le pyranomètre, il permet de mesurer les rayonnements de longueur d'onde entre 300 et 3000nm incidents. Son capteur consiste à un détecteur horizontal de rayonnement qui absorbe l'énergie de rayonnement solaire du ciel entier (un angle solide de  $2\pi$  sr) et transforme cette énergie en chaleur. Le rayonnement solaire global peut être établi en mesurant cette énergie calorifique. Un pyranomètre comporte un disque blanc pour limiter l'angle d'incidence à  $360^\circ$  et de deux couvertures hémisphériques transparentes en verre pour protéger le capteur de la convection thermique et de l'environnement extérieur (pluie, vent et poussière). Les pyranomètres les plus utilisés de nos jours sont de type thermopile où le capteur de rayonnement a fondamentalement la même structure que celle d'un pyrhéliomètre thermoélectrique.

Le pyranomètre peut être également utilisé pour la mesure du rayonnement solaire diffus, il suffit d'éliminer la contribution de la composante directe du flux solaire. Pour

ceci, un petit disque d'ombrage peut être monté sur un système de poursuite de soleil automatisé pour s'assurer que le pyranomètre est tout le temps ombragé (figure 1.5.c). Alternativement, un anneau d'ombre peut être utilisé pour éliminer la composante directe du rayonnement tout au long de la journée (figure 1.5.b).

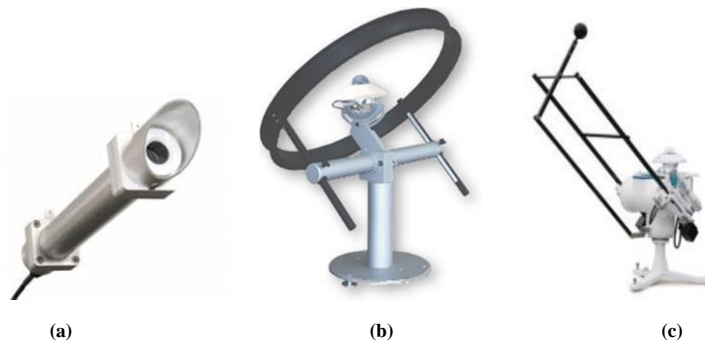


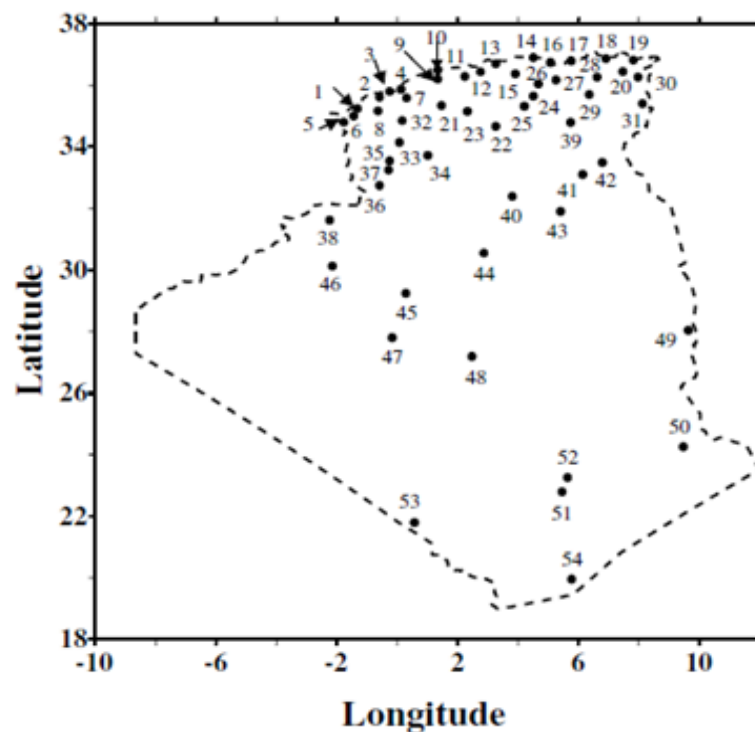
Figure 1.5 : Instruments de mesures radiométriques : a) pyrhéliomètre, b, c) pyranomètre avec ombrage

#### 1.2.4.2 Stations météorologiques et radiométriques en Algérie

Eu égard à la superficie du territoire algérien (2 381 741km<sup>2</sup>), le réseau de mesure des paramètres radiométriques est peu dense. En effet, sur les cinquante-quatre stations de l'office national de météorologie ONM (figure 1.6) qui mesurent la température, l'humidité et la durées d'insolation afin d'élaborer des prévisions météo quotidiennes, seules sept stations assurent la mesure des composantes globale et diffuse du rayonnement solaire reçu sur plan horizontal. Ces stations radiométriques sont situées à Alger, Oran, Annaba, Bechar, Tamanrasset, Saïda et Béni Abbès [16]. En effet la station d'Alger (Bouzaréah) est la plus performante en utilisant trois pyranomètres pour la mesure de l'irradiation solaire globale sur plan horizontal, incliné et la composante diffuse, un pyrhéliomètre pour la mesure de l'irradiation directe et un enregistreur pour l'acquisition des données chaque 5minutes. Cette station est considérée comme la première appartenant au réseau de mesure de rayonnement solaire et des paramètres météorologiques CHEMS. Un site internet est dédié à la diffusion des données mesurées par cette station en temps réel [17].

D'autres stations de mesures du rayonnement solaire peuvent être trouvées dans les centres de recherches et les universités algériennes. Les appendices du centre de

développement des énergies renouvelables CDER à Ghardaïa et Adrar enregistrent les données solaires depuis 2005 et 2009 respectivement. En plus des mesures du rayonnement solaire précédemment cité, Youcef Ettoumi et al [18] ont exploité des données de l'irradiation solaire mesurées à Sétif. Boukelia et al [19] ont utilisé les données de la station de l'université de Constantine dans leurs travaux, Mecibah et al [20] ont introduit des données d'une station météorologique à Batna dans leur étude du rayonnement solaire en Algérie et Asradj et Alkama [21] ont utilisé une station de type Oregon pour la mesure du rayonnement solaire et d'autres paramètres météorologiques pour la ville de Bejaïa durant l'année 2010. Nous remarquons que le nombre de stations radiométriques en Algérie est très faible par rapport à l'étendue géographique du pays. La densité moyenne de couverture est d'une station de mesure radiométrique par deux cent mille kilomètre carrés.



**Légende :** 1) Beni-Saf, 2) Oran, 3) Arzew, 4) Mostaganem, 5) Maghnia, 6) Tlemcen, 7) Mascara, 8) Sidi Bel Abbas, 9) Chleff, 10) Ténès, 11) Miliana, 12) Médéa, 13) Alger, 14) Tizi-Ouzou, 15) Bouira, 16) Bejaïa, 17) Jijel, 18) Skikda, 19) Annaba, 20) Guelma, 21) Tiaret, 22) Djelfa, 23) Ksar Chellala, 24) Msila, 25) Boussaâda, 26) Bordj Bou Arreridj, 27) Sétif, 28) Constantine, 29) Batna, 30) Souk-Ahras, 31) Tébessa, 32) Saida, 33) El Kheiter, 34) El Bayadh, 35) Mecheria, 36) Ain Sefra, 37) Naama, 38) Bechar, 39) Biskra, 40) Ghardaïa, 41) Touggourt, 42) El Oued, 43) Ouargla, 44) El Goléa, 45) Timimoune, 46) Beni Abbes, 47) Adrar, 48) In Salah, 49) In Amenas, 50) Djanet, 51) Tamanrasset, 52) Assekrem, 53) Bordj Baji Mokhtar, 54) In Guezzam.

Figure 1.6 : Stations météorologiques de l'office national de météorologie (ONM)

#### 1.2.4.3 Station météorologique et radiométrique de l'université de Blida

Afin de valider les modèles d'estimation du rayonnement solaire sur la région de la Mitidja, plusieurs paramètres tels que le rayonnement solaire global horizontal, le rayonnement ultraviolet, la vitesse du vent, la température ambiante, l'humidité de l'air et la pression atmosphérique sont mesurés à l'aide d'une station météorologique automatique Davis Vantage Pro. La station a été installée sur le bâtiment du pavillon 15 de l'université de Blida (figure 1.7). Elle se compose d'une unité centrale avec micro-processeur pour le traitement des données et l'interface avec la station d'acquisition (ordinateur) et d'une unité de capteurs pour la mesure des paramètres météorologiques. Ces mesures ont permis une acquisition de données continues tous les 30 minutes sous un format tabulaire permettant leur traitement numérique et graphique.

Cette station comporte un pyranomètre de type photodiode de silicium mesurant l'irradiation horizontale globale avec une précision de 5% et une étendue de mesure de zéro à  $1800\text{W/m}^2$  du domaine spectral entre 0.4 et  $1.1\mu\text{m}$  (le pyranomètre est calibré afin qu'il estime le rayonnement à bande large). Les autres capteurs de température, hygrométrie, pression, vitesse du vent et pluviomètre sont de type standard. Le Tableau 1.2 présente la base de données construite tout au long de l'année 2012.

La figure 1.8 illustre l'irradiation solaire horizontale horaire mesurée par la station météorologique, la durée d'ensoleillement varie entre 7,3 heures par jour en hiver (21 décembre) et 12,8 heures par jour en été (21 juin). La valeur de l'insolation solaire maximum pour chaque mois (atteinte autour de midi -figure 1.8b-) est donnée par la première colonne du Tableau 1.2.

Il faut noter que les mesures effectuées sur une seule année ne sont pas suffisantes pour la modélisation du rayonnement solaire pour la région du Mitidja à cause de la variation des paramètres météorologiques à court terme (le rayonnement solaire n'est constant que pour des cycles de plus d'une décennie). Néanmoins les données acquises par la station ont été utilisées en 2014 pour la validation expérimentale des modèles du rayonnement pour la région par Laidi Maamar et al de l'université de Blida [22]. La recherche d'enregistrements météorologiques sur des périodes plus longues est donc indispensable.

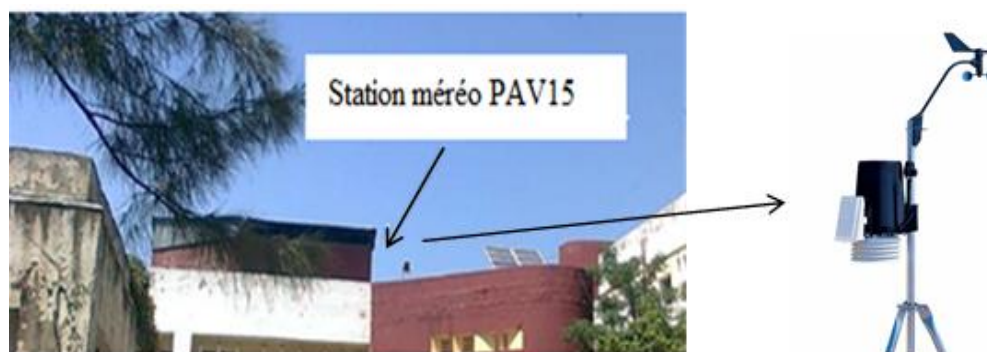


Figure 1.7 : Station météorologique de l'université de Blida1

Tableau 1.2 : Paramètres météorologiques mesurés par la station de l'université de Blida1

Paramètre	Insolation max (W/m <sup>2</sup> )	Température (°C)	Humidité (%)	Précipitation (ml)	Pression (hPa)
Janvier	667	3,2-18,6	27-89	10,8	1010,7-1037,8
Février	819	0,2-20,1	21-91	68,8	1002,2-1028,7
Mars	905	7,1-23,8	36-93	27,2	991,6-1028,1
Avril	953	7,6-32,9	17-91	28,0	1000,5-1018,5
Mai	948	10,6-32,2	29-91	5,0	1006,4-1023,1
Juin	1089	18,2-43,7	18-83	0	1003,1-1018,1
Juillet	1065	18,5-37,6	26-84	0,1	1008,1-1025,0
Aout	1071	21,8-43,8	17-85	0	1006,8-1017,3
Septembre	1031	16,9-30,5	39-85	0	1011,3-1022,8
Octobre	745	13,5-32,6	23-92	12,0	991,6-1026,7
Novembre	635	8,5-30,9	30-93	49,6	1002,7-1024,5
Décembre	615	7,7-24,9	28-87	7,2	1004,3-1033,0
Année 2012	1089	0,2-43,7	17-93	208,7	991,6-1037,8



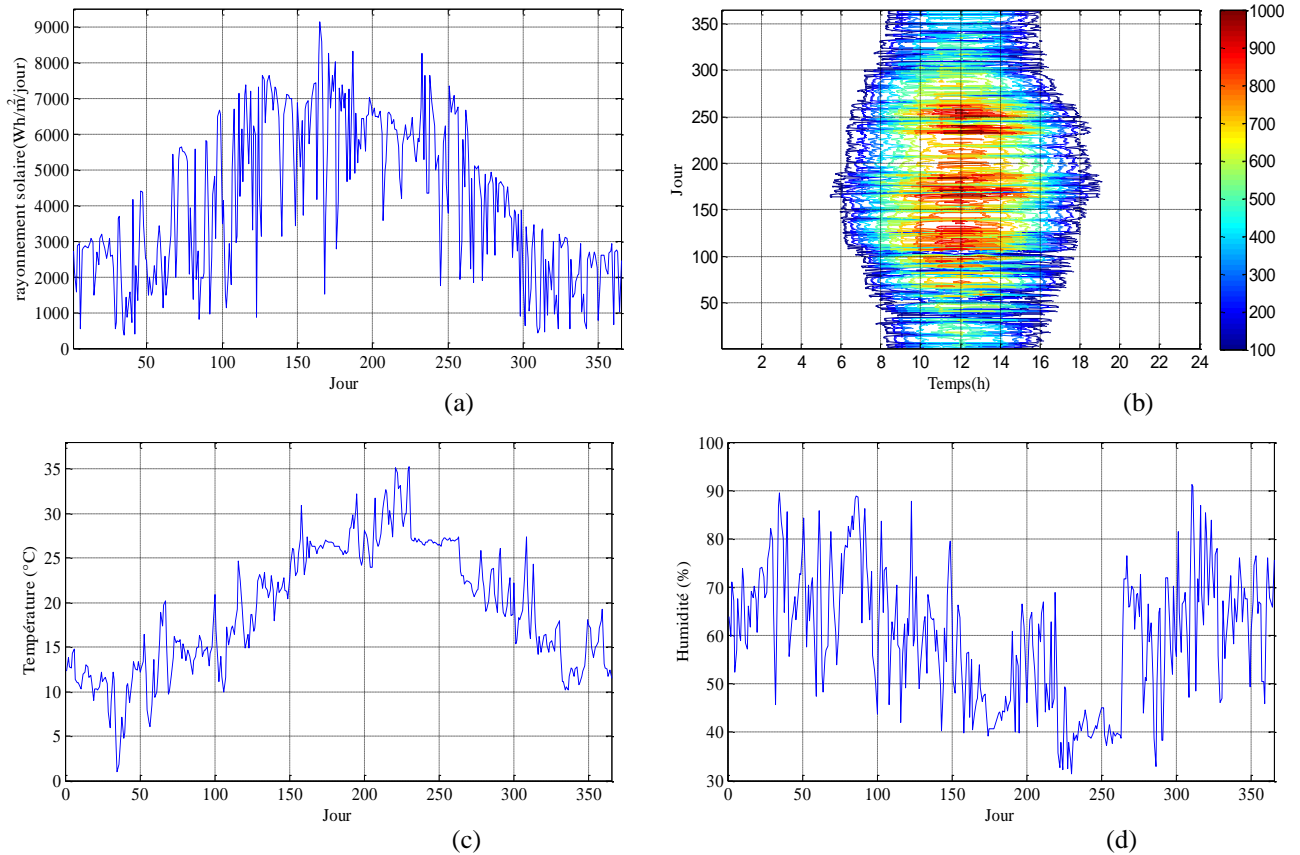


Figure 1.8: Paramètres météorologiques mesurés par la station de Blida : a) Irradiation solaire quotidienne, b) Irradiation solaire horaire, c) Température moyenne quotidienne, d) Humidité d'air

### 1.3. Modèles d'estimation du rayonnement solaire global : application à l'Algérie

La conception d'un système de conversion d'énergie solaire (que ça soit photovoltaïque ou thermique) a besoin de la connaissance exacte de la disponibilité du rayonnement solaire global. La détermination de ce paramètre principal du potentiel solaire exige que des mesures étendues du rayonnement soient réalisées par un grand nombre de stations météorologiques couvrant les zones climatiques principales de la région étudiée. Cependant, pour la plupart de la surface terrestre ces mesures ne sont pas disponibles à cause du coût des stations de mesures et de leur entretien. Le développement des modèles empiriques pour l'estimation du rayonnement solaire en se basant sur les données météorologiques disponibles s'avère donc nécessaire. Plusieurs formules empiriques utilisant divers paramètres météorologiques ont été proposées dans la littérature. Parmi les paramètres généralement utilisées par les modèles d'estimation du rayonnement solaire nous pouvons citer le rayonnement extraterrestre, la durée d'éclairement, la température moyenne, minimale et maximal, le nombre des jours pluvieux, l'humidité relative, la

pression atmosphérique et les données géographiques (latitude, longitude, altitude) du site étudié. Des évaluations de la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire globale quotidienne pour un grand nombre d'endroits autour du monde sont présentées dans diverses études dans la littérature.

### 1.3.1. Géométrie solaire ou coordonnées célestes

L'étude des modèles d'estimation du potentiel solaire nécessite la connaissance de quelques formules astronomiques et angulaires ainsi que les formules de calcul du temps solaire qui vont servir pour l'estimation du rayonnement solaire incident un plan incliné à partir du rayonnement solaire global sur un plan horizontal. Le but fondamental des calculs de ces coordonnées est de déterminer l'insolation solaire sur une surface donnée, ainsi le capteur solaire peut être orienté pour maximiser l'énergie reçue.

Le rayonnement solaire incident dépend de plusieurs variables qui sont le jour de l'année, l'heure, la latitude, la longitude, l'orientation des panneaux et les conditions atmosphériques. Nous commençons par le calcul des coordonnées angulaires pour un jour particulier de l'année, et puis nous passerons par la suite à l'analyse du temps solaire [316].

#### 1.3.1.1 Repérage de la position du soleil

##### 1.3.1.1.1 L'angle de déclinaison solaire $\delta$

La déclinaison solaire est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) ou plus précisément le plan de l'écliptique par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation (1-1).

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + \text{jour}}{365}\right) \quad (1-1)$$

L'angle de déclinaison solaire varie entre  $-23,45^\circ$  le 21 décembre et  $+23,45^\circ$  le 21 juin comme le montre la figure 1.9.

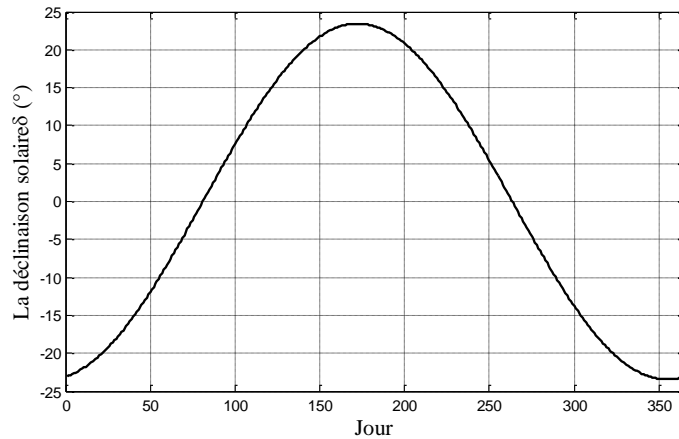


Figure 1.9: Variation de l'angle de déclinaison du soleil

### 1.3.1.1.2 L'angle du zénith $\theta_z$

L'angle du zénith est l'angle entre la verticale et la ligne du soleil, il représente aussi l'angle d'incidence de l'irradiation directe sur un plan horizontal.

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi$$

(1- 2)

Où  $\omega$  est l'angle horaire du soleil,  $\phi$  est la latitude et  $\delta$  la déclinaison solaire.

### 1.3.1.1.3 Azimut solaire $\gamma_s$

L'azimut solaire est le déplacement angulaire du sud de la projection de l'irradiation solaire directe sur plan horizontal. Par convention, les déplacements vers l'est au sud sont négatifs et les déplacements vers l'ouest sont positifs. La figure 1.10 représente l'angle d'azimut solaire et l'angle du zénith.

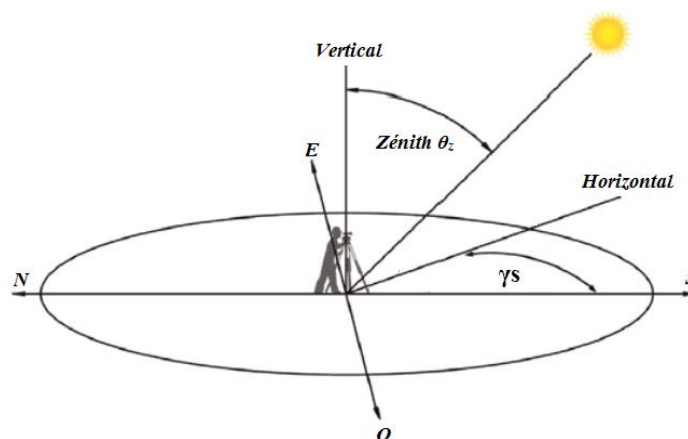


Figure 1.10 : Les angles solaires zénith et azimut

#### 1.3.1.1.4 L'angle horaire du soleil $\omega$

L'angle horaire du soleil est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de  $15^\circ$  par heure (un tour de  $360^\circ$  en 24 heures).

$$\omega = 15.(T_v - 12) \quad (1-3)$$

L'angle horaire du coucher de soleil  $\omega_s$  est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante (1-4)

$$\cos \omega_s = -\tan(\phi) \tan(\delta) \quad (1-4)$$

Où  $T_v$  est le temps solaire,  $\phi$  est la latitude et  $\delta$  la déclinaison solaire.

#### 1.3.1.2 Repérage d'un site à la surface terrestre

Les coordonnées géométriques utilisées pour déterminer la localisation d'un site sur la surface terrestre (figure 1. 11) sont :

##### 1.3.1.2.1 La latitude $\phi$

La latitude est la position angulaire au nord ou au sud de l'équateur, l'angle de la latitude est compris entre  $-90^\circ$  et  $90^\circ$ .  $-90 \leq \phi \leq 90$ . Telles que les zones situées au nord de l'équateur ont des latitudes positives et les zones situées au sud ont des latitudes négatives.

##### 1.3.1.2.2 La longitude $L_{site}$

La terre est divisée en vingt-quatre portions par les méridiens. Ils sont les arcs de cercles qui relient le pôle nord au pôle sud séparés chacun de  $15^\circ$ . La longitude ( $L_{site}$ ) est l'angle formé par la projection d'un lieu sur le plan équatorial avec la projection du méridien d'origine (Greenwich) sur le même plan. La longitude est positive pour les lieux situés à l'est du méridien de Greenwich est négative pour les lieux situés à l'ouest.  $-180^\circ \leq L_{site} \leq 180^\circ$ .

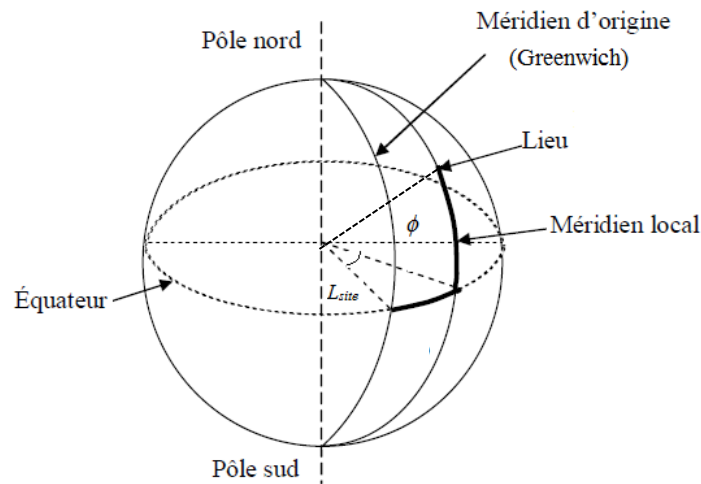


Figure 1.11 : Les coordonnées géométriques d'un site sur terre

### 1.3.1.3 Le temps solaire

Le temps solaire est basé sur le mouvement angulaire apparent du soleil à travers le ciel, il est différent du temps civil et caractérisé par le midi solaire où le soleil croise le méridien de l'observateur. Ce temps est utilisé dans tous les calculs des angles solaires, Il est nécessaire de convertir l'heure standard en temps solaire en appliquant deux corrections.

D'abord, il y a une correction constante pour la différence dans la longitude entre le méridien de l'observateur (longitude) et le méridien sur lequel l'heure locale est basée. Le soleil prend 4 minutes pour traverser un degré de longitude. La deuxième correction est l'équation du temps, qui tient compte des changements de la vitesse de rotation de la terre ce qui affecte le temps où le soleil croise le méridien de l'observateur. La différence en minutes entre l'heure solaire vraie  $T_v$  et l'heure locale standard (UTC+1 pour l'Algérie) est donnée par l'équation (1-5)

$$T_v = Temps_{std} + 4(L_{std} - L_{site}) + ET \quad (1-5)$$

$L_{std}$  est l'angle méridien local sur lequel l'heure locale est calculée ( $15^\circ$  pour l'Algérie),  $L_{site}$  est la longitude de la zone étudiée et  $ET$  est l'équation du temps donnée par l'équation (1-6) et illustrée par la figure 1.12.

$$ET = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos(\frac{360}{365}(\text{jour}-1)) - 0.032077 \sin(\frac{360}{365}(\text{jour}-1)) - 0.014615 \cos(2\frac{360}{365}(\text{jour}-1)) - 0.04089 \sin(2\frac{360}{365}(\text{jour}-1))) \quad (1-6)$$

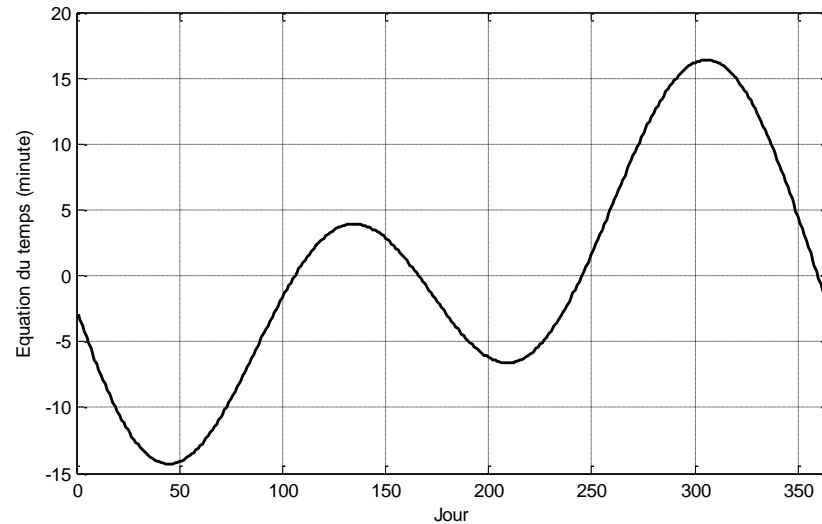


Figure 1.12 : Variation annuelle de l'équation du temps

### 1.3.2. Rayonnement solaire extraterrestre

Notre planète est située à environ 150 millions de kilomètres du soleil avec une superficie totale d'environ 510 millions de  $\text{km}^2$ , dont seulement 21% sont des terres fermes. Une partie importante du rayonnement solaire est atténuée sur son chemin pour atteindre la surface de la terre à cause des interventions atmosphériques. Environ 30 % du rayonnement solaire est directement réfléchi vers l'espace, le reste subit en traversant l'atmosphère une atténuation et une modification de spectre suite à des phénomènes complexes d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi, la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet tandis que la vapeur d'eau absorbe une partie du rayonnement infrarouge. Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée.

Le rayonnement solaire reçu à la surface de la terre varie sur une base horaire, journalière et mensuelle (saisonnière) à cause de la notion d'angle Soleil-Terre. La variation horaire est due au mouvement du soleil d'est en ouest, et aussi en raison de la présence des nuages, tandis que la variation quotidienne et mensuelle est due à la position du soleil.

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale est obtenu à l'aide de l'équation suivante

$$G_0 = \frac{24 \times 3600 C_s}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360 \text{ jour}}{365}\right) \times \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta\right) \quad (1-7)$$

Où  $C_s$  est la constante solaire, *jour* et le nombre du jour de l'année,  $\phi$  la latitude,  $\omega_s$  l'angle du coucher de soleil et  $\delta$  la déclinaison solaire.

La constante solaire  $C_s$  est l'énergie du soleil reçu hors atmosphère sur une superficie perpendiculaire à la direction de propagation du rayonnement solaire. La valeur de  $C_s$  est de  $1367 \text{ W/m}^2$ . La figure 1.13 illustre la relation terre-soleil.

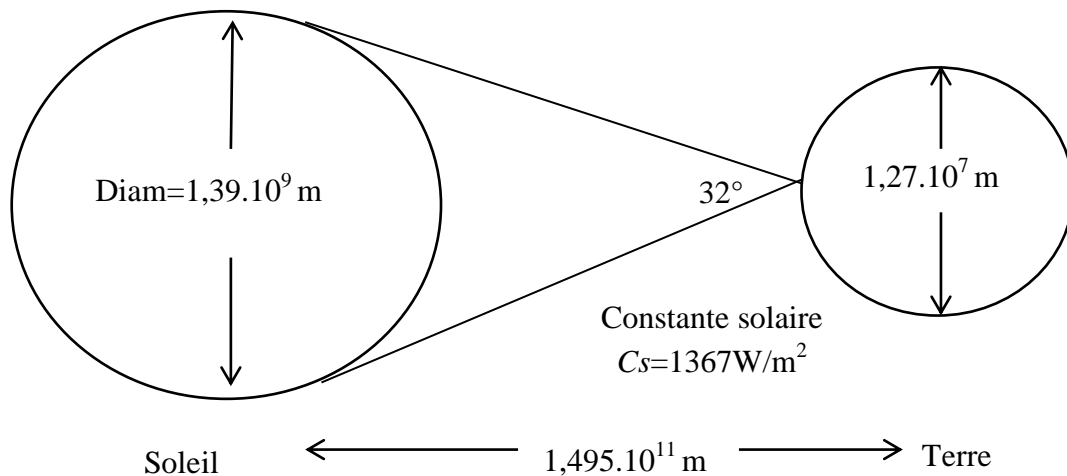


Figure 1.13 : Relation spatiale entre terre et soleil

### 1.3.3. Modèles empiriques d'estimation du rayonnement solaire global

Dans cette partie nous proposons des modèles pour l'estimation de l'irradiation solaire dans différentes régions du territoire national en s'inspirant des modèles existants dans la littérature. La conception de ces modèles sera effectuée grâce à des mesures terrestres interpolées par des mesures satellitaires du logiciel Meteonorm [23]. Notre station météorologique (région de Blida) sera utilisée pour la validation des modèles proposés.

En Algérie, les données de l'irradiation solaire ne sont enregistrées que dans certaines régions seulement. L'irradiation solaire globale pour le reste du territoire national peut être estimée au moyen de quelques formules empiriques, en utilisant d'autres paramètres météorologiques plus accessibles dans les stations locales.

Le modèle Angstrom-Prescott est le modèle d'estimation de l'irradiation solaire le plus couramment utilisé dans la littérature, il a été largement appliqué pour calculer l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale pour de nombreux endroits dans le monde. Angstrom [24] a proposé une première corrélation entre l'irradiation solaire et la durée d'ensoleillement en 1924, ce modèle a été ensuite amélioré et ajusté par Prescott 1940 [25]. Néanmoins, les données de la durée d'ensoleillement ne sont pas accessibles dans certaines stations météorologiques. De ce fait, la prédiction de l'irradiation solaire sur la base d'autres paramètres météorologiques plus disponibles a été largement étudiée. Certaines études utilisent la température, la couverture nuageuse, l'humidité, les précipitations, l'évaporation, la pression atmosphérique et l'emplacement géographique de la région étudiée. Dans cette partie nous avons adapté quelques modèles parmi les plus fiables dans la littérature, pour l'Algérie.

#### 1.3.3.1 Evaluation des performances des modèles

Afin d'évaluer la précision des modèles proposés quelques indicateurs statistiques doivent être calculés tels que l'erreur moyenne biaisée (MBE), erreur moyenne quadratique (RMSE), le coefficient de détermination ( $R^2$ ) et l'indicateur d'efficacité de Nash–Sutcliffe (NSE). Ces indicateurs calculent l'erreur entre les valeurs estimées par les modèles et les valeurs mesurées afin de pouvoir comparer la performance de ces modèles proposés et identifier le meilleur modèle d'entre eux. Quelques études d'estimation du rayonnement solaire qualifient ces indicateurs de 'différence' au lieu 'd'erreur', ces études prennent en compte les incertitudes inhérentes des mesures elles-mêmes liées à la manipulation des données et à la précision des instruments. Les valeurs mesurées ne pourront jamais être parfaites due à l'incertitude de calibrage qui est de l'ordre de 2% pour les pyréliomètres et les pyranomètres les plus précis. Sur le terrain, il convient de noter que les diverses sources inévitables d'incertitude peuvent facilement doubler ou tripler les incertitudes dues au calibrage. Cependant, la plupart des études de validation négligent ces incertitudes et ne tiennent compte que de la différence entre les valeurs mesurées et estimées. Les estimateurs statistiques de l'erreur de modélisation les plus couramment utilisés sont



### 1.3.3.1.1 L'erreur moyenne biaisée (MBE)

L'erreur moyenne biaisée est utilisée pour tester la performance sur le long terme des modèles. Le modèle le plus précis à une valeur MBE proche de zéro, une valeur négative signifie que le modèle sous-estime le rayonnement global du site tandis qu'une valeur positive signifie que le rayonnement est surestimé.

La faiblesse de cet indicateur est qu'il ne peut pas refléter la performance correcte lorsque le modèle contient des valeurs sous-estimées et surestimées en même temps. Car les erreurs positives et négatives se recombinent et le MBE ne révèle pas la vraie incertitude du modèle. L'erreur moyenne biaisée est donnée par l'équation (1-8)

$$MBE = \frac{100}{\bar{V}_m} \sum_N (V_e - V_m) \quad (1-8)$$

Avec  $V_e$  la valeur estimée et  $V_m$  la valeur mesurée.

### 1.3.3.1.2 L'erreur moyenne quadratique (RMSE)

Cet indicateur compare les valeurs estimées et mesurées afin de fournir la performance à court terme du modèle. La performance du modèle est meilleure pour les petites valeurs de RMSE. L'erreur moyenne quadratique est donnée par l'équation (1-9)

$$RMSE = \frac{100}{\bar{V}_m} \sqrt{\frac{\sum_N (V_m - V_e)^2}{N}} \quad (1-9)$$

Avec  $N$  le nombre de valeurs comparées.

### 1.3.3.1.3 Coefficient de détermination $R^2$

Le coefficient de détermination précise le pourcentage des valeurs estimées qui se rapprochent le plus des valeurs mesurées. Un coefficient de détermination proche de 1 indique que le modèle est précis. Cet indicateur donné par l'équation (1-10) teste la linéarité entre les valeurs estimées et mesurées et il est très utile pour évaluer les performances d'un modèle.

$$R^2 = \left[ \frac{\sum_N (V_m - \bar{V}_m)(V_e - \bar{V}_e)}{\sqrt{\sum_N (V_m - \bar{V}_m)^2 \sum_N (V_e - \bar{V}_e)^2}} \right]^2 \quad (1- 10)$$

#### 1.3.3.1.4 Nash–Sutcliffe (NSE)

L'indicateur Nash-Sutcliffe (équation 1-11) varie entre  $-\infty$  et 1. Plus *NSE* est proche de 1, plus le modèle est précis.

- *NSE* = 1, correspond à coïncidence parfaite entre les données mesurées et estimées.
- *NSE* = 0, le modèle a la même précision que la moyenne des données mesurées.
- *NSE* < 0, indique que la moyenne mesurée est meilleur estimateur que le modèle.

$$NSE = 1 - \frac{\sum_N (V_m - V_e)^2}{\sum_N (V_m - \bar{V}_m)^2} \quad (1- 11)$$

#### 1.3.3.1.5 Pourcentage d'erreur moyenne MPE et MAPE

Le MPE représente l'écart moyen en pourcentage entre les valeurs estimées et mesurées et MAPE est le pourcentage des erreurs absolues. Ils sont donnés par (l'équation 1-12 et l'équation 1-13)

$$MPE = \left( \frac{\bar{V}_m - \bar{V}_e}{\bar{V}_m} \right) \times 100 \quad (1- 12)$$

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_N \left| \frac{V_e - V_m}{V_m} \right| \quad (1- 13)$$

### 1.3.3.2 Estimation du rayonnement solaire global en Algérie

Les paramètres des modèles empiriques d'estimation de l'irradiation solaire sont spécifiques au site étudié et doivent être calibrés pour chaque région. Afin d'effectuer cette calibration, des données de rayonnement solaire sont indispensables. Dans notre étude nous avons utilisé la base de données de Meteonorm, cette base de données contient des données à partir d'images satellitaires entre 2003 et 2005 du monde entier et des données mesurées à partir de 7756 stations au sol entre 1981 et 2000 [23]. D'autres bases de données mondiales existent, les plus fiables sont la base de données solaire Solar-Data (SODA) qui exploite les mesures du satellite Heliosat [26] et la base de données de la NASA-SSE (Surface Meteorology and Solar Energy) [27]. D'après une étude comparative récente [28], la base de données de Meteonorm est la base qui se rapproche le plus des données réelles du rayonnement solaires mesurées sur le terrain représentant une erreur plus faible que les autres bases de données.

Dans la plus part des études, la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire journalière  $\bar{G}$  est utilisée au lieu de l'irradiation solaire globale quotidienne  $G$  qui présente habituellement trop de fluctuations à adapter exactement avec les valeurs mesurées. Selon le nombre de variables météorologiques utilisées dans le calcul, nous pouvons distinguer trois types de modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur plan horizontal.

#### 1.3.3.2.1 Modèles à zéro paramètre

Ce type de modèle ne nécessite la connaissance d'aucune variable météorologique pour le calcul de l'irradiation solaire, ces modèles sont dépendants seulement du nombre de la journée de l'année.

Bulut [29] a proposé un modèle à base d'une sinusoïde pour estimer l'irradiation solaire globale horizontale en Turquie. Ce modèle a été appliqué sur 68 sites en Turquie avec des résultats satisfaisants. Li [30] a proposé un modèle qui combine une fonction sinus et cosinus pour l'estimation du rayonnement en 70 provinces chinoises. Un modèle similaire a été développé par Zang [31], les résultats ont montré la forte capacité de ces modèles à estimer l'irradiation solaire globale dans les sites étudiés. Khorasanizadeh [32] a appliqué six modèles à base du nombre du jour de l'année pour estimer l'irradiation à quatre villes iraniennes. Une comparaison de ces modèles avec d'autres modèles basés sur des paramètres météorologiques comme la durée d'ensoleillement et la température a été

effectuée [33], cette comparaison a démontré la supériorité des modèles du nombre du jour de l'année sur les autres types d'estimateur pour la ville de Birjand en Iran. El Mghouchi [34, 35] a proposé deux modèles qui utilisent le jour de l'année pour le Maroc, ces deux modèles ont besoin de l'introduction de paramètres préalables comme l'angle d'élévation du soleil et l'angle de zénith. Nous pouvons qualifier ces deux modèles de semi-empiriques ou même déterministes, des modèles du même type ont été présentés par Gueymard [36] dans son analyse de 18 modèles déterministes les plus utilisés dans la littérature. D'une manière générale, les modèles basés sur le jour de l'année [29-33, 37] possèdent deux avantages majeurs. Tout d'abord, ils ne dépendent d'aucun paramètre externe tel que les données météorologiques ou géographiques et d'autre part ils sont simples et ne recourent pas à des pré-calculs des angles solaires ou du rayonnement extraterrestre. Nous distinguons six modèles de ce type dans la littérature comme présenter dans le Tableau 1.3.

Tableau 1.3 : Modèles d'estimation du rayonnement global à base du nombre du jour

Modèle	Formules	Réf
Mod1-1	$G = a + b \cos\left(\frac{2\pi}{364} n_{\text{jour}} + c\right)$	[38]
Mod1-2	$G = a + b \left  \sin \left[ \frac{\pi}{365} (n_{\text{jour}} + 5) \right] \right ^{1.5}$	[29]
Mod1-3	$G = a + b \sin\left(\frac{2\pi}{c} n_{\text{jour}} + d\right)$	[39]
Mod1-4	$G = a + b \sin\left(\frac{2\pi c}{365} n_{\text{jour}} + d\right) + e \cos\left(\frac{2\pi f}{365} n_{\text{jour}} + g\right)$	[30]
Mod1-5	$G = a \exp \left[ -0.5 \left( \frac{n_{\text{jour}} - b}{c} \right)^2 \right]$	[39]
Mod1-6	$G = a + b n_{\text{jour}} + c n_{\text{jour}}^2 + d n_{\text{jour}}^3 + e n_{\text{jour}}^4$	[39]

Avec  $G$  l'irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal,  $a, b, c, d, e, f$  et  $g$  sont des coefficients de régressions et  $n_{\text{jour}}$  est le numéro de la journée de l'année allant de 1 pour le premier Janvier à 365 pour le 31 Décembre. Nous avons proposé des modèles adaptés pour sept régions Algériennes étudiées (Alger, Annaba, Blida, Sétif, Chleff, Gardaïa, Tiaret). Les coefficients de régressions ont été calculés à l'aide du logiciel Matlab en utilisant les données de l'irradiation solaires mesurées sur un long terme. Une comparaison entre les valeurs calculées du rayonnement solaire global par les modèles proposés et les valeurs mesurées a été réalisée. Les coefficients des six modèles ainsi que

les indicateurs statistiques correspondant à l'erreur d'estimation du rayonnement solaire journalier et mensuel pour chaque région sont présentés dans les tableaux B1-1, B1-2, B1-3 de l'appendice B. Les résultats des calculs montrent que tous les six modèles donnent des résultats satisfaisants. Le modèle Mod1-4 est le meilleur pour les sept régions étudiées avec un coefficient de détermination  $R^2$  allant de 70.33% pour la région de Chleff à 97.59% pour la région de Ghardaïa pour la comparaison des valeurs quotidiennes. En effet les données quotidiennes de l'irradiation solaire présentent trop de dispersion pour être estimées précisément de cette manière, par contre ces modèles fonctionnent réellement bien pour les valeurs moyennes mensuelles. Les coefficients de détermination  $R^2$  de ces derniers dépassent les 99% pour toutes les régions étudiées. Le Tableau 1.4 présente les résultats obtenus par le meilleur modèle Mod1-4. L'allure des six modèles proposés pour la région d'Alger ainsi que la différence entre l'irradiation solaire estimée par le modèle Mod1-4 et les données mesurées sont illustrées par la figure 1.14 et figure 1.15 respectivement.

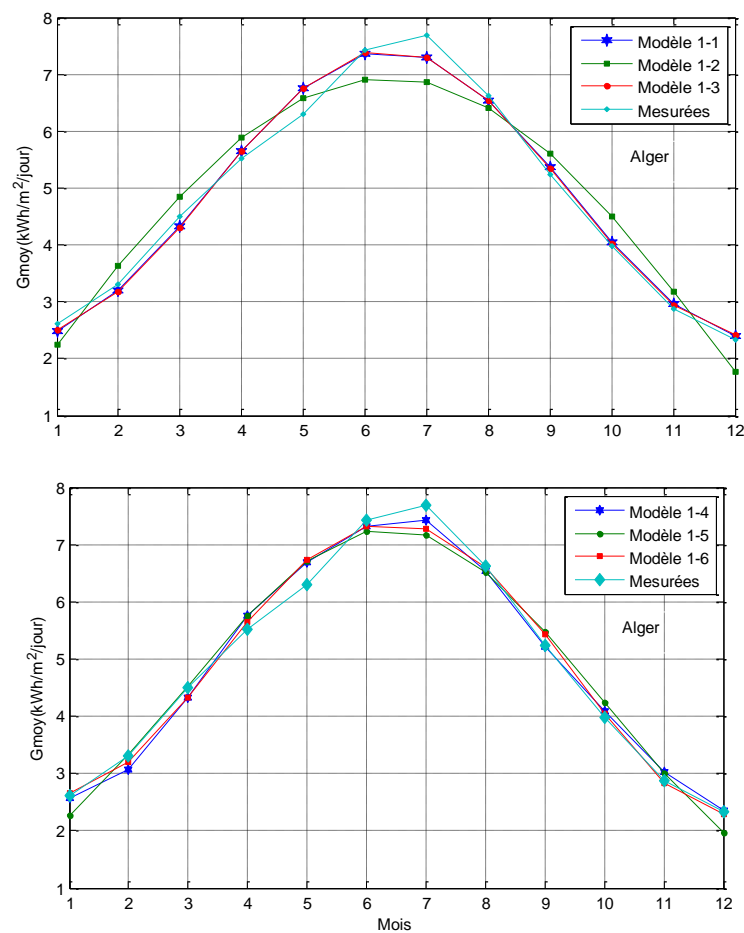


Figure 1.14: Allure des modèles à base du numéro de la journée pour la région d'Alger

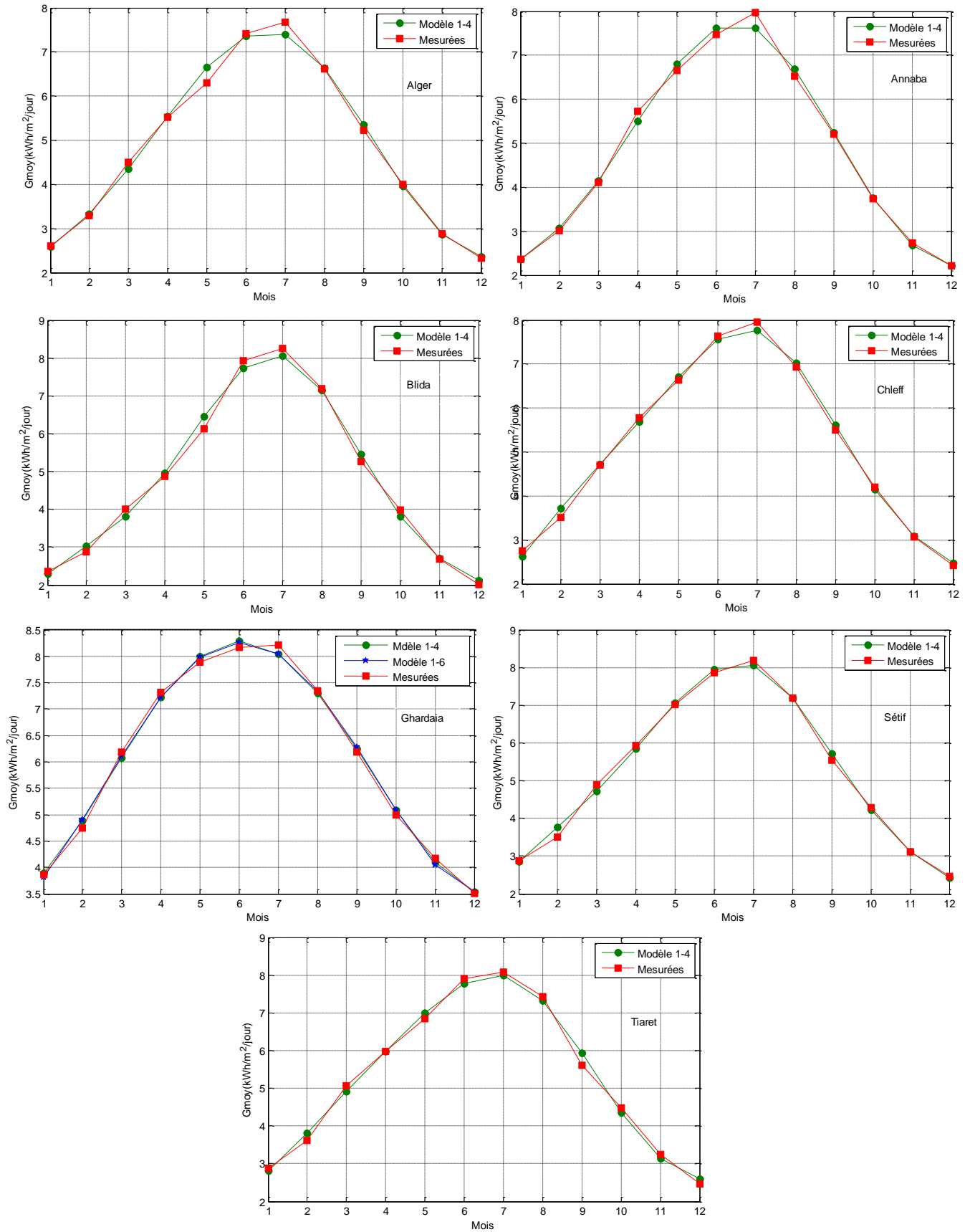


Figure 1.15 : Allure du modèle Mod1-4 pour les régions étudiées

Tableau 1.4 : Performances des modèles d'estimation à base du numéro du jour

	Alger	Annaba	Chleff	Ghardaïa	Sétif	Tiaret
Valeurs quotidiennes	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4
RMSE	17,0792	19,2201	23,6413	4,3728	21,6449	20,5905
R <sup>2</sup> (%)	82,68	82,02	70,33	97,59	74,76	75,39
MAPE	19,0361	22,8638	26,8583	3,4003	25,7124	23,1037
Moyennes mensuelles	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4	Mod1-4
RMSE	3,7606	3,1142	2,0718	1,6478	2,3238	2,8595
R <sup>2</sup> (%)	98,97	99,42	99,69	99,65	99,61	99,38
MAPE	3,1167	1,7788	2,0100	1,4792	1,9495	2,8882

### 1.3.3.2.2 Modèles à un seul paramètre

#### 1.3.3.2.2.1 Modèles basés sur la durée d'ensoleillement

Le premier modèle permettant de calculer l'irradiation solaire a été proposée par Angstrom [24], ce modèle peut estimer l'irradiation solaire globale sur plan horizontal à partir de l'irradiation en ciel clair. Pour résoudre la difficulté d'obtention des données du rayonnement en ciel clair, Prescott [25] suggère l'utilisation de l'irradiation solaire extraterrestre. Cette modification a donné naissance au modèle Angström-Prescott qui est considéré comme la corrélation la plus commode et la plus employée pour l'estimation de l'irradiation solaire dans la littérature. Le modèle Angström-Prescott établit une relation entre l'indice de clarté  $K_t$ , défini comme le rapport de l'irradiation solaire globale  $G$  par l'irradiation extraterrestre correspondante  $G_0$  et l'indice d'ensoleillement  $K_s$ , défini par le rapport de la durée d'ensoleillement sur la longueur du jour. La durée d'ensoleillement est le temps où le rayonnement solaire direct dépasse les  $120\text{W/m}^2$  tandis que la longueur du jour est un paramètre qui dépend de l'angle horaire du coucher de soleil  $\omega_s$ , comme présenté par l'équation (1-14)

$$S_0 = (2/15) \times \omega_s \quad (1-14)$$

Plusieurs modifications ont été apportées au modèle initial d'Angström-Prescott afin d'améliorer ses performances. Le principe est de remplacer le modèle de régression linéaire par d'autres formes non linéaires [40-46] (quadratique, cubique...) et d'adapter les coefficients de régressions aux sites étudiés. Bakirci [47] a rapporté plus de 60 modèles d'estimation du rayonnement solaire à partir de la durée d'ensoleillement de la littérature et a regroupé ces modèles en quatre catégories : i) modèles linéaires, ii) modèles non linéaires, iii) modèles trigonométriques et iv) d'autres types de modèles. En plus de

l'adaptation des coefficients de régressions d'autres méthodes consistent à introduire des paramètres géographiques comme la latitude et l'altitude du site dans ces coefficients. Das et al [48] ont analysé 17 modèles basés sur la durée d'ensoleillement en introduisant des paramètres géographiques dans les coefficients de régressions. Cette étude a été appliquées à 79 emplacements en Corée du sud ce qui a permis la constitution d'une carte solaire du pays en interpolant les résultats. Les modèles appliquées sur les régions algériennes dans notre étude sont présentés dans le Tableau 1.5.

Tableau 1.5: Modèles d'estimation du rayonnement à base de la durée d'ensoleillement [49]

Modèle	Formules	Type	Réf
Mod2-1	$G/G_0 = a + b(S/S_0)$	linéaire	[24]
Mod 2-2	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + c(S/S_0)^2$	quadratique	[40]
Mod 2-3	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + c(S/S_0)^2 + d(S/S_0)^3$	cubique	[41]
Mod 2-4	$G/G_0 = a + b \log(S/S_0)$	logarithmique	[42]
Mod 2-5	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + c \log(S/S_0)$	Linéaire logarithmique	[43]
Mod 2-6	$G/G_0 = a + b \exp(S/S_0)$	Exponentiel	[44]
Mod 2-7	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + c \exp(S/S_0)$	Linéaire exponentiel	[45]
Mod 2-8	$G/G_0 = a + b(S/S_0)^c$	Puissance	[46]

Avec  $a$ ,  $b$ ,  $c$  et  $d$  les coefficients de régressions,  $G$  l'irradiation solaire globale,  $G_0$  l'irradiation extraterrestre,  $S$  la durée d'ensoleillement et  $S_0$  la longueur du jour. Les coefficients de régressions et les performances des modèles d'estimation de l'irradiation quotidienne et la moyenne mensuelle sont donnés par les tableaux B1-4, B1-5, B1-6 de l'appendice B. Le tableau 1.6 résume les résultats du meilleur modèle pour chaque région.

Tableau 1.6 : Performances des modèles d'estimation à base de la durée d'ensoleillement

	Alger	Annaba	Chleff	Ghardaïa	Sétif	Tiaret
Valeurs quotidiennes	Mod2-3	Mod2-7	Mod2-3	Mod2-5	Mod2-7	Mod2-3
RMSE	12,0414	13,0058	16,1815	4,5873	13,8122	14,6249
$R^2$ (%)	91,41	91,81	86,28	97,40	89,75	87,59
MAPE	11,2565	12,1665	15,2008	3,5905	14,0320	14,3878
Moyennes mensuelles	Mod2-3	Mod2-5	Mod2-1	Mod2-5	Mod2-4	Mod2-4
RMSE	5,2694	5,3419	5,4141	2,2047	5,7111	5,9766
$R^2$ (%)	98,04	98,36	97,81	99,42	97,92	97,32
MAPE	4,4274	3,2563	4,4014	1,9437	4,8582	4,5146



Les indicateurs statistiques montrent la bonne capacité d'estimation des modèles empiriques proposés, le coefficient de détermination varie entre 86% pour la région de Chleff et 97% pour Ghardaïa. L'erreur quadratique est supérieure à 10% pour la plupart des régions sauf Ghardaïa (4,5%), ceci s'explique par l'absence des jours nuageux dans cette région comme le montre la figure 1.16. L'irradiation solaire quotidienne à Ghardaïa est toujours supérieure à  $3\text{kWh/m}^2/\text{jour}$  car le ciel est clair. Nous constatons donc que les modèles proposées sont sensibles à la couverture nuageuse. Suehrcke [50] a introduit un nouveau paramètre qui modélise l'état du ciel pour remédier à ce problème. D'autres études [13] donnent au ciel un nombre entre 1(ciel clair) et 8(ciel totalement couvert) pour représenter la couverture nuageuse.

Malgré que le modèle Mod2-3 est meilleur pour 3 régions (Alger, Chleff, Tiaret), nous ne pouvons pas le considérer comme meilleur estimateur que les autres modèles mais nous affirmons que les spécificités météorologiques de chaque région permettent à un des modèles de se distinguer des autres. Dans le cas de Tiaret les deux modèles Mod2-2 et Mod2-3 ont donné des performances presque identiques, c'est le cas aussi pour les modèles Mod2-2, Mod2-5 et Mod2-7 pour la région de Ghardaïa. Pour les modèles de l'irradiation moyenne mensuelle, le coefficient de détermination varie entre 97% et 99% montrant l'excellente performance des modèles à base de la durée de l'ensoleillement. L'erreur quadratique moyenne ainsi que le pourcentage absolu de la déviation MAPE sont toujours inférieur à 6% pour toutes les régions. La meilleure performance est obtenue par les modèles Mod2-2, Mod2-3, Mod2-5, Mod2-7 pour la région de Ghardaïa. Ces modèles ont tous des performances presque identiques soit un coefficient de détermination de 99,42%, un RMSE de 2,2% et un MAPE de 1,9%. La figure 1.16 illustre les résultats obtenus en comparant les valeurs de l'irradiation solaire quotidienne estimées par les modèles à base de la durée d'ensoleillement avec celles mesurées.

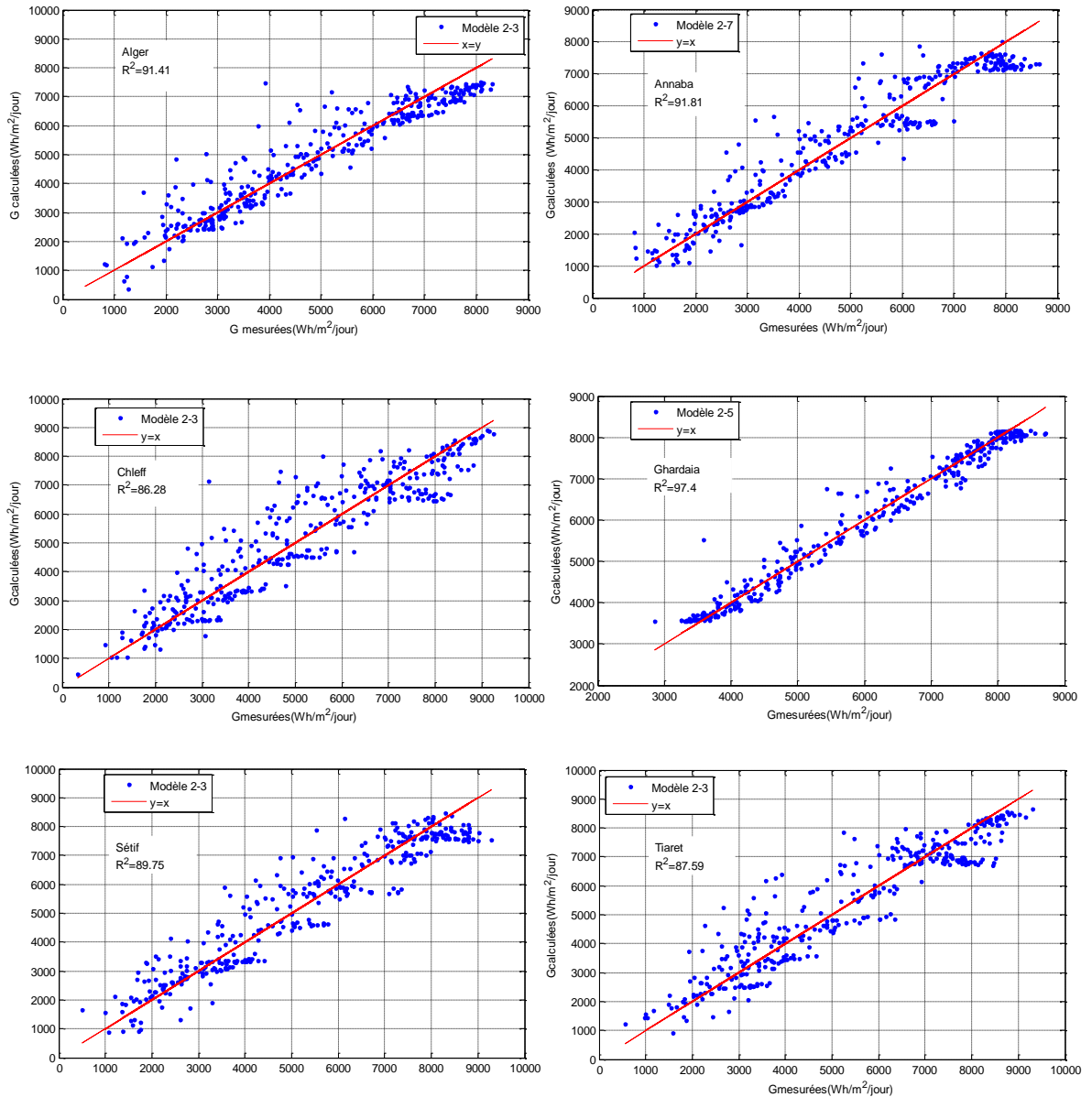


Figure 1.16 : Comparaison entre l'irradiation estimée et l'irradiation mesurée

### 1.3.3.2.2 Modèles basés sur la température

Parmi tous les paramètres météorologiques, la température est la plus disponible dans les enregistrements des stations de mesures standard. Pratiquement, il n'existe pas de station météorologique qui ne mesure pas la température en raison de son importance dans plusieurs applications. Par conséquent, il est très intéressant de développer des modèles d'estimation du rayonnement solaire à base des mesures de la température ambiante.

Les modèles basés sur la température ambiante utilisent la différence entre la température maximale et minimale pour estimer la transmittivité atmosphérique. Ces modèles supposent que la température maximale diminue avec la diminution de la transmittivité, tandis que la température minimale augmente [51]. Bien que la différence de température soit influée par d'autres facteurs comme la vitesse du vent, les précipitations et l'humidité de l'air, cette différence de température peut constituer un bon indicateur de la clarté du ciel et de l'intensité de l'irradiation solaire.

Plusieurs modèles empiriques fondés sur la température ambiante ont été proposés. Hargreaves et Samani [52] ont proposé un modèle simple qui contient un seul coefficient empirique reliant l'indice de clarté avec la racine carrée de la différence de température ambiante, ce modèle a été ensuite amélioré par l'ajout d'un autre coefficient linéaire [53]. Bristow et Campbell [54] ont proposé un autre modèle non linéaire en introduisant un terme exponentiel pour corréliser le rayonnement solaire avec la température. Ce modèle a été utilisé par Pan et al [55] pour estimer le potentiel solaire au Tibet (Chine). Plusieurs versions modifiées des deux modèles de Hargreaves (Mod3-1) et de Bristow et Campbell (Mod3-4) ont été proposées par Liu [56]. Cette étude a démontré que la version originale du modèle Bristow et Campbell est la meilleure option pour l'estimation du rayonnement solaire en tenant compte du nombre de coefficients empiriques et la complexité réduite du modèle. Dans une analyse de Dos Santos et al [57], il a été démontré que le modèle de Hargreaves est le plus performant pour les régions secs du Brésil tandis que le modèle de Bristow-Campbell est le meilleur pour les régions côtières humides. Almorox et al [58] ont proposé la combinaison de ces deux modèles (Hargreaves et Bristow-Campbell) afin d'améliorer la performance d'estimation du rayonnement solaire dans la ville de Madrid en Espagne. Récemment d'autres modèles ont été développés, Chen [59] a introduit la variation logarithmique de la différence de température. Benghanem et Mellit [60] ont proposé un nouveau modèle calibré pour la ville de Madinah en Arabie Saoudite et un modèle similaire a été proposé par Dumas pour sept régions Italiennes [61].

Dans cette section nous avons paramétré les modèles précédemment cités pour les régions Algériennes étudiées. Une comparaison entre les six modèles est établie pour identifier le modèle le plus adapté pour chaque région. En s'inspirant des modèles Mod3-1, Mod3-4 et Mod3-6, nous avons introduit trois autres modèles Mod3-7, Mod3-8 et Mod3-9. Le tableau 1.7 récapitule tous les modèles étudiés dans cette section.

Tableau 1.7 : Modèles d'estimation du rayonnement solaire à base de la température

Modèle	Formules	Réf
Mod3-1	$G = a.G_0(T_{\max} - T_{\min})^{0.5}$	[52]
Mod3-2	$G = G_0(a\sqrt{T_{\max} - T_{\min}} + b)$	[53]
Mod3-3	$G = G_0(a \log(T_{\max} T_{\min}) + b)$	[59]
Mod3-4	$G = G_0.a \left[ 1 - \exp(-b.(T_{\max} - T_{\min})^c) \right]$	[54]
Mod3-5	$G = a + b.G_0(T_{\max} - T_{\min})^c$	[60]
Mod3-6	$G = a + b.G_0(T_{\max} - T_{\min})$	[61]
Mod3-7	$G = a + bG_0(T_{\max} - T_{\min}) + cG_0(T_{\max} - T_{\min})^{0.5}$	Proposé
Mod3-8	$G = a + bG_0 \left[ 1 - \exp(-c(T_{\max} - T_{\min})) \right]$	Proposé
Mod3-9	$G = a + G_0(b(T_{\max} - T_{\min})^c - \exp(-d(T_{\max} - T_{\min})^e))$	Proposé

Dans le Tableau 1.7  $a$ ,  $b$ ,  $c$  sont des coefficients de régressions adaptés pour chaque région étudié.  $G$  est l'irradiation solaire sur le sol,  $G_0$  est l'irradiation solaire extraterrestre et  $T_{\max}$  et  $T_{\min}$  sont la température maximale et minimale respectivement. Les coefficients de régressions des neuf modèles pour les six régions ainsi que les indicateurs statistiques des performances de ces modèles sont donnés dans les Tableaux B1-7, B1-8 et B1-9 de l'appendice B.

Tableau 1.8 : Performances des modèles à base de la température

	Alger	Annaba	Chleff	Ghardaïa	Sétif	Tiaret
Valeurs quotidiennes	Mod3-7	Mod3-8	Mod3-7	Mod3-9	Mod3-9	Mod3-8
RMSE	20,9478	22,6389	21,4349	17,8772	20,0117	18,1361
R <sup>2</sup> (%)	77,64	76,55	75,25	78,97	79,70	83,15
MAPE	27,8169	27,4961	31,5645	16,2541	22,2204	20,1993
Moyennes mensuelles	Mod3-7	Mod3-8	Mod3-8	Mod3-7	Mod3-9	Mod3-8
RMSE	5,9241	7,2206	3,9397	2,8437	7,4333	6,5636
R <sup>2</sup> (%)	98,50	97,87	99,26	99,62	98,84	98,19
MAPE	3,9250	5,4066	3,2592	2,7859	6,1648	4,1784

Les résultats des simulations montrent que les modèles d'estimation du rayonnement solaire à partir de la température sont moins performants que les modèles à base de la durée d'ensoleillement car contrairement à la durée d'ensoleillement, la température n'a pas une relation exclusive avec le rayonnement solaire et peut être influencée par d'autres paramètres météorologiques comme l'humidité, la vitesse de l'air et la pression atmosphérique. Les performances des modèles étudiés varient entre 75% à Chleff et 83% à Tiaret pour l'estimation de l'irradiation quotidienne et entre 97% à Annaba et 99% à Ghardaïa pour l'estimation l'irradiation solaire moyenne mensuelle. Les trois modèles que

nous avons développés ont montré leurs supériorités par rapport aux modèles présents dans la littérature. Dans toutes les régions étudiées, un des modèles proposés donnent la meilleure performance (Mod3-7 pour Alger et Chleff, Mod3-8 pour Annaba et Tiaret et 3-9 pour Ghardaïa et Sétif).

La comparaison entre les rayonnements solaire quotidiens sur plan horizontal mesurés et estimés par le modèle le plus approprié pour chaque région est illustrée dans les figures 1.17 et 1.18.

Malgré que l'erreur quadratique moyenne dépasse les 20% pour les régions d'Alger, Annaba, Chleff et Sétif, nous considérons les estimations du rayonnement solaire par les modèles proposés comme satisfaisantes. Pour l'estimation de l'irradiation quotidienne de la région d'Alger, le modèle Mod3-7 donne la meilleure performance avec une erreur quadratique de 20,9%, un coefficient de détermination de 77,6% et une erreur moyenne absolue de 27,8%, devançant le modèle de Bristow et Campbell avec une erreur quadratique de 21,2%, un coefficient de détermination de 77,4% et une erreur moyenne absolue de 28,9%. En ce qui concerne l'estimation de la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire, le même modèle Mod3-7 devance, avec une erreur quadratique de 5,9%, un coefficient de détermination de 98,5% et une erreur moyenne absolue de 3,9%, le modèle de Benghanem et Melit avec une erreur quadratique de 6,0%, un coefficient de détermination de 98,3% et une erreur moyenne absolue de 3,9%.

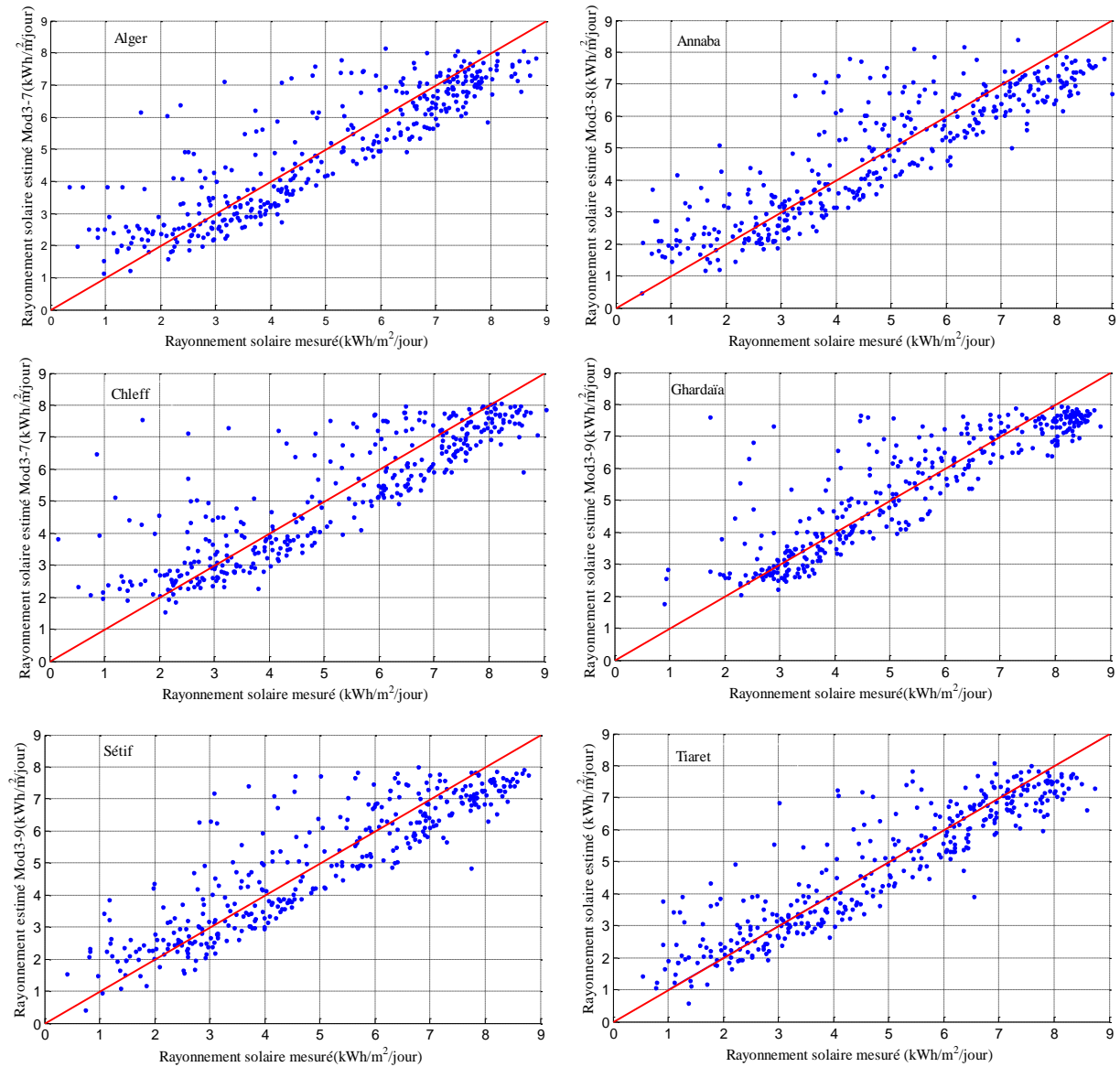


Figure 1.17: Comparaison entre l'irradiation calculée et l'irradiation mesurée

Il faut noter que la température est le paramètre météorologique le plus affecté par le changement climatique. Dans de nombreuses publications l'effet de la pollution et des gaz à effet de serre sur le réchauffement planétaire est discuté. Li et al [62] prévoient une augmentation de la température de 2,9°C d'ici 2050 et de 5,9°C d'ici 2100 pour le moyen orient. Ce réchauffement climatique aura des conséquences directes sur le rayonnement solaire. Ohunakin et al [63] ont investigué l'effet du changement climatique prévu pour les prochaines décennies sur l'intensité du rayonnement solaire et sur la température ambiante moyenne en proposant des scénarios d'émission des gaz à effet de serre en particulier le dioxyde de carbone. Nous pensons que les performances des modèles d'estimation du rayonnement solaire basés sur la température seront influencées par le phénomène de

réchauffement planétaire. Pour cette raison une étude plus détaillée sur l'impact du réchauffement climatique sur l'exactitude des modèles empiriques et sur la variation des coefficients empiriques doit être réalisé.

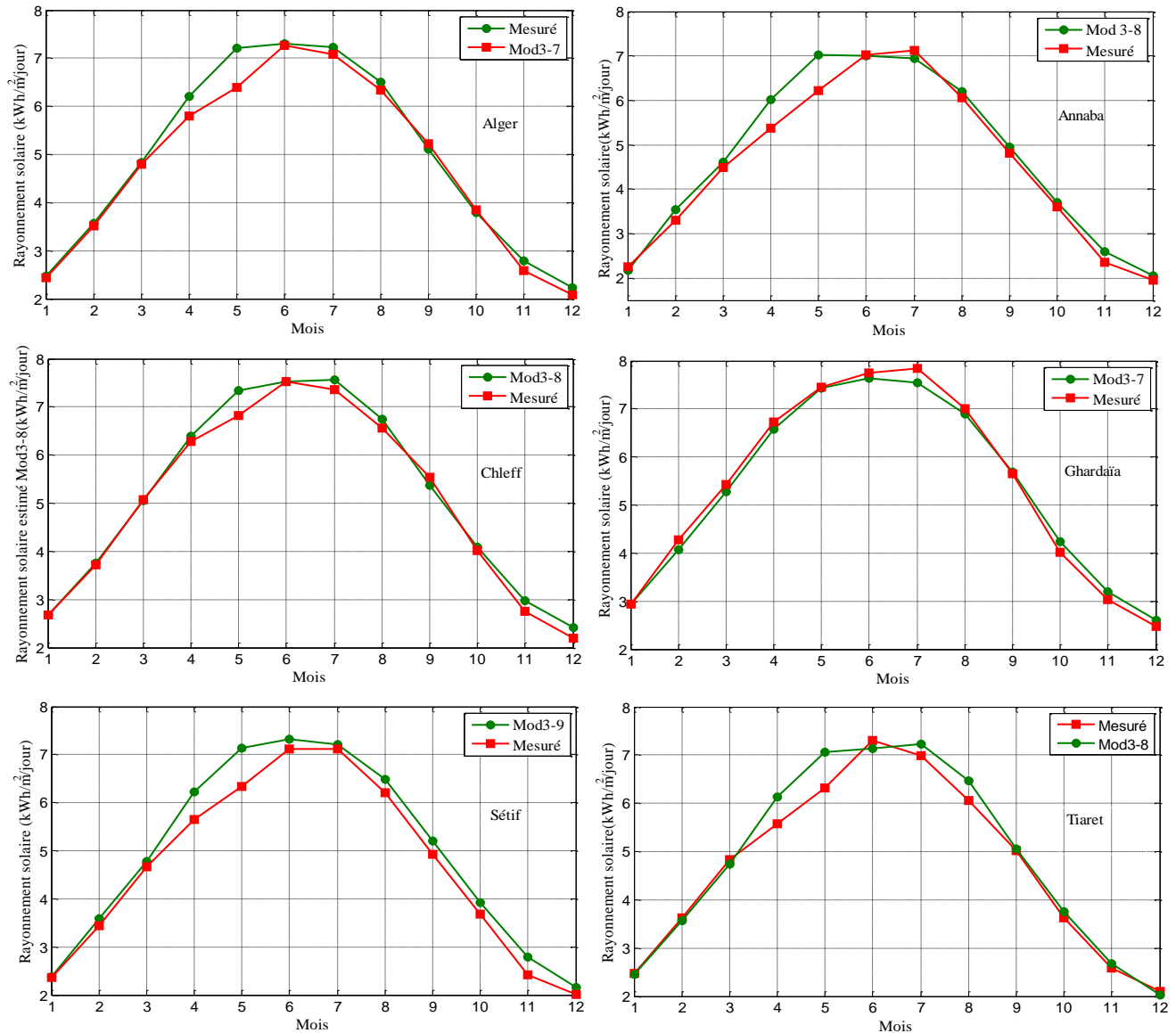


Figure 1.18 : Allure des modèles d'estimation du rayonnement solaire à base de la température

### 1.3.3.2.3 Modèles à plusieurs paramètres

Afin d'améliorer les performances des modèles d'estimation du rayonnement solaire, quelques études ont proposé la combinaison de plusieurs paramètres météorologiques dans le même modèle. El-Sebaï et al [64, 65] ont proposé des modèles qui combinent linéairement la durée d'ensoleillement et la température ou la durée d'ensoleillement et

l'humidité solaire pour l'estimation du rayonnement solaire à Djeddah, Arabie saoudite. Une analyse de Khorasanizadeh et Mohammadi [66] ont prouvé que les modèles qui utilisent la durée d'ensoleillement parmi leurs paramètres de combinaisons ont les meilleures performances. Li et al [67] ont proposé six modèles pour la chine. Parmi ces modèles, deux modèles combinent entre la différence des températures ambiantes maximale et minimale et l'humidité de l'air. En plus de la durée d'ensoleillement, la température et l'humidité de l'air, Chen et al [68] ont proposé des modèles à base de la quantité des précipitations et du déficit de saturation de la pression atmosphérique. Les meilleurs résultats de Chen et al ont été obtenus par un nouveau modèle qui combine l'ensoleillement solaire et la température par une relation non linéaire [59]. Plusieurs revues de littératures ont comparé les modèles à plusieurs paramètres afin d'identifier les meilleurs estimateurs du rayonnement solaire [69-71]. Généralement ces derniers sont basés sur la durée d'ensoleillement associée à d'autres paramètres météorologiques. Dans cette section, nous allons calibrer quatre modèles empiriques pour estimer l'irradiation solaire au niveau des six sites tests Algériens. Nous proposons deux autres modèles pour essayer de mieux estimer l'irradiation. Les modèles étudiés sont proposés dans le Tableau 1.9.

Tableau 1.9 : Modèles d'estimation de l'irradiation solaire à base de plusieurs paramètres

Modèle	Formules	Réf
Mod4-1	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + cRH$	[65]
Mod4-2	$G/G_0 = a + b(S/S_0) + cT$	[65]
Mod4-3	$G = a + (b \times \sqrt{T_{\max} - T_{\min}} + c \times RH)G_0$	[67]
Mod4-4	$G = a + b \times G_0 \sqrt{T_{\max} - T_{\min}} + c \times RH$	[67]
Mod4-5	$G = G_0(a \times \log(T_{\max} - T_{\min}) + b \times (S/S_0)^c + d)$	[59]
Mod4-6	$G = a + G_0(bS/S_0 + c \log(S/S_0) - \exp(d(T_{\max} - T_{\min})^e))$	proposé
Mod4-7	$G = a + G_0(b + c(S/S_0) + d \exp(S/S_0) + e \exp((T_{\max} - T_{\min})^f))$	proposé

Avec  $G$  et  $G_0$  l'irradiation solaire sur plan horizontal et l'irradiation solaire extraterrestre respectivement,  $a, b, c, d, e$  et  $f$  les coefficients de régressions empiriques,  $S$  la durée d'ensoleillement,  $S_0$  la durée du jour,  $T$  la température ambiante moyenne,  $T_{\max}$  et  $T_{\min}$  les températures maximale et minimale respectivement et  $RH$  l'humidité de l'air en pourcentage.



Les résultats des simulations des modèles d'estimation du rayonnement solaire à base de plusieurs paramètres météorologiques sont présentés dans le Tableau 1.10 et les Tableaux B1-10, B1-11, B1-12 de l'appendice B.

Tableau 1.10 : Performance des modèles à base de plusieurs paramètres

	<b>Alger</b>	<b>Annaba</b>	<b>Chleff</b>	<b>Ghardaïa</b>	<b>Sétif</b>	<b>Tiaret</b>
Valeurs quotidiennes	Mod4-5	Mod4-7	Mod4-7	Mod4-5	Mod4-7	Mod4-7
RMSE	12,0870	13,0057	16,2407	4,5300	13,7800	14,6317
R <sup>2</sup> (%)	91,33	91,81	86,08	97,42	89,78	87,57
MAPE	11,4014	12,1679	16,2287	3,5160	13,9024	14,3119
Moyennes mensuelles	Mod4-1	Mod4-2	Mod4-2	Mod4-4	Mod4-2	Mod4-4
RMSE	4,7524	3,1849	4,9879	1,8663	4,4421	5,1088
R <sup>2</sup> (%)	98,38	98,80	98,21	99,57	98,56	98,01
MAPE	4,0531	4,5477	4,3699	1,7229	4,2005	4,1449

Les résultats des simulations montrent que les modèles Mod4-5 et Mod4-7 sont les meilleurs pour l'estimation de l'irradiation solaire quotidienne avec des coefficients de déterminations R<sup>2</sup> allant de 86% pour Chleff à 97% pour Ghardaïa. La combinaison de plusieurs paramètres météorologiques permet l'amélioration des performances des modèles pour quelques régions mais l'indisponibilité de ces paramètres et la difficulté de les obtenir (manque de stations de mesures des taux de couvertures du ciel, d'humidité de l'air, de la pression de saturation... etc.) rend leur utilisation difficile. Pour l'estimation de la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire les coefficients de déterminations sont supérieurs à 98% pour tous les sites étudiés ce qui montre la performance très élevée des modèles utilisés. Les autres indicateurs statistiques (RMSE et MAPE) confirment la fiabilité des modèles proposés avec des valeurs inférieures à 5% pour toutes les régions. La meilleure performance de tous les modèles est obtenue pour la région de Ghardaïa avec une erreur quadratique inférieure à 2% par contre les plus faibles performances concernent la région de Tiaret avec 5,1%, la pire des performances est obtenue par le modèle Mod4-3 pour Alger avec plus de 8% de RMSE. La figure 1.19 présente une comparaison entre les erreurs moyennes quadratiques des modèles d'estimation de la moyenne de l'irradiation mensuelle pour les six régions étudiés.

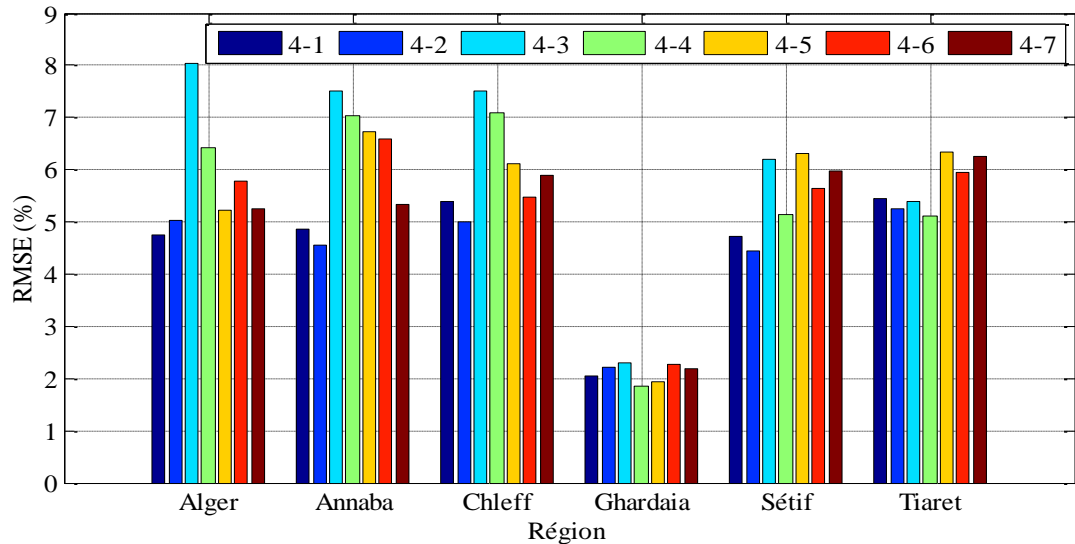


Figure 1.19 : Comparaison entre les erreurs quadratiques des modèles à plusieurs paramètres

#### 1.3.4 Utilisation de l'intelligence artificielle pour l'estimation du rayonnement solaire

Les méthodes d'intelligence artificielle (particulièrement les réseaux de neurones) présentent une capacité remarquable à approximer et estimer n'importe quelle fonction à partir de quelques exemples d'apprentissages. Afin d'obtenir des estimations fiables et précises du rayonnement solaire, ces méthodes ont été largement utilisées dans de nombreuses régions autour du monde. Behrang et al [72] ont utilisé l'optimisation par essaims particulaires PSO pour calculer les coefficients des modèles empiriques d'Angstrom-Prescott, il ont prouvé que les modèles obtenus pour 17 régions iraniennes ont des performances plus élevées que les modèles utilisant la méthode des moindres carrés. Khatib et al [73] démontrent que les modèles à base de réseaux de neurones sont les plus précis pour l'estimation de l'énergie solaire par rapport aux modèles linéaires et non linéaires. Ces modèles ont été intensivement investigués en utilisant une multitude d'architectures de réseaux de neurones et en changeant les paramètres d'entrées de l'estimateur. Benghanem et al [74] ont trouvé que les meilleurs paramètres d'entrées sont la durée d'ensoleillement et la température. Il est aussi prouvé qu'une seule couche cachée est suffisante pour obtenir de bonnes performances du réseau de neurones [75]. Le nombre de neurones dans cette couche cachée peut varier de 5-20 neurones [76] jusqu'à plus de 200 neurones comme rapporté par Hejase et al [77] pour les émirats arabes unies. Mohandes [78] a proposé l'utilisation du PSO pour l'apprentissage du réseau de neurones, cette méthode a permis l'amélioration des performances par rapport aux méthodes d'apprentissage de back-propagation. En plus des réseaux de neurones, d'autres méthodes

d'intelligences artificielles tels que la logique flou [79], la programmation génétique [80] ont été appliqués dans différentes circonstances. Ces techniques ont été plus bénéfiques que les modèles classiques spécifiquement du point de vue de la simplicité et de la précision[81].

Les méthodes d'intelligence artificielle ont été utilisées aussi pour la prédiction du rayonnement solaire. Mellit et al [82] ont proposé une structure hybride ondelette/réseaux de neurones pour la prédiction du rayonnement; des résultats satisfaisants ont été obtenus par la structure de prédiction de l'irradiation solaire d'une journée à partir de l'historique de l'irradiation des cinq journées précédentes. D'autres études ont utilisé la logique flou, neuro-flou [83], support vector machine SVM [84], l'apprentissage machine extrême [85], l'approche en arbre [86], l'algorithme firefly [87], la recherche cuckoo [88] et beaucoup d'autres méthodes intelligentes pour la prédiction du rayonnement solaire. Qazi et al [89] ont présenté une revue de littérature sur les techniques de prédiction du rayonnement solaire en utilisant les réseaux de neurones artificielles en analysant plus de 24 études dans ce domaine.

Dans cette partie, nous avons proposé quelques modèles à base de réseaux de neurones pour les régions étudiées. Afin de comparer les performances de ces modèles avec les modèles empiriques proposés précédemment dans ce chapitre, six types d'entrées pour les réseaux de neurones ont été proposés soient : modèles à base du jour de l'année, modèles à base de la durée d'ensoleillement, modèles à base de la température et 3 autres types de modèles à base de plusieurs paramètres météorologiques (Tableau 1.11). Chaque modèle se compose d'une couche d'entrée, une seule couche cachée et une couche de sortie avec un seul neurone qui représente l'irradiation solaire sur plan horizontal du site (figure 1.20). Il faut noter que les neurones de la couche cachée utilisent la fonction de transfert sigmoïde tandis que le neurone de sortie est linéaire. Pour chaque type d'entrée, 4 structures (tailles) de la couche cachée ont été proposées (nombre d'entrées = 1, 10, 24, 32) afin d'évaluer la variation des performances des modèles avec l'augmentation du nombre de neurones de la couche cachée. Les mêmes types et nombre d'entrées que les modèles empiriques ont été utilisés pour la conception des modèles à base de réseau de neurones. Les données météorologiques de chaque région ont été divisées en trois parties : 70% pour l'apprentissage, 15% pour la validation et 15% pour le test. L'algorithme back-propagation de Levenberg-Marquardt est utilisé pour l'apprentissage du modèle (optimisation des poids

et biais des neurones). Cet algorithme est le plus rapide pour l'apprentissage des réseaux de neurones de taille modérée (jusqu'à plusieurs centaines de poids) [21]. La conception, l'apprentissage et la simulation des modèles à base des réseaux de neurones sont effectués à l'aide du logiciel MATLAB. Les résultats obtenus sont illustrés dans les tableaux B1-13 à B1-24 de l'appendice B.

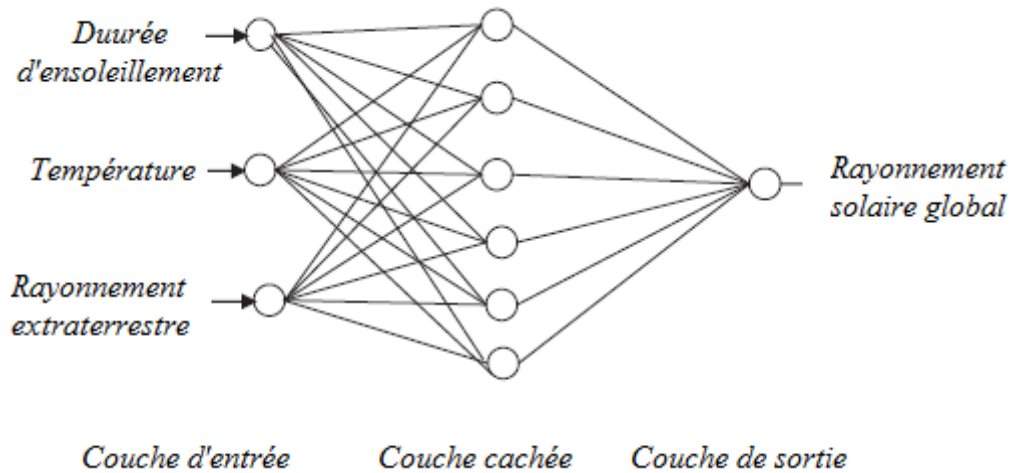


Figure 1.20 : Structure générale des réseaux de neurones utilisés pour l'estimation du rayonnement solaire

Tableau 1.11: Modèles à base des réseaux de neurones pour l'estimation du rayonnement

Modèles	Entrées	Nombre de neurones	Modèles	Entrées	Nombre de neurones	
ModN-1	Jour de l'année	2	ModN-13	Humidité	4	
ModN-2		10	ModN-14		S/S0	10
ModN-3		24	ModN-15		G0	24
ModN-4		32	ModN-16			32
ModN-5	S/S0 G0	3	ModN-17	Température	4	
ModN-6		10	ModN-18		S/S0	10
ModN-7		24	ModN-19		G0	24
ModN-8		32	ModN-20			32
ModN-9	Température G0	3	ModN-21	Température	5	
ModN-10		10	ModN-22		Humidité	10
ModN-11		24	ModN-23		S/S0	24
ModN-12		32	ModN-24		G0	32

Les résultats obtenus montrent que les modèles à base des réseaux de neurones possèdent des performances très élevées. Nous constatons que le nombre de neurones de la couche cachée affecte les performances du modèle. Le coefficient de détermination ne s'améliore pas toujours avec l'augmentation du nombre de neurones cachés. Parfois, le modèle avec 4 neurones cachés est plus performant que le modèle à 32 neurones cachés comme le cas du modèle ModN-11 de la ville de Chleff. Afin de choisir le meilleur nombre de neurones cachés, il est nécessaire d'essayer plusieurs structure de couches cachées et en choisir la meilleure du point de vue précision et complexité (si l'augmentation du nombre de neurones cachés n'améliore pas les performances significativement, il sera meilleur de choisir un modèle avec un nombre de neurones réduit afin de diminuer la complexité des calculs).

Le coefficient de détermination  $R^2$  dépasse les 90% pour toutes les régions étudiées. La meilleure performance pour l'estimation de l'irradiation solaire quotidienne est obtenue par le modèle à plusieurs paramètres météorologiques pour la région de Ghardaïa avec plus de 98% et une erreur moyenne quadratique de 2,85% tandis que le coefficient de détermination le moins significatif est obtenu par le modèle de réseaux de neurones à base de la température avec 72% et une erreur quadratique supérieur à 20%.

Pour l'estimation de la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire, le coefficient de détermination  $R^2$  dépasse les 99% pour toutes les régions étudiées. La meilleure performance est obtenue par le modèle à base du numéro de la journée pour la région de Ghardaïa avec un coefficient de détermination de 99,99% et une erreur moyenne quadratique inférieur à 0,5%. La figure 1.21 montre que les valeurs de la moyenne mensuelle obtenues par les modèles d'estimation à base des réseaux de neurones pour la région de Ghardaïa sont pratiquement superposées avec les valeurs mesurées ce qui prouve la performance élevée des modèles proposés. Le Tableau 1.12 illustre la performance de tous les types de modèles pour les régions étudiées.

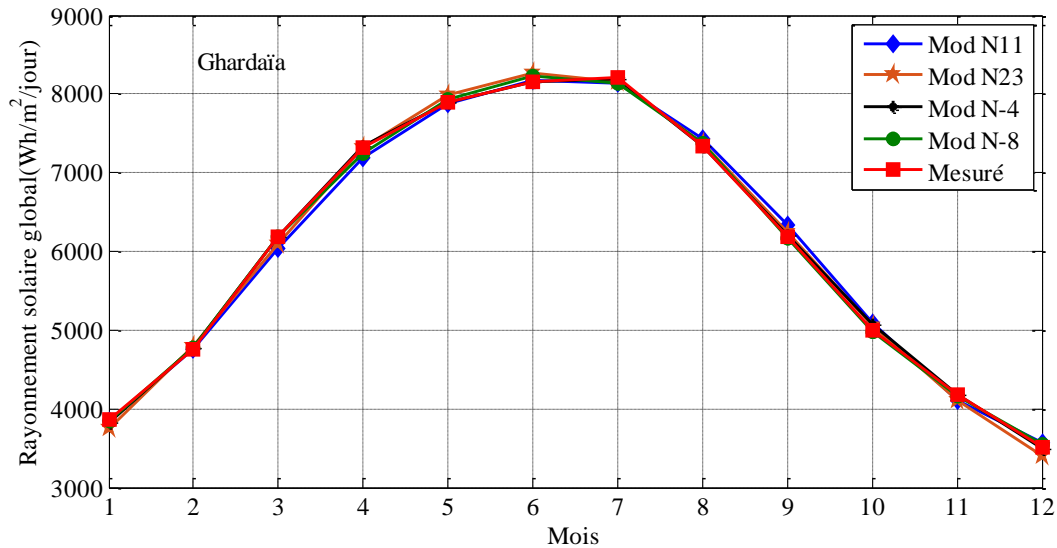


Figure 1.21 : Performance mensuelle des modèles à base des réseaux de neurones (Ghardaïa)

Une comparaison entre les modèles empiriques d'estimation du rayonnement solaire global horizontal et les modèles à base des réseaux de neurones a été effectuée dans le Tableau 1.13. Nous constatons que l'utilisation des réseaux de neurones améliore les résultats d'estimation du rayonnement solaire obtenus par les mêmes entrées (mêmes paramètres météorologiques). Cette amélioration peut augmenter les performances du modèle de plus de 18% comme pour le cas du modèle à base de température pour la région de Ghardaïa.

Les deux approches (empiriques et réseaux de neurones) les types de modèles peuvent être classés selon leurs performances comme suit : 1) modèles à base de plusieurs paramètres, 2) modèles à base de l'ensoleillement, 3) modèles à base du numéro de la journée, 4) modèles à base de la température. Il est donc plus intéressant d'utiliser les modèles à base du numéro de la journée en absence des données sur la durée d'ensoleillement que les modèles à base de la température. Nous concluons que les modèles à base des réseaux de neurones génèrent les meilleurs résultats. Cependant, ces modèles sont plus complexes que les modèles empiriques et nécessitent plus de coefficients à calculer (poids pour chaque connexion et biais pour chaque neurone). Il est donc nécessaire de trouver un bon compromis entre le nombre de coefficients et l'exactitude du modèle pour chaque région.

Tableau 1.12 : Performance des modèles à base des réseaux de neurones

Valeurs quotidiennes	Alger		Annaba		Chleff	
	RMSE	R <sup>2</sup>	RMSE	R <sup>2</sup>	RMSE	R <sup>2</sup>
Jour de l'année	14,6446	87,28	18,3708	<b>83,59</b>	22,2452	73,85
S/S0, G0	10,5326	93,43	<b>8,7768</b>	96,26	12,5811	91,67
T, G0	17,0193	82,91	18,4828	83,40	22,8152	72,39
H, S/S0, G0	<b>9,7606</b>	<b>94,34</b>	9,2618	95,97	12,064	92,34
T, S/S0, G0	10,0669	93,99	9,7182	95,42	12,6598	91,53
T, H, S/S0, G0	10,0491	94,03	9,8408	95,30	<b>11,6455</b>	<b>92,83</b>
Moyennes mensuelles						
Jour de l'année	<b>1,9832</b>	<b>99,76</b>	2,2176	99,71	3,1828	99,71
S/S0, G0	3,6759	99,04	2,3657	99,67	3,2389	99,28
T, G0	6,2252	97,19	4,286	98,91	5,5705	97,76
H, S/S0, G0	2,425	99,62	1,7126	99,89	2,8419	99,40
T, S/S0, G0	3,6883	99,03	2,6772	99,58	2,9485	99,35
T, H, S/S0, G0	2,3986	99,59	<b>1,8768</b>	<b>99,80</b>	<b>2,2170</b>	<b>99,64</b>
	Ghardaïa		Sétif		Tiaret	
Valeurs quotidiennes	RMSE	R <sup>2</sup>	RMSE	R <sup>2</sup>	RMSE	R <sup>2</sup>
Jour de l'année	3,6748	98,30	19,4041	79,80	17,3977	82,44
S/S0, G0	3,0263	98,86	11,0545	93,45	10,3655	93,77
T, G0	4,0690	97,92	21,5067	75,10	20,033	76,73
H, S/S0, G0	3,3461	98,60	10,4646	94,12	10,6045	93,48
T, S/S0, G0	3,7268	98,25	11,3267	93,10	11,5352	92,29
T, H, S/S0, G0	<b>2,8574</b>	<b>98,98</b>	<b>10,4514</b>	<b>94,13</b>	<b>10,3216</b>	<b>93,88</b>
Moyennes mensuelles						
Jour de l'année	<b>0,3602</b>	<b>99,99</b>	2,5784	99,60	2,2015	99,68
S/S0, G0	0,8125	99,93	3,6579	99,03	3,0623	99,29
T, G0	1,4905	99,71	5,4323	97,92	5,7625	97,60
H, S/S0, G0	0,9402	99,90	2,8728	99,57	2,3203	99,60
T, S/S0, G0	1,3108	99,78	3,4689	99,16	3,5770	99,04
T, H, S/S0, G0	0,6326	99,95	<b>2,3527</b>	<b>99,67</b>	<b>1,9639</b>	<b>99,78</b>

Tableau 1.13 : Comparaison entre les modèles d'estimation du rayonnement solaire empiriques et à base des réseaux de neurones

	Mod	Alger		Mod	Annaba		Mod	Chleff		Mod	Ghardaïa		Mod	Sétif		Mod	Tiaret	
		RMSE	R <sup>2</sup>		RMSE	R <sup>2</sup>		RMSE	R <sup>2</sup>		RMSE	R <sup>2</sup>		RMSE	R <sup>2</sup>		RMSE	R <sup>2</sup>
Valeurs quotidiennes	<b>1-4</b>	17,0792	82,68	<b>1-4</b>	19,2201	82,02	<b>1-4</b>	23,6413	70,33	<b>1-4</b>	4,3728	97,59	<b>1-4</b>	21,6449	74,76	<b>1-4</b>	20,5905	75,39
	<b>N-4</b>	14,6446	87,28	<b>N-4</b>	18,3708	83,59	<b>N-4</b>	22,2452	73,85	<b>N-4</b>	3,6748	98,30	<b>N-4</b>	19,4041	79,80	<b>N-4</b>	17,3977	82,44
Ensoleillement	<b>2-3</b>	11,2565	91,41	<b>2-7</b>	12,1665	91,81	<b>2-3</b>	15,2008	86,28	<b>2-5</b>	3,5905	97,40	<b>2-7</b>	14,0320	89,75	<b>2-3</b>	14,3878	87,59
	<b>N-8</b>	10,5326	93,43	<b>N-8</b>	<b>8,7768</b>	<b>96,26</b>	<b>N-8</b>	12,5811	91,67	<b>N-8</b>	3,0263	98,86	<b>N-8</b>	11,0545	93,45	<b>N-8</b>	10,3655	93,77
Température	<b>3-7</b>	20,9478	77,64	<b>3-8</b>	22,6389	76,55	<b>3-7</b>	<b>21,4349</b>	<b>75,25</b>	<b>3-9</b>	17,8772	78,97	<b>3-9</b>	<b>20,0117</b>	<b>79,70</b>	<b>3-8</b>	<b>18,1361</b>	<b>83,15</b>
	<b>N11</b>	17,0193	82,91	<b>N12</b>	18,4828	83,40	<b>N12</b>	22,8152	72,39	<b>N12</b>	4,0690	97,92	<b>N11</b>	21,5067	75,10	<b>N12</b>	20,033	76,73
Plusieurs paramètres	<b>4-5</b>	12,0870	91,33	<b>4-7</b>	13,0057	91,81	<b>4-7</b>	16,2407	86,08	<b>4-5</b>	4,5300	97,42	<b>4-7</b>	13,7800	89,78	<b>4-7</b>	14,6317	87,57
	<b>N16</b>	<b>9,7606</b>	<b>94,34</b>	<b>N16</b>	9,2618	95,97	<b>N24</b>	<b>11,6455</b>	<b>92,83</b>	<b>N23</b>	<b>2,8574</b>	<b>98,98</b>	<b>N24</b>	<b>10,4514</b>	<b>94,13</b>	<b>N24</b>	<b>10,3216</b>	<b>93,88</b>
Moyennes mensuelles																		
Jour de l'année	<b>1-4</b>	3,7606	98,97	<b>1-4</b>	3,1142	99,42	<b>1-4</b>	2,0718	99,69	<b>1-4</b>	1,6478	99,65	<b>1-4</b>	2,3238	99,61	<b>1-4</b>	2,8595	99,38
	<b>N-2</b>	<b>1,9832</b>	<b>99,76</b>	<b>N-3</b>	2,2176	99,71	<b>N-2</b>	<b>3,1828</b>	<b>99,71</b>	<b>N-4</b>	<b>0,3602</b>	<b>99,99</b>	<b>N-1</b>	2,5784	99,60	<b>N-3</b>	2,2015	99,68
Ensoleillement	<b>2-3</b>	5,2694	98,04	<b>2-5</b>	5,3419	98,36	<b>2-1</b>	5,4141	97,81	<b>2-5</b>	2,2047	99,42	<b>2-4</b>	5,7111	97,92	<b>2-4</b>	5,9766	97,32
	<b>N-6</b>	3,6759	99,04	<b>N-8</b>	2,3657	99,67	<b>N-8</b>	3,2389	99,28	<b>N-8</b>	0,8125	99,93	<b>N-8</b>	3,6579	99,03	<b>N-8</b>	3,0623	99,29
Température	<b>3-7</b>	<b>5,9241</b>	<b>98,50</b>	<b>3-8</b>	7,2206	97,87	<b>3-8</b>	3,9397	99,26	<b>3-7</b>	2,8437	99,62	<b>3-9</b>	<b>7,4333</b>	<b>98,84</b>	<b>3-8</b>	<b>6,5636</b>	<b>98,19</b>
	<b>N-9</b>	6,2252	97,19	<b>N12</b>	4,2860	98,91	<b>N10</b>	5,5705	97,76	<b>N11</b>	1,4905	99,71	<b>N-9</b>	5,4323	97,92	<b>N11</b>	5,7625	97,60
Plusieurs paramètres	<b>4-1</b>	4,7524	98,38	<b>4-2</b>	3,1849	98,80	<b>4-2</b>	4,9879	98,21	<b>4-4</b>	1,8663	99,57	<b>4-2</b>	4,4421	98,56	<b>4-4</b>	5,1088	98,01
	<b>N15</b>	2,4250	99,62	<b>N15</b>	<b>1,8768</b>	<b>99,80</b>	<b>N24</b>	2,2170	99,64	<b>N23</b>	0,6326	99,95	<b>N23</b>	<b>2,3527</b>	<b>99,67</b>	<b>N24</b>	<b>1,9639</b>	<b>99,78</b>



Meilleur modèle pour la région



### 1.3.5 Modèle général pour l'estimation du rayonnement solaire global pour l'Algérie

L'étude du rayonnement solaire en Algérie a attiré l'attention de plusieurs chercheurs qui ont compris que la base principale d'une conception d'un système solaire est la modélisation du potentiel solaire disponible sur site. Plusieurs modèles ont été proposés pour l'estimation du rayonnement solaire sur des sites du territoire national. Gairaa et Benkaciali [90] ont analysé le potentiel solaire de la ville de Ghardaïa en exploitant trois ans de mesures sur le terrain. Des modèles empiriques combinés sur le même site ont été proposés par Yacef et al [91], ces modèles ont augmenté le coefficient de corrélation à 80%. Behar et al [92] ont analysé une dizaine de modèles utilisés dans la littérature pour l'estimation de la composante direct de l'irradiation solaire sur ce site. Ouali et Alkama [93] ont proposé un nouveau modèle empirique linéaire pour l'estimation du rayonnement global dans la ville de Bejaïa, Asradj et Alkama [21] ont prouvé que l'utilisation des réseaux de neurones améliore les performances de l'estimation dans cette ville. Les rayonnements solaires global et diffus ont été étudiés pour les villes d'Alger, Oran, Constantine, Batna, Ghardaïa, Bechar et Tamanrasset par Mecibah et al [20] et Boukelia et al [19]. L'une des premières études qui regroupent toutes les régions du territoire national est effectuée par Messen [94] qui utilise un modèle simple à base de la durée de l'ensoleillement pour l'estimation du rayonnement solaire. Mellit et al [83] ont généré une carte des indices de clarté de l'Algérie en utilisant les réseaux de neurones. Récemment, Yaiche et al [13] ont proposé une nouvelle carte en exploitant des modèles à base de la durée de l'ensoleillement et de la couverture nuageuse du ciel.

Il est clair que les modèles empiriques précédemment proposées sont spécifiques pour chaque emplacement. Par conséquent, il est indispensable de générer des modèles généraux pour prévoir l'irradiation solaire pour tout le territoire Algérien.

Il est raisonnable de recommander les modèles qui ont démontrés de bonnes performances dans les sections précédentes. Nous avons effectué plusieurs analyses afin de développer des coefficients généralisés. Les résultats de ces analyses sont présentés dans le Tableau B1-25 et B1-26 de l'appendice B. Le meilleur modèle trouvé est donné par l'équation (1-15)

$$G/G_0 = -0,7151 + 5,1213(S/S_0) - 9,5964(S/S_0)^2 + 6,1314(S/S_0)^3 \quad (1-15)$$

Nous recommandons aussi, pour estimer l'irradiation solaire globale en Algérie le modèle proposé par Mecibah et al [20] sous la forme suivante :

$$G/G_0 = 0,57211 + 0,00901(S/S_0) + 0,00028(S/S_0)^2 - 0,00002(S/S_0)^3 \quad (1- 16)$$

Nous avons enfin proposé quelques modèles généraux à base des réseaux de neurones comme présenté dans le Tableau B1-27 de l'appendice B. Le modèle le plus performant est celui basé sur plusieurs paramètres météorologiques avec une couche cachée de trois neurones.

Une comparaison entre ces trois modèles généraux a été faite en les testant avec les données disponibles dans les régions étudiées (Tableau B1-28 appendice B). Le modèle de Mecibah donne des résultats satisfaisants avec un coefficient de détermination supérieur à 70% dans la majorité des régions étudiées. Le modèle empirique proposé donne de meilleurs résultats avec un coefficient de détermination allant de 86% pour la région de Chleff à 93% pour la région de Ghardaïa. Le modèle à base des réseaux de neurones est le plus performant de ces trois modèles dans toutes les régions sauf pour la région de Ghardaïa où le modèle empirique proposé l'emporte. En ce qui concerne l'irradiation moyenne mensuelle, les trois modèles présentent un coefficient supérieur à 95% pour toutes les régions. Le modèle à base des réseaux de neurones est le plus performant avec un coefficient de détermination supérieur à 98% et une erreur moyenne quadratique inférieur à 5% pour la plupart des régions étudiées.

Afin d'utiliser les deux modèles généraux proposés dans la région de la Mitidja, nous les avons testés pour validation, dans l'estimation du rayonnement solaire global sur plan horizontal dans la région de Blida. Le Tableau 1.14 présente les résultats des trois modèles (Mecibah, empirique général, réseaux de neurones général). Le coefficient de détermination pour les deux modèles proposés avoisine les 80% pour l'irradiation quotidienne et est supérieur à 96% pour la moyenne mensuelle. La figure 1.22 illustre l'irradiation solaire mesurée pour la région de Blida et les estimations effectuées par les trois modèles généraux. Nous concluons que les deux modèles proposés donnent des résultats satisfaisants.

Tableau 1.14 : Comparaison des modèles empiriques généraux proposés pour Blida

Modèle	RMSE	R2	NSE	MPE	MAPE
Mecibah	36,8165	0,5693	0,4874	-14,4551	63,1721
Mod 2-3G	24,5057	0,7869	0,7729	2,5423	26,2586
ModN21G	24,2531	0,7908	0,7775	2,9000	23,8523
Mensuel					
Mecibah	18,4799	0,9251	0,7849	-14,6828	20,1438
Mod 2-3G	9,2652	0,9740	0,9459	2,4821	9,4923
ModN21G	9,5544	0,9624	0,9425	2,8516	8,5779

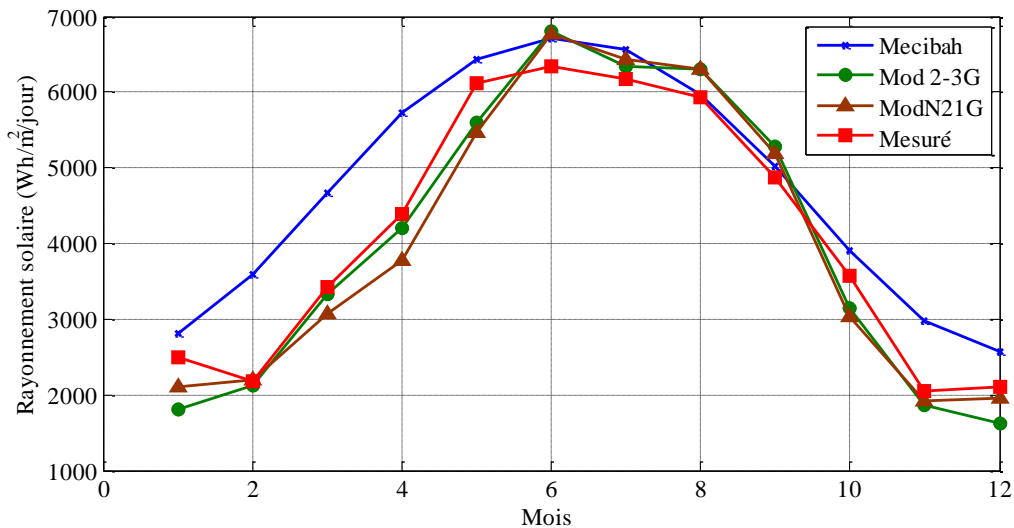


Figure 1.22 : Comparaison des modèles généraux proposés avec le modèle Mecibah (Blida)

#### 1.4. Estimation du rayonnement solaire global horaire

Dans la plupart des études de dimensionnement et de faisabilité des systèmes solaires, les données du rayonnement solaire mensuelles et quotidiennes ne sont pas suffisantes et la variation horaire de ses données est indispensable. Par conséquent, il est nécessaire d'étudier les modèles de décomposition du rayonnement solaire global qui transforment les valeurs quotidiennes accumulées  $G$  en valeurs horaires  $H$ . Ces modèles peuvent être classés en trois catégories. La première catégorie inclut les modèles basés sur le temps en utilisant l'angle solaire horaire ( $\omega$ ), la longueur du jour ( $S$ ), l'heure solaire exacte ( $T_v$ ). Les modèles les plus utilisés de cette catégorie sont le modèle de Whillier et le modèle de Liu-Jordan [95]. Collares-Pereira et Rabl (CPR) [96] ont modifié ces modèles en ajoutant deux coefficients empiriques pour améliorer les performances de la décomposition en valeurs horaires. La deuxième catégorie consiste à reconstituer l'irradiation solaire en utilisant une distribution gaussienne. Ce type de modèles a été

introduit par Jain [97] et modifié par Baig et al [98] et Shazly [99] afin d'améliorer ses performances. La troisième catégorie regroupe le reste des modèles qui appliquent les méthodes d'intelligences artificielles en particulier les réseaux de neurones. Récemment Yao et al [100] ont fait une analyse détaillée des modèles de décomposition du rayonnement solaire et ont proposé de nouveaux modèles capables de s'adapter avec différentes conditions climatiques. Dans cette partie nous allons tester cinq modèles différents (le modèle CPR, le modèle Baig, le modèle Shazly, le modèle Yao et le modèle à base des réseaux de neurones).

#### 1.4.1 Le modèle Collares-Pereira et Rabl (CPR)

$$\frac{H}{G} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cos \omega_s} \quad (1-17)$$

$$a = 0.4090 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

#### 1.4.2 Le modèle Baig

$$\frac{H}{G} = \frac{1}{2\sigma\sqrt{2\pi}} \left\{ \exp\left(-\frac{(T_v - 12)^2}{2\sigma^2}\right) + \cos\left(\frac{\pi(T_v - 12)}{S - 1}\right) \right\} \quad (1-18)$$

$$\sigma = 0.21S + 0.26$$

#### 1.4.3 Le modèle Shazly

$$\frac{H}{G} = \frac{1}{2.2\sigma\sqrt{2\pi}} \left\{ \exp\left(-\frac{(T_v - 12)^2}{2\sigma^2}\right) + 1.2 \cos\left(\frac{\pi(T_v - 12)}{S - 1}\right) \right\} \quad (1-19)$$

$$\sigma = 0.174S + 0.768$$

#### 1.4.4 Le modèle Yao

$$\frac{H}{G} = \frac{\pi}{24} \frac{\frac{24}{\pi} \sin \frac{\pi}{24} \cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - (\pi \omega_s / 180) \cos \omega_s} \frac{k_t}{K_t} \quad (1-20)$$

$$\frac{k_t}{K_t} = 0.4762 + 0.6347 \cos \omega$$

### 1.4.5 Les modèles à base des réseaux de neurones

Le réseau de neurones utilisé se compose d'une couche à une seule entrée qui est l'irradiation solaire globale quotidienne, d'une couche cachée composée de trois neurones et une couche de sortie qui comporte 24 neurones de sorties (un neurone pour chaque heure de la journée). L'apprentissage du réseau de neurone est effectué par l'algorithme de Levenberg-Marquardt. Les meilleurs résultats ont été obtenus par le modèle à base de réseau de neurones suivis par le modèle de Shazly pour toutes les régions étudiées comme présenté dans le Tableau B1-29 de l'appendice B. Le coefficient de détermination pour les deux modèles dépasse les 96% pour toutes les régions ce qui prouve la fiabilité de ces deux modèles comme illustré dans la figure 1.23.

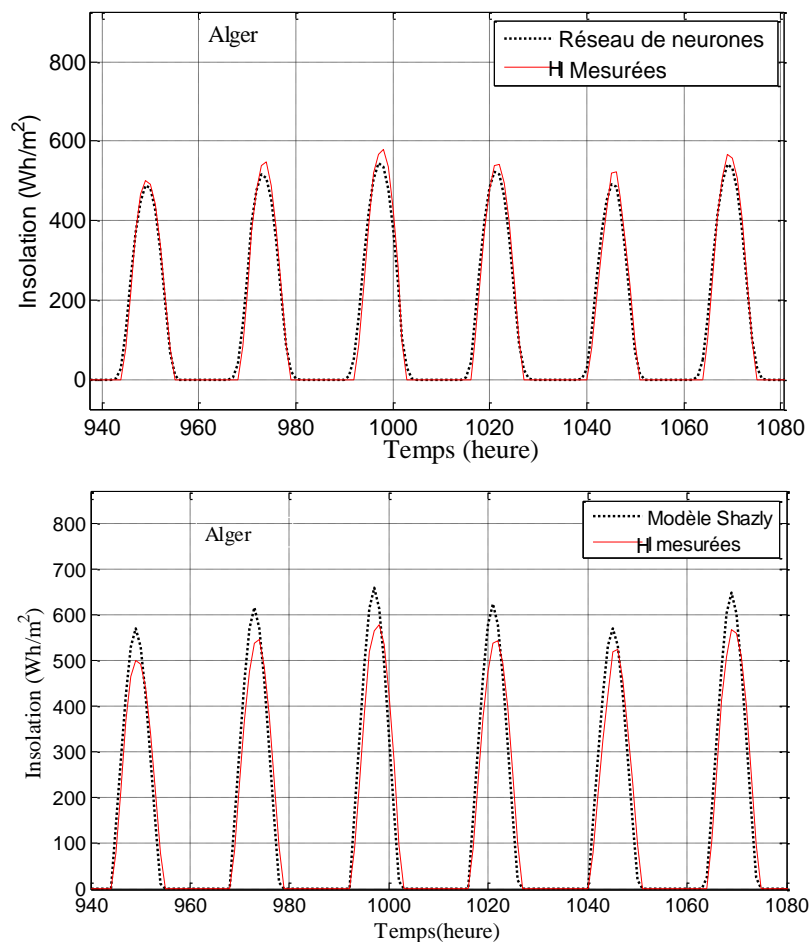


Figure 1.23 : Performance des modèles de décomposition horaire du rayonnement solaire quotidien pour la région d'Alger

### 1.5. Estimation du rayonnement solaire incident sur un plan incliné

L'intensité du rayonnement solaire reçue par un capteur solaire (que ça soit photovoltaïque ou thermique) est principalement affectée par son orientation et son angle d'inclinaison. Les capteurs solaires sont généralement orientés vers l'équateur (orientés vers le sud dans l'hémisphère nord et vers le nord dans l'hémisphère sud). Cependant, le rayonnement solaire est spécifique à chaque site avec des variations quotidiennes, mensuelles, saisonnières et annuelles. L'angle d'inclinaison optimal du capteur solaire est lié aux conditions climatiques locales, la latitude géographique et sa période d'utilisation. Par conséquent, chaque site a son propre angle d'inclinaison optimale des capteurs solaires [101].

Le rayonnement solaire incident sur une surface inclinée à un instant quelconque de la journée est la somme de l'ensemble des flux solaire reçus sur cette même surface. Ce rayonnement solaire se compose de trois composantes, à savoir le rayonnement direct, le rayonnement réfléchi par les différentes surfaces vues par la surface inclinée et le rayonnement diffusé par le ciel. Le rayonnement solaire incident total sur une surface inclinée peut être donné par l'équation (1-21).

$$E_{gi} = E_{bi} + E_{di} + E_{ri} \quad (1-21)$$

Avec  $E_{gi}$  le rayonnement solaire global sur un plan incliné,  $E_{bi}$ ,  $E_{di}$ ,  $E_{ri}$  sont respectivement les composantes directe, diffuse et réfléchie de ce rayonnement.

#### 1.5.1 Composante directe du rayonnement solaire

La quantité du rayonnement direct incident sur une surface inclinée de  $\beta$  degrés par rapport à l'horizontal peut être calculée par l'équation (1-22) en multipliant le rayonnement direct horizontal par un facteur de conversion  $r_b$  égal au rapport du cosinus de l'angle d'incidence solaire  $\theta$  (angle entre la composante direct et la normale du capteur) sur l'angle zénithal solaire  $\theta_z$ .

$$E_{bi} = E_{bh} r_b = (E_{gh} - E_{dh}) r_b \quad (1-22)$$

$$r_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\sin \delta \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cos(\phi - \beta) \cos \omega}{\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega}$$

Avec  $E_{gh}$ ,  $E_{bh}$ ,  $E_{dh}$  les irradiances solaires horaires global, direct et diffuse respectivement sur plan horizontal,  $\Phi$  la latitude du site,  $\delta$  la déclinaison solaire et  $\omega$  l'angle horaire solaire.

### 1.5.2 Composante réfléchie (albédo)

Le rayonnement réfléchi est la partie du rayonnement solaire global qui est réfléchi par la surface de la terre et par tout autre objet tel que les arbres, les bâtiments et les surfaces avoisinant le capteur solaire. La composante réfléchie est donnée par l'équation (1-23).

$$E_{ri} = E_{gh} r_r \quad (1-23)$$

$$r_r = \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}$$

Où  $r_r$  est le facteur de conversion du rayonnement réfléchi,  $\rho$  est une constante qui dépend du type du sol qui entoure les panneaux inclinés, appelée aussi la réflectivité du sol. La valeur de  $\rho$  est de 0,2 pour les endroits chauds et humides,  $\rho=0,5$  pour les endroits secs et  $\rho=0,9$  pour les sols couverts de neige.

### 1.5.3 Composante diffuse

La composante diffuse du rayonnement solaire est la fraction du flux solaire totale dont la direction a été modifiée par la diffusion atmosphérique. La direction du rayonnement diffus est fortement variable et difficile à déterminer à cause de sa dépendance de la clarté atmosphérique extrêmement imprévisible. Le rayonnement solaire diffus horizontal se compose de trois composantes : la composante isotrope  $E_{d,iso}$ , la composante circum solaire  $E_{d,cs}$  et la brillance de l'horizon  $E_{d,hz}$ .

$$E_{di} = E_{dh} r_d = E_{d,iso} F_{cs} + E_{d,cs} r_b + E_{d,hz} F_{c-hz} \quad (1-24)$$

Avec  $r_d$  le facteur de conversion du rayonnement diffus horizontal en rayonnement diffus incliné,  $F_{cs}$  et  $F_{c-hz}$  les facteurs de la composante isotrope et brillance de l'horizon du rayonnement diffus respectivement. La composante isotrope du rayonnement diffus est reçue du dôme entier du ciel, la partie diffuse circum solaire est reçue de la dispersion du

rayonnement solaire concentré dans la section du ciel autour du soleil et la brillance de l'horizon est concentrée à la ligne de l'horizon et plus visible quand le ciel est clair [102].

Les modèles utilisés pour estimer le rapport du rayonnement solaire diffus sur une surface inclinée à celle sur une surface horizontale sont classés comme des modèles isotropes et anisotropes. Les modèles isotropes supposent que l'intensité du rayonnement diffus est uniforme sur tout le ciel. Le modèle le plus connu de ce type est le modèle de Liu-Jordan [95] dont le facteur de conversion du rayonnement diffus est calculé à partir de l'équation (1-25).

$$r_d = \frac{1}{2}(1 + \cos \beta) \quad (1-25)$$

Un autre modèle isotopique a été proposé par Badescu et al [103] en modifiant le facteur de conversion du rayonnement diffus comme illustré par l'équation (1-26).

$$r_d = \frac{3 + \cos(2\beta)}{4} \quad (1-26)$$

Les modèles anisotropes supposent que le rayonnement diffus autour du disque du soleil est plus important que le rayonnement diffus venant du reste du ciel. Hay [104] a proposé un facteur de conversion du rayonnement diffus donné par l'équation (1-27)

$$r_d = \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left( 1 - \frac{E_{bh}}{E_0} \right) + \frac{E_{bh}}{E_0} r_b \quad (1-27)$$

Avec  $E_0$  et  $E_{bh}$  l'irradiation solaire horaire extraterrestre et directe sur plan horizontal respectivement. Nous pouvons remarquer l'introduction de la composante circum solaire dans ce modèle. Un autre modèle a été proposé par Reindl et al [105] en modifiant le modèle de Hay par l'ajout de la composante brillance de l'horizon introduite par Klucher [106]. Ce modèle nommé HDKR est donné par l'équation (1-28).

$$r_d = \frac{E_{bh}}{E_0} r_b + \left( 1 - \frac{E_{bh}}{E_0} \right) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ 1 + \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] \quad (1-28)$$



Le rayonnement solaire total sur plan incliné pourra être calculé par l'équation (1-29)

$$E_{gi} = E_{gh}r_b - E_{dh}r_b + E_{gh}r_r + E_{dh}r_d \quad (1-29)$$

Avec  $E_{gh}$  et  $E_{dh}$  le rayonnement solaire global et diffus sur plan horizontal qui peuvent être mesurés ou estimés par les modèles empiriques,  $r_b$ ,  $r_r$  et  $r_d$  sont les facteurs de conversion donnés par les équations (1-25) à (1-28).

La variation de l'irradiation solaire reçue annuellement avec l'inclinaison du capteur solaire a été calculée pour la région d'Alger par les quatre modèles étudiés (Liu-Jordan, Badescu, Hay et HDRK) et représentée par la figure 1.24. L'angle d'inclinaison optimal pour le modèle de Liu-Jordan et Badescu est de  $30^\circ$  et  $26^\circ$  respectivement. Ces deux valeurs semblent inférieures à la valeur pratique admise qui doit être égale à la latitude du site étudié ( $36,35^\circ$ ), à cause de la sous-estimation de ces deux modèles isotropes du rayonnement diffus. Les deux modèles anisotropes de Hay et HDRK résultent en un angle optimal annuel de  $34^\circ$  et  $35^\circ$  respectivement, ce qui est meilleur. L'angle optimal mensuel calculé par le modèle HDRK varie entre  $13^\circ$  pour le mois de Juin et  $60^\circ$  pour le mois de Décembre.

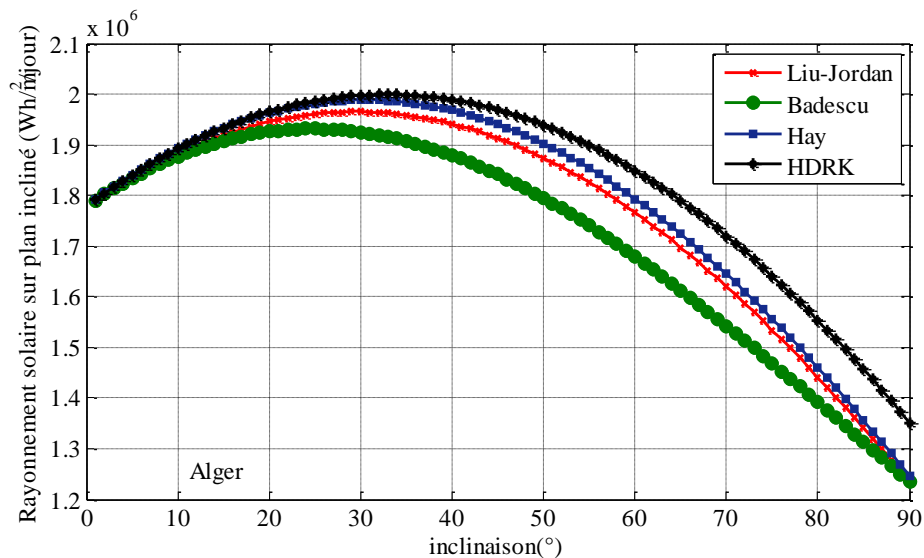


Figure 1.24 : Variation de l'irradiation solaire annuelle avec l'angle d'inclinaison pour Alger

## 1.6. Potentiel solaire pratique de l'Algérie

En plus de la disponibilité des ressources naturelles qui représente un potentiel théorique, l'évaluation du potentiel solaire de l'Algérie doit tenir compte des contraintes socio-technico-économiques et législatives pour l'installation des systèmes solaires.

### 1.6.1 Programme de développement des énergies renouvelables

L'Algérie a adopté un nouveau programme de développement des énergies renouvelables avec des objectifs ambitieux dans sa politique énergétique. Ce programme consiste à augmenter la part des énergies renouvelables dans les sources énergétiques nationales à 40% en ajoutant au parc national de production d'électricité une capacité de 22 000 MW à partir des énergies renouvelables dont 15 575 MW d'énergie solaire (photovoltaïque et thermique) d'ici 2030 comme représenté dans le Tableau 1.15 [107]. La première phase de ce programme (2011-2013) a été consacrée à des projets pilotes pour le test des différentes technologies disponibles. Une évaluation de ces projets pilotes et une révision du programme ont été effectuées dans la deuxième phase (2014-2015) afin de choisir les meilleures technologies pour l'Algérie. La troisième phase du programme consiste au déploiement des énergies renouvelables à grande échelle par l'investissement de 20 milliards de dollars d'ici 2020 et 60 milliards de dollars à l'horizon 2030 [108].

Tableau 1.15 : Programme Algérien de développement des énergies renouvelables

<b>Technologies</b>	<b>2015-2020 (MW)</b>	<b>2021-2030 (MW)</b>	<b>Total (MW)</b>
Solaire photovoltaïque	3000	10575	13575
Solaire thermique	-	2000	2000
Eolien	1010	4000	5010
cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermal	5	10	15
<b>Total</b>	<b>4525</b>	<b>17475</b>	<b>22000</b>

### 1.6.2. Législation énergétique

Sur le plan législatif, L'Algérie a rapidement réalisé l'importance des énergies renouvelables par la promulgation des lois et décrets [109] pour la régulation et la promotion de l'électricité propre dès 1999. Le premier texte législatif qui régit le domaine des énergies renouvelables est la loi de la maîtrise de l'énergie n ° 99-09 qui fournit un cadre général pour la politique nationale de la gestion et la conservation de l'énergie. Le décret exécutif n°423-11 (2011) créa le fond national pour les énergies renouvelables et les

énergies à cycle combiné (FNERC) dédié au financement des projets des énergies renouvelables, soutenu par 1% des redevances pétrolières. Le décret exécutif n°218-13 (2013) garantit l'achat de l'électricité renouvelable produite par des producteurs privés par la société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz). L'arrêté ministériel du 23 Avril 2013 détermina enfin les tarifs de rachat subventionnés de l'électricité solaire et éolienne selon l'emplacement et le rendement des installations.

### 1.6.3 Insertion socio-économique de l'énergie solaire

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel des énergies renouvelables par l'implantation d'un réseau national de fabrication des équipements et de consommables entrant dans la conception des systèmes solaires (panneaux solaires, onduleurs, batteries, transformateurs, câbles...). L'objectif visé est d'atteindre une capacité de production des modules photovoltaïques de 200 MW/an avec un taux d'intégration des produits locaux supérieur à 80%. Ce qui devrait créer des emplois, diminuer le taux de chômage et dynamiser l'économie nationale. De plus, des réductions fiscales et douanières seront appliquées sur l'acquisition des composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements destinés aux énergies renouvelables en Algérie [110].

Outre les encouragements économiques du gouvernement, le développement rapide des technologies de conversion des énergies renouvelables ainsi que la diminution des coûts de leurs équipements favorise l'acceptation sociale et facilite l'introduction de l'énergie solaire dans divers secteurs de l'économie Algérienne.

### 1.7. Conclusion

La connaissance précise du potentiel solaire dans un pays est importante pour l'évaluation préliminaire de la faisabilité technico-économique de l'utilisation des technologies des énergies renouvelables. Dans ce chapitre, l'énergie solaire potentielle de l'Algérie a été évaluée. Une revue de littérature des études d'estimation du rayonnement solaire ainsi qu'une étude comparative des modèles empiriques et à base d'intelligences artificielles ont été effectuées. De nouveaux modèles d'estimation du rayonnement solaire à base des paramètres météorologiques ont été proposés. Ces modèles ont été validés en utilisant des valeurs mesurées et ont démontré leurs performances dans l'estimation du rayonnement solaire dans les régions étudiées. En plus, un modèle général pour le nord

Algérien a été proposé afin de l'utiliser comme alternative pour les régions qui ne disposent d'aucune source des données solaires.

Les deux types de rayonnement utilisés dans les applications de l'énergie solaire pour produire de l'électricité sont le rayonnement solaire horizontal global, et le rayonnement direct normal. Ces deux rayonnements sont les principaux facteurs qui influencent le rendement des systèmes de production d'énergies solaires photovoltaïques et thermiques respectivement.

Afin d'évaluer le potentiel solaire exploitable, une étude sur la prédisposition de l'Algérie à introduire l'énergie solaire dans son mix énergétique est faite par l'analyse du programme national de développement des énergies renouvelables et la préparation socio-technico-économique et législatif pour l'installation des systèmes d'énergie solaire en Algérie. Cependant, le potentiel solaire pratique pour une application donnée dépend principalement de la technologie de conversion choisie (photovoltaïque ou thermique), de la chaîne de conditionnement de l'énergie solaire, du rendement du système solaire et de son coût. Toutes ces questions vont être traitées dans les chapitres suivants.

## **CHAPITRE 2**

# **ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES RACCORDES AU RESEAU BT**

### 2.1. Introduction

L'énergie solaire consiste à convertir le rayonnement solaire en électricité. Cette conversion peut se réaliser par deux méthodes différentes. La première est l'énergie solaire concentrée (Concentrated Solar Power CSP) qui utilise des miroirs et des systèmes de suivi pour concentrer une grande partie du rayonnement solaire dans un petit faisceau afin de chauffer un fluide caloporteur qui alimente des turbines à vapeur. Ce type d'opérations nécessite une grande superficie et un fort taux d'ensoleillement pour atteindre un rendement correct, raison pour laquelle l'énergie solaire à concentration thermique est plutôt utilisée pour les grandes installations centralisées. La deuxième méthode est la conversion directe du rayonnement solaire en un courant électrique en utilisant l'effet photovoltaïque (PV). Les cellules photovoltaïques transforment la lumière en électricité sans avoir recours aux moyens mécaniques ou processus chimiques. Cette technologie évolue sans cesse, tout comme celles des autres composantes qui constituent les systèmes photovoltaïques. L'énergie solaire photovoltaïque est une source renouvelable, à la fois propre, illimitée et avec un niveau de risque très réduit. Elle représente une alternative privilégiée pour assurer la production d'électricité renouvelable à petite, moyenne et grande échelles, qui devient encore plus rentable et davantage intéressante lorsqu'elle est produite près du lieu de consommation en utilisant des systèmes distribués raccordés au réseau.

Dans ce chapitre, nous aborderons dans la première partie le principe de la conversion photovoltaïque par un aperçu sur la cellule photovoltaïque, le développement de ses caractéristiques et de sa modélisation, afin de définir les modes de fonctionnement et d'utilisation des générateurs PV. Dans la deuxième partie, nous étudierons les composantes du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique basse tension BT, par la présentation de différentes topologies de raccordement et de la chaîne de conversion de l'énergie. Nous consacrerons enfin la troisième partie aux différentes techniques de

contrôle/commande de la chaîne de conversion, ainsi qu'aux exigences du raccordement au réseau.

## 2.2. La conversion photovoltaïque

### 2.2.1. Evolution des systèmes photovoltaïques

L'histoire de l'énergie photovoltaïque commence en 1839 lorsque le physicien français Edmond Becquerel observe la production d'électricité par certains matériaux lorsqu'ils sont soumis à la lumière du soleil [111]. Albert Einstein étudie plus tard ce phénomène et publie en 1905 un article intitulé «un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière» pour lequel il reçoit le prix Nobel de la physique en 1921 pour son explication de l'effet photo-électrique [112]. Un siècle après la découverte de l'effet photovoltaïque (1939), l'ingénieur américain Russel Ohl du laboratoire Bell découvre la jonction PN. La première cellule capable de transformer l'énergie solaire en courant électrique fut mise au point par un groupe de chercheurs américains du même laboratoire en 1954. Ils ont réussi à développer une cellule solaire avec un rendement de 6% grâce à la découverte de l'augmentation de la photosensibilité du silicium par la technique du dopage. Cette découverte a constitué pour l'industrie spatiale naissante une solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites. Le premier satellite fonctionnant à l'énergie photovoltaïque (Vanguard I) a été lancé en 1959 [113]. Le choc pétrolier des années 70 a favorisé le développement du photovoltaïque, la première maison alimentée par un système PV est construite en 1973 à l'université de Delaware. Cependant, la commercialisation des systèmes photovoltaïques était freinée pour des raisons de rentabilité liées notamment aux technologies de fabrication trop coûteuses. Les systèmes photovoltaïques jusqu'au début des années 1990 étaient dédiés exclusivement aux applications autonomes. Les premiers systèmes raccordés au réseau ont été introduits en 1995 aux États-Unis, Allemagne et Japon. Depuis, le développement du photovoltaïque a connu une croissance exponentielle soutenue par les politiques nationales et internationales qui visent la diminution de l'utilisation des énergies fossiles selon les objectifs environnementaux du protocole de Kyoto 1997. Durant la dernière décennie (2005-2015), le photovoltaïque raccordé au réseau est devenu l'option dominante des nouvelles installations. En 2015, selon l'organisation Solar Power Europe SPE, la capacité photovoltaïque mondiale totale installée a dépassé le seuil de 200GWc soit 45 fois plus qu'en 2005 comme le représente la figure 2.1. En plus, il est prévu que cette capacité atteigne les 500GWc avant 2020 [114]. Selon le dernier rapport de l'agence internationale

des énergies renouvelables (IRENA) [115], la Chine occupe la première place en ce qui concerne la puissance photovoltaïque installée avec 43,2 GWc, suivie par l'Allemagne (39,6 GWc), le Japon (33,3 GWc), les Etats-Unis (22,2 GWc) et l'Italie (18,9 GWc). Le premier pays africain qui a pu dépasser le seuil de 1GWc est l'Afrique du sud. Malheureusement, bien que la production d'énergie photovoltaïque soit en forte expansion au niveau mondial ces dernières années, plus de 99% de la production d'énergie en Algérie provient encore des énergies fossiles.

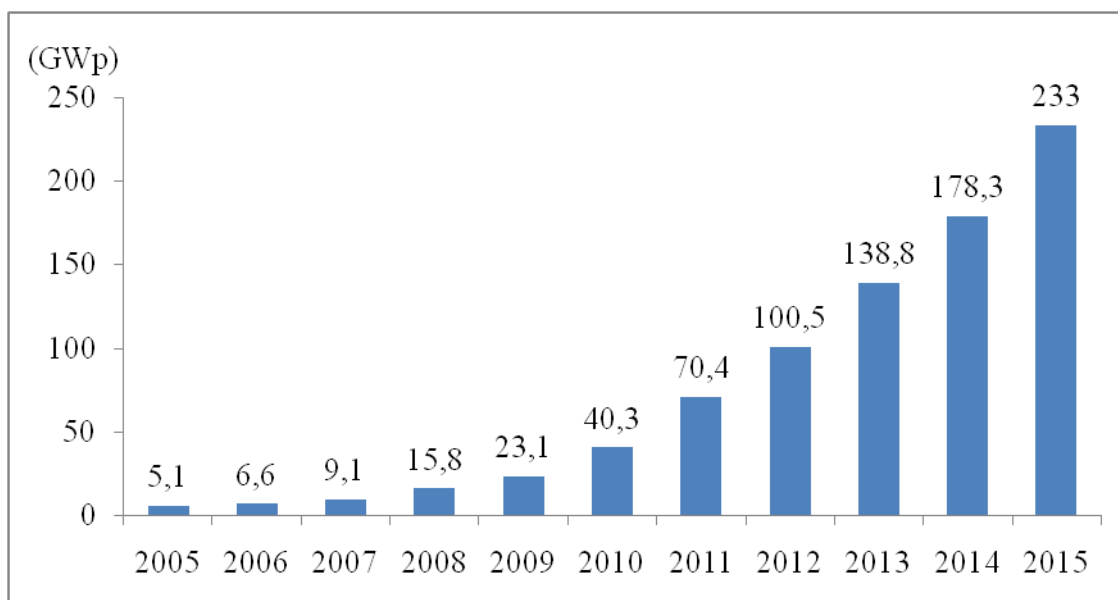


Figure 2.1 : Evolution de la capacité photovoltaïque mondiale installée [114, 116].

### 2.2.2. L'effet photovoltaïque

Une cellule PV est une jonction de matériaux semi-conducteurs capable de transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique. Similairement à une diode ordinaire, la cellule PV se compose de deux zones semi-conductrices de types différents (une zone dopée N et une autre dopée P réalisées côte à côte sur un même cristal pure) créant ainsi une jonction PN. Lorsque les particules de lumière (photons) heurtent la surface de ce matériau, ils transfèrent leur énergie aux atomes de la matière. Ce gain d'énergie libère des électrons créant ainsi des paires trous-électrons. Ceci engendre la différence de potentiel entre les deux zones P et N. Cette différence de potentiel crée un champ électrique  $E$  qui draine les porteurs libres vers les contacts métalliques des régions P et N. Il en résulte alors une différence de potentiel aux bornes de la cellule PV et un courant électrique dans une charge qui sera reliée entre ces bornes. Le courant et la tension fournis par une cellule PV dépendent de l'éclairement, la température et du type des matériaux utilisés dans sa

fabrication (technologie). Les cellules photovoltaïques sont classées en trois générations suivant leurs technologies. Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction PN à base de silicium sous forme cristalline. Les cellules à base de silicium monocristallin ont une grande pureté et un rendement supérieur à ceux des cellules à base de silicium poly-cristallin mais leur coût de fabrication est plus élevé. La deuxième génération est constituée des cellules à base des couches minces. Dans cette génération, on distingue le silicium amorphe (a-Si), le di-sélénium de cuivre indium (CIS) et le tellure de cadmium (CdTe). Les coûts de fabrication de ces cellules sont moins élevés et la capacité d'en fabriquer des modules solaires légers et flexibles sont des avantages qui favorisent l'utilisation des cellules de deuxième génération dans certaines applications. Les cellules de la troisième génération visent à dépasser la limite maximale du rendement des cellules PV conventionnelles, tout en réduisant le prix de fabrication. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif comme la captation du spectre de la lumière par les cellules multi-jonctions et l'utilisation de dispositifs optiques dans les cellules à concentration. D'autres technologies émergentes sont en phase de recherche comme le développement des cellules organiques et la conversion du spectre lumineux reçu par la combinaison de deux photons infrarouges et la division des photons ultraviolets afin de les absorber par la cellule PV. Le rendement des différentes technologies est illustré dans le tableau 2.1 [117].

Tableau 2.1 : Rendement maximal des différentes technologies photovoltaïques

<b>Génération</b>	<b>Technologie</b>	<b><math>\eta</math> cellule(%)</b>	<b><math>\eta</math> module(%)</b>
1 <sup>ère</sup> génération	Silicium monocristallin	25,6	22,9
	Silicium poly-cristallin	20,8	18,5
2 <sup>ème</sup> génération	GaAs (couche mince)	28,8	24,1
	CdTe(couche mince)	21	17,5
3 <sup>ème</sup> génération	Cellule cinq-jonctions	38,8	-
	InGaP/GaAs/InGaAs	37,9	-
	Cellule organique	11	8,7
	Concentration multi-jonctions	46	-



### 2.2.3 Modélisation du générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque peut être caractérisée pour la plupart des applications par son schéma électrique équivalent à une seule diode (Figure 2.2) qui se compose d'une source de courant  $I_{ph}$  qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt  $R_{sh}$  qui est une conséquence de l'état le long de la périphérie de la surface de la cellule, une résistance série  $R_s$  représentant les diverses résistances des contacts et des connexions et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN.

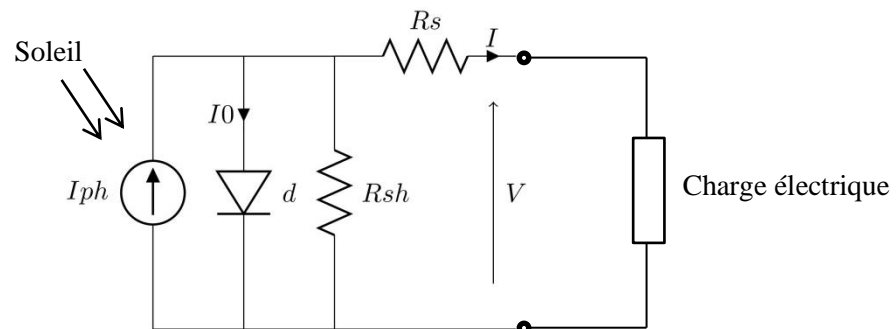


Figure 2.2 : modèle électrique simple de la cellule PV

La relation entre le courant  $I$  et la tension  $V$  de sortie de la cellule photovoltaïque est donnée par l'équation (2-1)

$$I = I_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{A}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2-1)$$

Avec  $I_{ph}$  (A) est le photo-courant,  $I_0$  (A) est le courant de saturation de la diode et  $A$  est le facteur d'idéalité modifié.  $A = nkT/q$  où  $n$  est le facteur d'idéalité de la diode,  $k$  ( $1.38 \cdot 10^{23}$  J/°K) est la constante de Boltzmann,  $q$  ( $1.602 \cdot 10^{19}$  C) est la charge électronique et  $T$  (°K) est la température de la cellule.

Le schéma électrique à une diode est le plus utilisé pour modéliser le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque avec une précision acceptable [118]. D'autres modèles utilisent une deuxième diode afin de modéliser l'effet de recombinaison [119] ou bien plusieurs diodes [120, 121].

Un générateur photovoltaïque sous forme de module se compose d'un certain nombre  $N_p$  de cellules connectées entre elles en parallèle afin d'augmenter le courant dans la charge, montées  $N_s$  fois en série afin d'augmenter la tension de sortie. Le modèle à

cinq paramètres de l'équation (2-1) permet de caractériser un tel module en tenant compte de cet assemblage série parallèle pour obtenir l'équation 2-2 suivante:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_0 \left( \exp \left( \frac{V + \frac{N_s}{N_p} R_s I}{N_s A} \right) - 1 \right) - \frac{V + \frac{N_s}{N_p} R_s I}{\frac{N_s}{N_p} R_{sh}} \quad (2-2)$$

Plusieurs méthodes ont été développées pour déterminer les paramètres de l'équation non linéaire et implicite donnée par l'équation (2-2). Les méthodes conventionnelles les plus connues sont les méthodes numériques utilisant des calculs itératifs comme la méthode récursive des moindres carrés et la méthode de Newton Raphson [122, 123]. Le taux de convergence de ces méthodes itératives dépend fortement des valeurs initiales utilisées pour commencer le processus de calcul. Afin de remédier à ce problème une transformation de l'équation (2-1) en utilisant la fonction W-Lambert est effectuée pour rendre la relation entre courant et tension explicite [124]. Cette méthode donne des résultats précis du fait qu'elle n'utilise pas d'approximation et ne nécessite pas une estimation des valeurs initiales. Cependant, le processus de calcul de la fonction W-Lambert est compliqué et nécessite plus de temps [125]. Récemment, le calcul des paramètres du générateur photovoltaïque est formulé comme un problème d'optimisation multidimensionnel avec l'objectif de minimiser l'erreur quadratique entre les valeurs estimées du courant-tension et les valeurs mesurées. Plusieurs méthodes d'intelligences artificielles ont été proposées pour résoudre ce problème, comme les algorithmes génétiques[126, 127], PSO[128], Cuckoo[129], ABC[130] et d'autres [131-133].

Dans les deux cas (méthodes conventionnelles ou intelligences artificielles), les paramètres du générateur photovoltaïque dépendent des valeurs de référence utilisées pour la résolution de l'équation (2-1). Ces valeurs de référence sont généralement données par le fabricant des modules pour les conditions standards de fonctionnement STC ( $G=1000\text{W/m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ ). Les conditions de fonctionnement réelles du générateur photovoltaïques sont tout le temps différentes de ces conditions standards réalisées au laboratoire. Il est donc recommandé de recourir à la caractérisation expérimentale sous conditions réelles afin de calculer les paramètres de référence  $I_{phref}$ ,  $I_{0ref}$ ,  $A_{ref}$ ,  $R_{sref}$ ,  $R_{shref}$  avec plus de précision. Le principe des circuits de caractérisation est de faire varier la résistance reliée au module photovoltaïque afin de balayer toutes les valeurs de courant-

tension. La figure (2.3) représente deux méthodes utilisées pour réaliser cette opération, la première consiste à utiliser un potentiomètre variable et la deuxième consiste à utiliser une charge électronique variable (E-Mosfet). En utilisant la première méthode, les relevés des caractéristiques du module SM50 (module 50Wc du fabricant Solar23) ont été réalisés manuellement et par oscilloscope numérique à titre de test expérimental pour mettre en œuvre l'aspect méthodologique de cette opération. Le relevé manuel prend beaucoup de temps entre deux points de mesures ce qui entraîne une variation importante de l'irradiation solaire et de la température au cours de la mesure. L'utilisation de l'oscilloscope nécessite la mesure de la tension aux bornes d'une résistance étalonnée de faible valeur afin de calculer le courant de sortie. Le changement rapide de la résistance du potentiomètre et la petite valeur de la tension produite par la résistance étalon causent des fluctuations dans la courbe I-V résultante (figure2.4). La méthode de caractérisation la plus efficace demeure donc l'utilisation d'une charge électronique dont la résistance varie instantanément avec la consigne de commande.

Une fois la courbe I-V relevée pour des conditions de références réelles. Les cinq paramètres de références peuvent être calculés par les équations (2-3)-(2-7) [134].

$$R_{sref} = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{V=V_{ocref}} \quad (2-3)$$

$$R_{shref} = - \left. \frac{dV}{dI} \right|_{I=I_{scref}} \quad (2-4)$$

$$A_{ref} = \frac{V_{mref} + I_{mref} R_{sref} - V_{ocref}}{\ln\left(I_{scref} - \frac{V_{mref}}{R_{shref}} - I_{mref}\right) - \ln\left(I_{scref} - \frac{V_{ocref}}{R_{shref}}\right) + \frac{I_{mref}}{I_{scref} - \frac{V_{ocref}}{R_{shref}}}} \quad (2-5)$$

$$I_{0ref} = \left( I_{scref} - \frac{V_{ocref}}{R_{shref}} \right) \exp\left( \frac{-V_{ocref}}{A_{ref}} \right) \quad (2-6)$$

$$I_{phref} = I_{scref} \left( 1 + \frac{R_{sref}}{R_{shref}} \right) + I_{0ref} \left\{ \exp\left( \frac{I_{scref} R_{sref}}{A_{ref}} \right) - 1 \right\} \quad (2-7)$$

Avec  $V_{ocref}$  la tension de circuit ouvert,  $I_{scref}$  le courant de court-circuit et  $V_{mref}$ ,  $I_{mref}$  la tension et le courant au point de fonctionnement maximal dans les conditions de références.

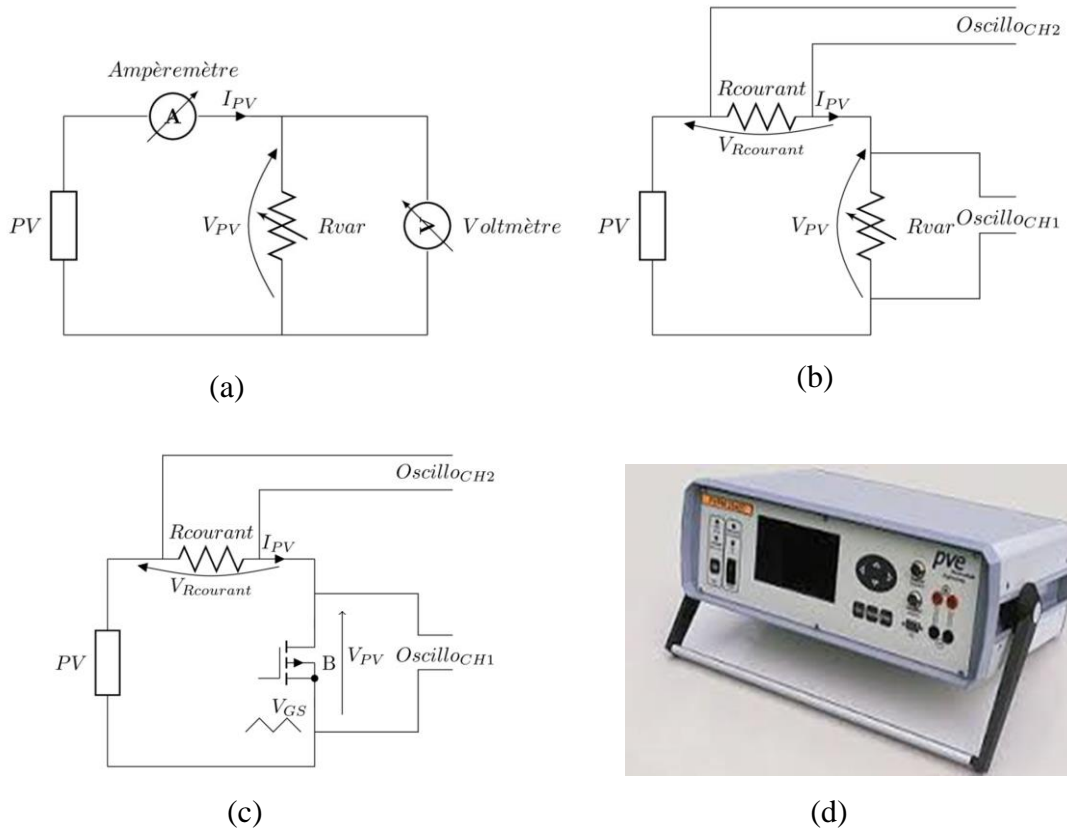


Figure 2.3 : Dispositifs de caractérisation des modules PV: a) relevé manuel b) relevé automatique c) charge électronique simple d) charge électronique professionnelle PVPM 2540C.

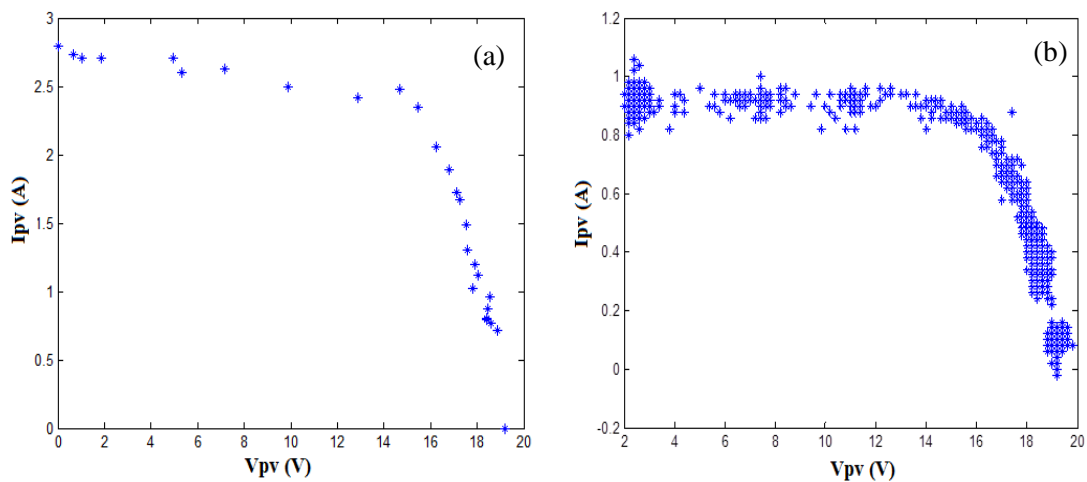


Figure 2.4 : Caractéristique I-V mesurée du module PV SM50 : a) relevé manuel ( $E=810\text{W/m}^2$ ,  $T=56^\circ\text{C}$ ), b) relevé automatique ( $E=440\text{W/m}^2$ ,  $T=40^\circ\text{C}$ ).

Après l'identification des cinq paramètres pour les conditions de références, l'influence du rayonnement solaire incident  $E$  et de la température  $T$  est donnée par les équations (2-8) - (2-12) [134].

$$A = A_{ref} \left( \frac{T}{T_{ref}} \right) \quad (2- 8)$$

$$I_0 = I_{0ref} \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left( \frac{E_g N_s}{A_{ref}} \left( 1 - \frac{T_{ref}}{T} \right) \right) \quad (2- 9)$$

$$I_{ph} = \frac{E}{E_{ref}} \left( I_{phref} + \alpha(T - T_{ref}) \right) \quad (2- 10)$$

$$R_{sh} = R_{shref} \left( \frac{E_{ref}}{E} \right) \quad (2- 11)$$

$$R_s = R_{sref} - \left( \frac{A}{I_0} \exp \left( - \frac{V_{oc}}{A} \right) \right) \quad (2- 12)$$

La tension en circuit ouvert  $V_{oc}$  et le courant de court-circuit  $I_{sc}$  sont donnés par (2-13)- (2-14) [134]

$$V_{oc} = V_{ocref} - \beta(T_{ref} - T) + A \ln \left( \frac{E}{E_{ref}} \right) \quad (2- 13)$$

$$I_{sc} = I_{scref} \left( \frac{E}{E_{ref}} \right) + \alpha(T - T_{ref}) \quad (2- 14)$$

Où  $\alpha$  et  $\beta$  sont les coefficients de la température du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert respectivement.

En utilisant cette méthode, nous avons identifié les cinq paramètres du module commercial du constructeur algérien Condor de puissance 170Wc. Les données mesurées de la caractéristique I-V de ce module ont été relevées au niveau du CDER Bouzaréah pour les conditions de références  $E=907\text{W/m}^2$  et  $T=56^\circ\text{C}$ . Les caractéristiques I-V mesurées et calculées sont données par la figure 2.5 et les paramètres du générateur sont donnés par le tableau 2.2.

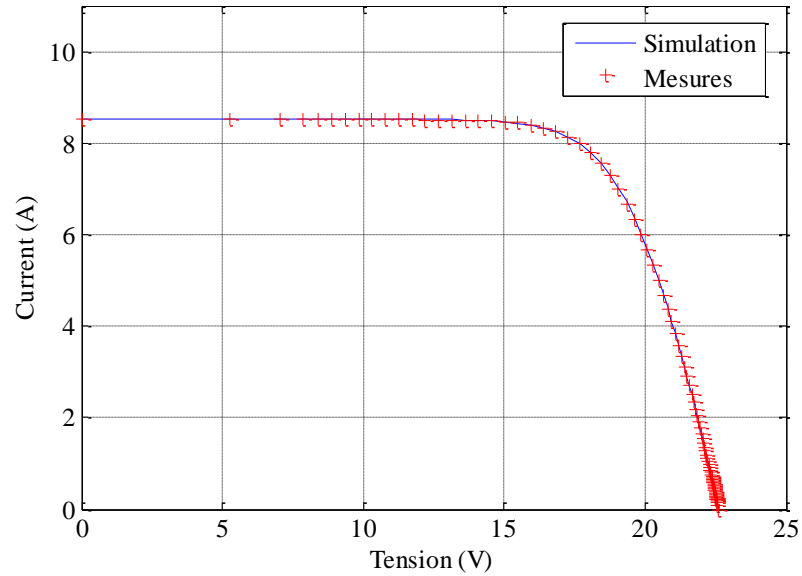


Figure 2.5 : caractéristique I-V du module Condor CEM-170

Tableau 2.2 : Paramètres de référence du module PV Condor

Paramètres	Valeurs calculées
$A_{ref}$ (V)	1,1769
$I_{phref}$ (A)	8,5373
$I_{0ref}$ (A)	3,9e-08
$R_{sref}$ ( $\Omega$ )	0,2126
$R_{shref}$ ( $\Omega$ )	1434,2

La caractéristique du générateur PV est directement dépendante de l'éclairement et de la température. La figure 2.6.a donne l'allure générale des caractéristiques électriques du générateur photovoltaïque étudié pour différents éclairements.

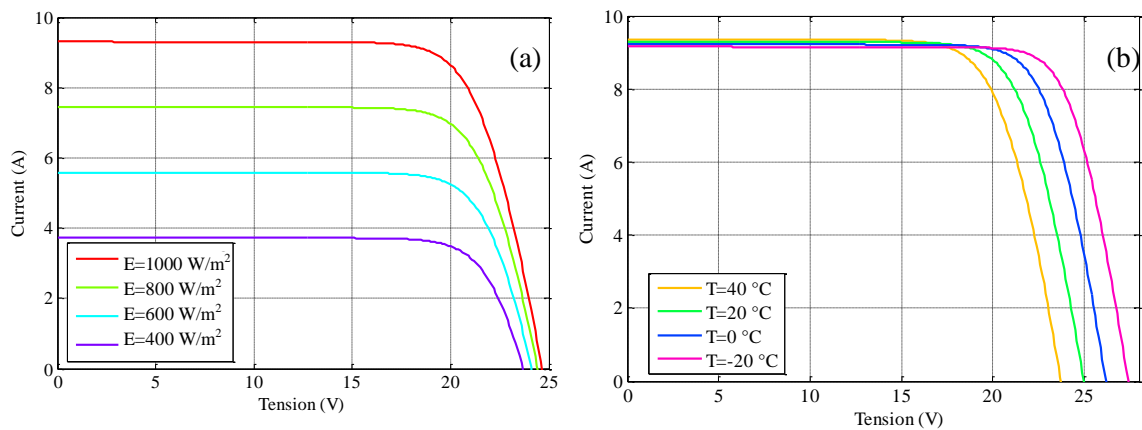


Figure 2.6 : Variation de la caractéristique I-V avec : a) le rayonnement solaire b) la température

Nous constatons qu'en fixant la température à 25°C :

- Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  varie proportionnellement avec le rayonnement solaire.
- La tension à vide  $V_{oc}$  varie peu avec le rayonnement solaire. Elle peut être considérée comme une constante pour une installation donnée.

La température a également une influence sur la caractéristique du générateur PV. La figure 2.6.b présente la variation des caractéristiques du générateur PV en fonction de la température. Nous constatons que pour un éclairement fixe :

- La tension à vide  $V_{oc}$  décroît avec la température. Plus la température est élevée plus  $V_{oc}$  est faible.
- Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  augmente avec la température.

### 2.3. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Depuis les années 2000, l'utilisation des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau distribués a connu une forte croissance. Un système PV raccordé au réseau se compose essentiellement de trois blocs (figure 2.7) :

- Un bloc de production d'énergie contenant un ou plusieurs modules connectés entre eux selon l'énergie nécessaire à développer.
- Un bloc de conditionnement d'énergie pour transformer le courant continu du générateur photovoltaïque en un courant alternatif semblable à celui du réseau.
- Un bloc d'interface afin d'injecter la puissance alternative produite dans le réseau électrique et /ou l'utiliser par les charges locales.

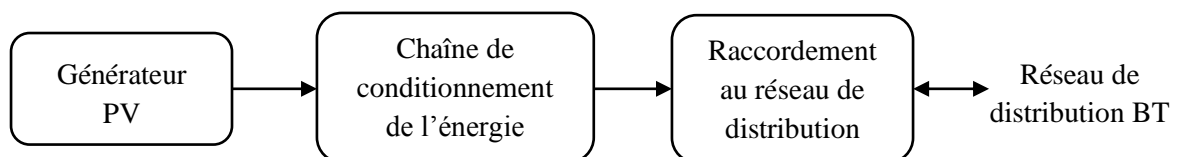


Figure 2.7 : Schéma de principe fonctionnel d'un système PV raccordé au réseau

### 2.3.1 Topologies des systèmes PV raccordés au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ont un rôle important dans la production d'électricité décentralisée. Selon la connexion des modules photovoltaïques avec la chaîne de conditionnement d'énergie, nous pouvons distinguer cinq topologies des systèmes raccordés au réseau à savoir : la topologie centralisée, la topologie centralisée maître-esclave, la topologie multi-chaîne (multi-string), la topologie en chaîne et la topologie modulaire (figure 2.8).

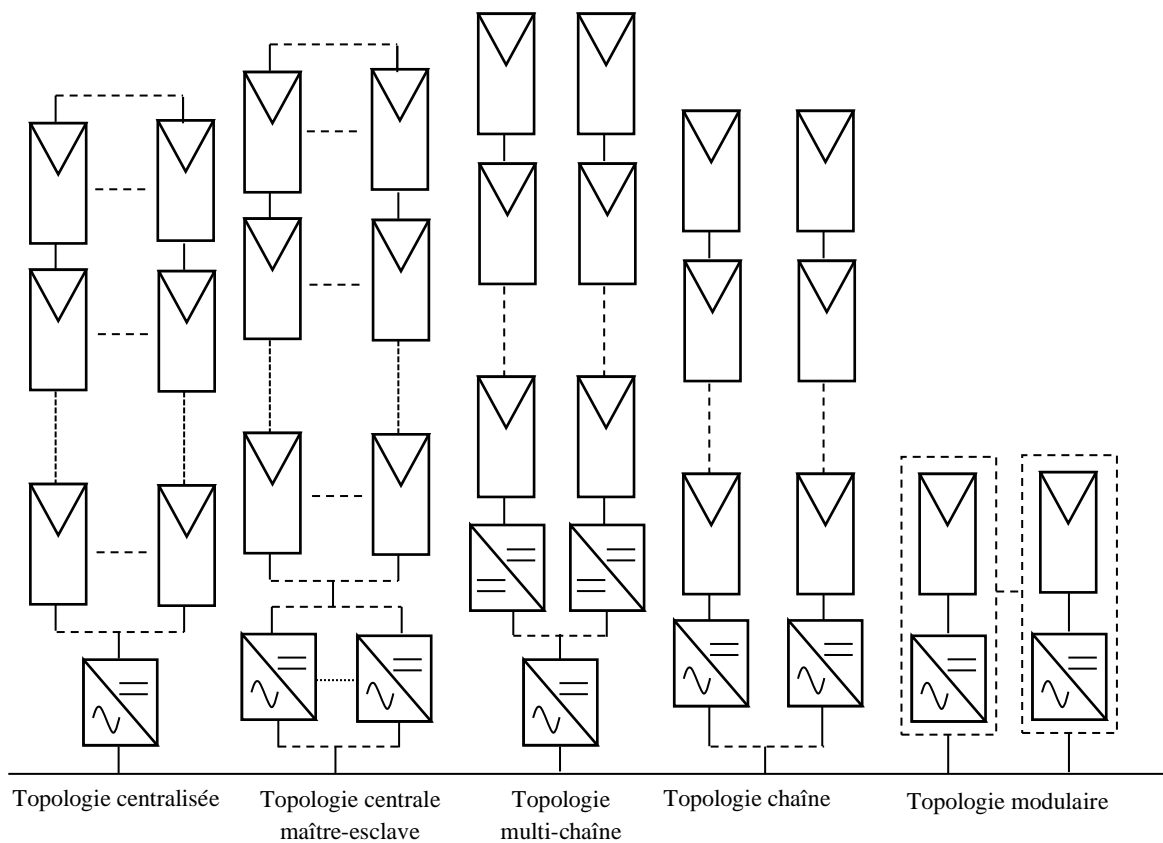


Figure 2.8 : Différentes topologies des systèmes PV raccordés au réseau

#### 2.3.1.1 Topologie centralisée

Cette topologie est généralement utilisée pour les grandes stations de production d'électricité photovoltaïque avec des puissances de sortie allant de 10kWc jusqu'à plusieurs mégawatts crête. Dans cette topologie, un seul onduleur est connecté à un réseau de modules PV. Ces modules sont connectés en série formant des chaînes, générant chacune une tension suffisamment élevée pour éviter une amplification supplémentaire. Ces



montages en série (chaîne) sont ensuite montés en parallèle pour parvenir à des niveaux de puissance élevés. Les principaux avantages de la topologie centralisée est son faible coût par rapport aux autres topologies en raison de l'utilisation d'un seul onduleur, le haut rendement dû aux faibles pertes dans l'étape de conversion de puissance et la facilité de la détection des défaillances et de l'entretien de l'onduleur. Cependant, cette topologie a une faible fiabilité car l'arrêt de l'onduleur central cause l'arrêt de fonctionnement du système complet. De plus, une perte de puissance significative, due à la non-concordance (mismatch), peut avoir lieu dans le cas d'ombrage partiel.

#### 2.3.1.2 Topologie centralisée maître esclave

Cette topologie a pour but d'améliorer la fiabilité de la topologie centralisée classique. Le principe est de connecter plusieurs onduleurs en parallèle de telle sorte que si l'un des onduleurs tombe en panne, les autres peuvent fournir toute la puissance photovoltaïque. En plus de l'augmentation de la fiabilité du système, les onduleurs de cette topologie peuvent fonctionner selon le niveau du rayonnement solaire en réduisant le nombre d'onduleurs pour le niveau d'irradiation bas. Cette technique de fonctionnement prolonge la durée de vie des onduleurs et améliore le rendement global du système. Cependant, le coût de cette topologie et la perte de puissance due à la non-concordance (mismatch) dans le cas de l'ombrage partiel sont les deux inconvénients de celle-ci.

#### 2.3.1.3 Topologie en chaîne

Pour cette topologie, chaque chaîne est reliée à un onduleur ce qui améliore la fiabilité du système. De plus, les pertes dues à l'ombrage partiel sont réduites parce que chaque chaîne peut fonctionner à sa propre puissance. L'autre avantage de cette topologie est la possibilité d'ajouter de nouvelles chaînes afin d'augmenter la puissance nominale du système. Généralement, la puissance nominale de chaque chaîne varie entre 2 et 3kWc.

#### 2.3.1.4 Topologie multi-chaîne

La différence de cette topologie avec celle en chaîne est que chaque chaîne comporte un convertisseur DC-DC. Tous les convertisseurs DC-DC sont ensuite connectés à un seul onduleur utilisé comme simple convertisseur DC-AC via un bus DC. Cette topologie combine les avantages de la topologie en chaîne et la topologie centralisée car elle augmente le rendement du système en fonctionnant autour de la puissance maximale de chaque chaîne tout en utilisant un onduleur central pour un coût réduit. Cependant, la

fiabilité du système diminue par rapport à la topologie en chaîne et les pertes dues aux convertisseurs DC -DC sont ajoutés aux pertes du système.

#### 2.3.1.5 Topologie modulaire (module PV à courant alternatif)

Cette topologie est la plus récente. Elle consiste à intégrer un micro-onduleur dans chaque module photovoltaïque. Un meilleur rendement est obtenu par rapport aux autres topologies car un contrôle de la puissance maximale est mis en œuvre pour chaque module, ce qui réduit les pertes dues à l'ombrage partiel. Le deuxième avantage est la flexibilité de la conception du réseau du fait que les modules PV à courant alternatif sont des dispositifs facile à brancher "plug and play". Le coût de cette topologie de module PV-AC est relativement élevé, ce qui fait qu'elle ne convient que pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500Wc). Le fonctionnement de l'onduleur est affecté par le dégagement de chaleur des panneaux PV. En plus, la durée de vie du micro onduleur étant inférieure à celle du module PV réduit la durée de vie du système global.

#### 2.3.2. La chaîne de conditionnement d'énergie

La chaîne de conditionnement d'énergie est le cœur du système photovoltaïque raccordé au réseau. La conversion de la tension et du courant issus du générateur photovoltaïque est nécessaire afin de fournir une puissance électrique qui peut être injectée dans le réseau. Les structures de l'électronique de puissance dédiées au conditionnement d'énergie photovoltaïque sont nombreuses, plusieurs critères permettent de les classer en différents groupes. La première caractéristique d'une chaîne de conditionnement est la présence ou non d'une isolation galvanique entre le système PV et le réseau. La seconde caractéristique est le nombre d'étages de conversion. La troisième caractéristique est le nombre de phases, mono ou triphasé. Les structures isolées permettent d'obtenir des rapports d'élévation plus élevés que les structures non isolées. On les retrouve généralement dans les chaînes de conversion nécessitant une forte élévation de tension. De plus, l'isolation galvanique permet de résoudre certains problèmes de sécurité. Cependant, les structures non-isolées (sans transformateur) offrent une meilleure efficacité, un poids, une taille et un prix plus faibles.

La topologie du système photovoltaïque détermine le type de chaîne de conditionnement d'énergie qui doit être utilisé. Le conditionnement d'énergie à un seul étage est constitué d'un onduleur DC-AC relié directement au générateur photovoltaïque

d'un côté et au réseau électrique de l'autre côté. Le conditionnement d'énergie à deux étages est constitué d'un étage de conversion DC-DC qui consiste à ramener la tension délivrée par les modules PV à un niveau utilisable par le deuxième étage soit par élévation ou abaissement de la tension tout en assurant le fonctionnement du système autour de la puissance maximale (MP). Le deuxième étage consiste à convertir la tension continue en une tension alternative utilisable par le réseau électrique (figure 2.9).

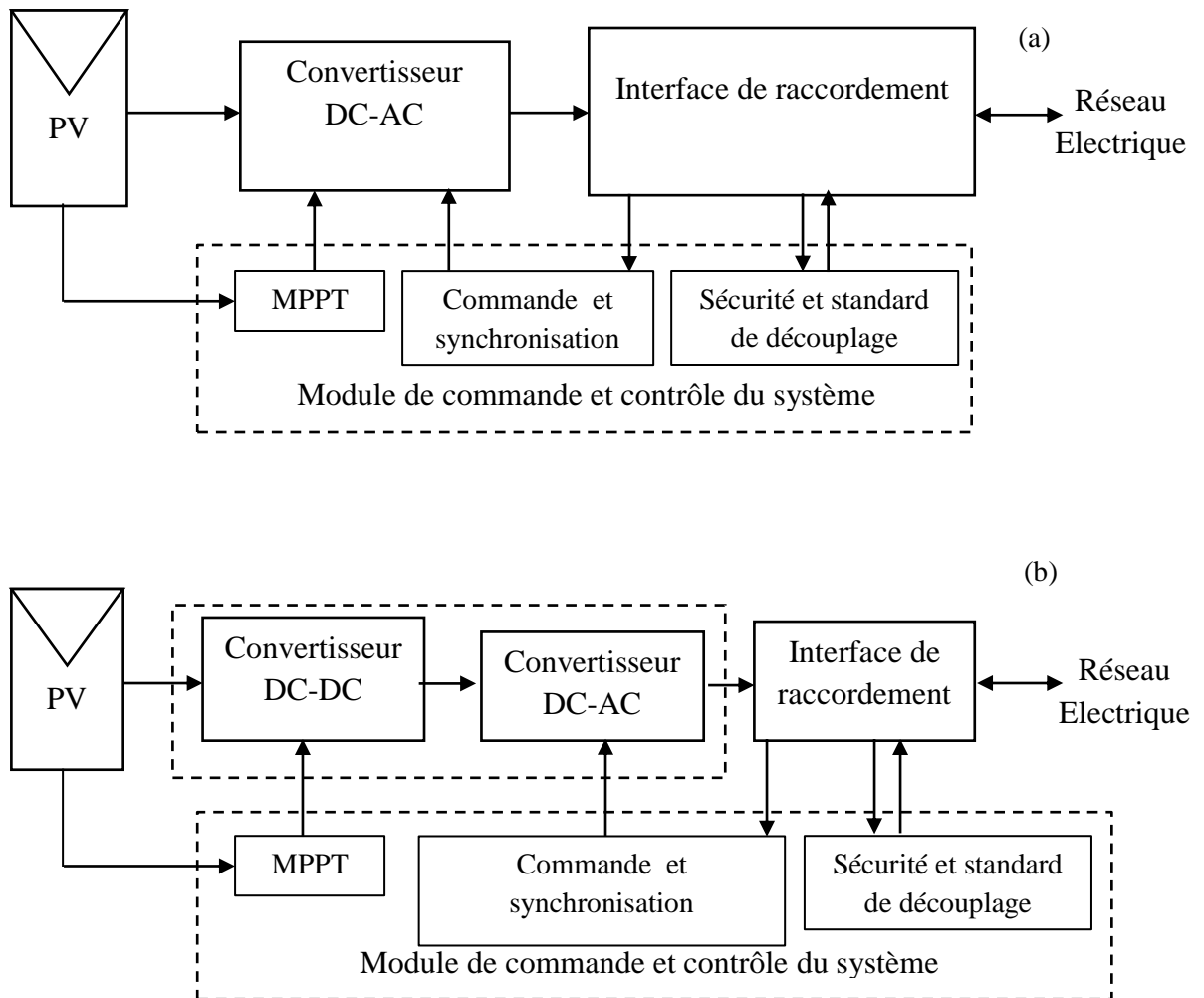
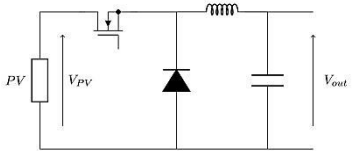
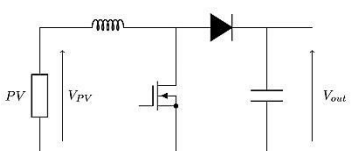
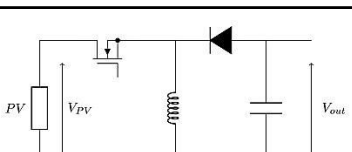
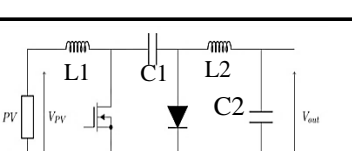


Figure 2.9 : Structure de conditionnement d'énergie a) à un étage b) à deux étages

### 2.3.2.1 Le convertisseur DC-DC

Les convertisseurs de puissance DC-DC sont utilisés pour modifier la tension de sortie des modules PV d'un niveau à un autre niveau plus élevé ou plus bas tout en s'assurant que le système PV fonctionne autour de son point de fonctionnement optimal MPP. Le choix de la structure du convertisseur DC-DC dépend des besoins de l'onduleur utilisé à l'interface du réseau [135]. Il dépend aussi de la présence d'isolation galvanique (utilisation d'un transformateur HF). Pour les convertisseurs non-isolés, les structures sans transformateur : abaisseur (buck), élévateur (boost) et élévateur-abaisseur (buck-boost) sont utilisées. Dans le cas où l'isolation galvanique est nécessaire les montages push-pull, flyback et en pont avec transformateur sont plus adéquates. Le tableau 2.3 illustre les convertisseurs non-isolés les plus utilisés dans les applications PV ainsi que leurs caractéristiques fondamentales.

Tableau 2.3 : Caractéristiques des convertisseurs DC-DC non isolés [136]

Structure DC-DC	$A_v$	$A_i$	$R_i$	$L_{limite}$	$C_{min}$
 <p>Abaisseur (Buck)</p>	$D$	$\frac{1}{D}$	$\frac{R_L}{D^2}$	$\frac{(1-D)R_L}{2f}$	$\frac{(1-D)V_{out}}{8(\Delta V_{out})L_f f^2}$
 <p>Elévateur (Boost)</p>	$\frac{1}{1-D}$	$1-D$	$(1-D)^2 R_L$	$\frac{(1-D)^2 DR_L}{2f}$	$\frac{V_{out} D}{\Delta V_{out} R_L f}$
 <p>Buck-Boost</p>	$-\frac{D}{1-D}$	$-\frac{1-D}{D}$	$\frac{(1-D)^2}{D^2} R_L$	$\frac{(1-D)^2 R_L}{2f}$	$\frac{V_{out} D}{\Delta V_{out} R_L f}$
 <p>Cuk</p>	$-\frac{D}{1-D}$	$-\frac{1-D}{D}$	$\frac{(1-D)^2}{D^2} R_L$	$L_1 = \frac{L_2}{D} = \frac{(1-D)R_L}{2Df}$	$C_1 = \frac{V_{out} D}{\Delta V_{out} R_L f}$ $C_2 = \frac{(1-D)V_{out}}{8(\Delta V_{out})L_2 f^2}$

Dans le tableau précédant, on récapitule les caractéristiques des structures des convertisseurs DC-DC non isolés comme le gain en tension ( $A_v$ ), le gain en courant ( $A_i$ ), l'impédance d'entrée ( $R_i$ ) et les valeurs minimales d'inductance et de condensateur afin d'assurer une fluctuation  $\Delta V_{out}$  de la tension de sortie acceptable. Toutes ces caractéristiques sont liées à la commande des commutateurs de puissance par le rapport cyclique  $D$  (duty cycle) et la fréquence de commutation  $f$  et de l'impédance de sortie  $R_L$ . De plus, chaque structure de convertisseur présente des caractéristiques spécifiques en termes de rendement, de capacité de suivi du point de fonctionnement optimal MPP et du coût. Plusieurs études comparatives des convertisseurs photovoltaïques sont présentées par Taghvaei et al [137]. Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les *MOSFETs* sont habituellement utilisés pour les puissances relativement basses (quelques kWc) tandis que les *IGBT* sont plus recommandés pour les puissances plus élevées.

### 2.3.2.2 Convertisseur DC-AC

Le convertisseur DC-AC photovoltaïque joue un rôle très important dans le système PV raccordé au réseau par la conversion du courant continu délivré par les modules PV ou le convertisseur DC-DC en un courant alternatif. Ce courant AC peut être injecté dans le réseau électrique en satisfaisant les standards de raccordement comme présenté dans la section (2.4.3). En fonction de l'isolation galvanique entre le système PV et le réseau électrique basse tension BT, les onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau peuvent être classés comme isolés et non isolés. L'isolation galvanique est assurée par un transformateur à la fréquence du réseau (50Hz) au niveau de l'onduleur ou par un transformateur HF au niveau du convertisseur DC-DC. En raison de la taille, le poids et le prix en faveur des onduleurs non isolés, les concepteurs des systèmes PV ont tendance à utiliser de plus en plus d'onduleurs sans transformateurs. La part du marché mondial est de 27% pour les onduleurs avec transformateur BF, 36% pour les onduleurs avec transformateur HF et 37% pour les onduleurs sans transformateur [138]. Un des inconvénients de l'utilisation des onduleurs non isolés est la présence d'un résidu continu dans le courant alternatif injecté dans le réseau, ce qui peut causer des problèmes de surchauffe dans le transformateur de distribution entraînant une éventuelle défaillance de ce dernier [139]. En plus de la préférence croissante des concepteurs pour les onduleurs non isolés, un changement en ce qui concerne la puissance des onduleurs raccordés au réseau a été observé au cours de ces dernières années. En raison de certaines limitations des grands onduleurs centraux dans le

suivi du point de fonctionnement optimal (surtout en présence d'ombrage), les onduleurs de capacité inférieure à 10kWc sont de plus en plus utilisés dans les systèmes raccordés au réseau BT [140]. Ces onduleurs de faible puissance sont généralement des onduleurs monophasés avec une fréquence de sortie de 50Hz. Une étude de classification des onduleurs raccordés au réseau BT réalisée par Salas et Olias [141] a démontré que 93% de ces onduleurs sont monophasés.

Le problème des onduleurs monophasés non-isolés est la présence d'un courant de fuite et d'une capacité parasite entre les panneaux photovoltaïques et la terre introduits par la commutation. Ce courant peut affecter le rendement des modules PV et raccourcir leur durée de vie [142]. Plusieurs topologies d'onduleurs ont été développées afin de remédier à ce problème [143]. Ces topologies peuvent être classifiées en trois catégories [144]: onduleurs à état zéro découplée (*Zero State Decoupled ZSD*), onduleurs à état zéro reliée au point milieu (*Zero State Midpoint Clamped ZSMC*) et les onduleurs à liaison robuste (*Solidity Clamped SC*).

#### 2.3.2.2.1 Onduleurs à état zéro découplée ZSD

La topologie de l'onduleur classique H4 à pont complet (figure 2.10) a un grand nombre d'avantages pour les systèmes monophasés (circuit simple, coût réduit, grand rendement...). En fait, l'état zéro (où la valeur de la tension  $V_{AB}$  est nulle) se produit lorsque les transistors S1,S3 ou S2,S4 sont dans le même état (fermés ou ouverts) en même temps à chaque cycle de commande provoquant ainsi une tension continue  $V_{CM}$  variant avec une grande fréquence aux bornes du condensateur  $C_{CM}$ .

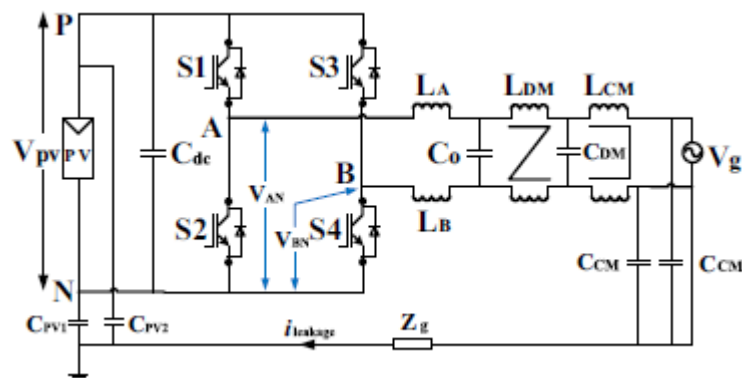


Figure 2.10 : Topologie de l'onduleur monophasé en H4

Afin de stabiliser cette tension, un découplage des modules PV est nécessaire pendant les périodes de roue libre où les deux transistors supérieurs ou inférieurs sont dans le même état. Plusieurs études ont proposé des onduleurs à pont complet avec découplage de l'état zéro. Les onduleurs les plus performants de ce type sont l'onduleur H5, HERIC (Highly Efficient and Reliable Inverter Concept) [145] et H6 [146] (figure 2.11).

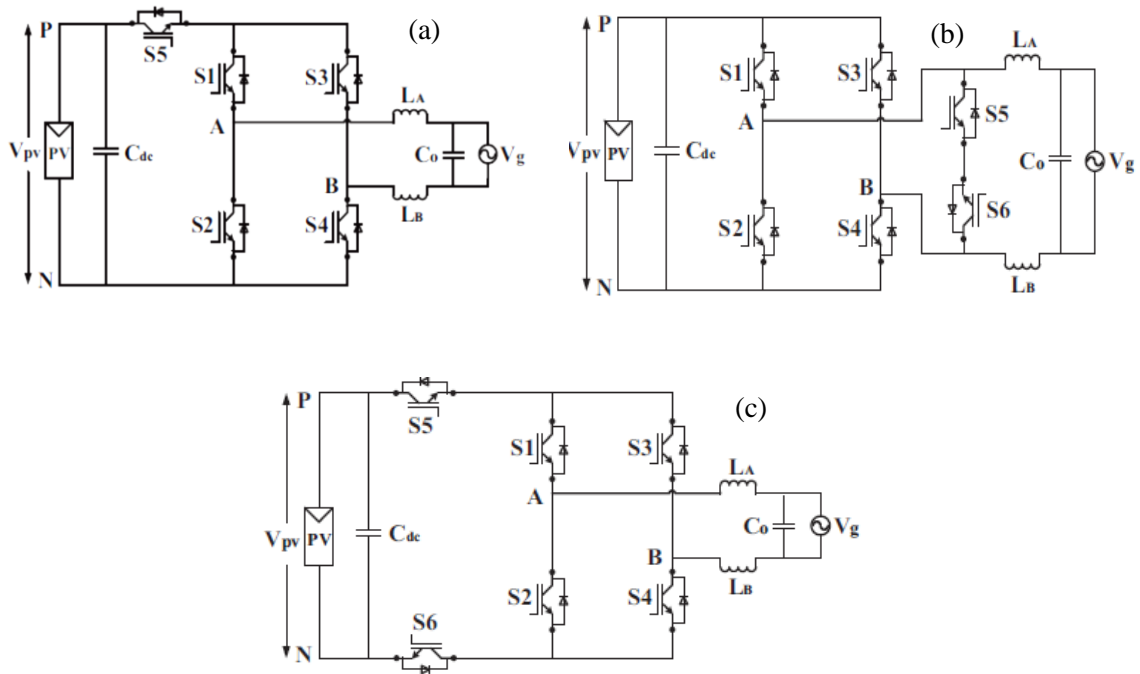


Figure 2.11 : Onduleur ZSD, montages : a) H5, b) HERIC [145] et c) H6 [146]

### 2.3.2.2.2 Onduleurs à point milieu ZSMC

Les onduleurs à état zéro avec point milieu sont très semblables aux topologies à état zéro découplée. La seule différence est que la tension de sortie court-circuitée durant la période de roue libre est liée au point milieu du bus DC résultant en une tension  $V_{CM}$  d'offset constante durant toute la période. Il existe plusieurs topologies de ce type (figure 2.12) comme les *H5* optimisé, *H6* à point milieu, pont complet avec redresseur (*HB-ZVR*) et l'onduleur avec liaison du neutre (*NPC*) [147].

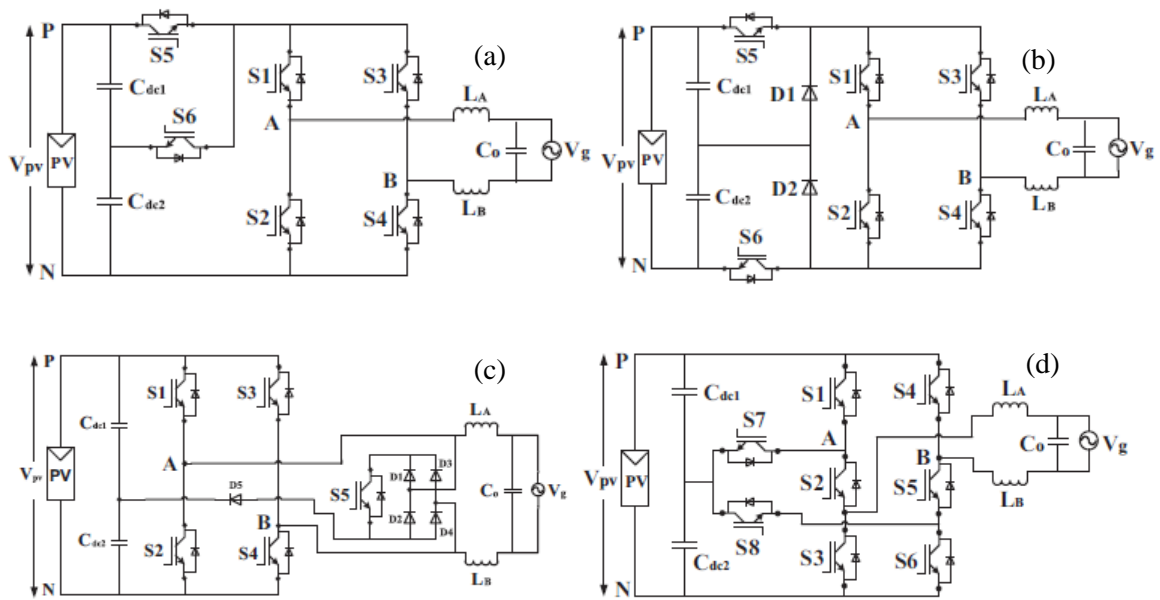


Figure 2.12 : Topologies des onduleurs à point milieu ZSMC a) H5 optimisé, b) H6 à point milieu, c) HB-ZVR et d) NPC.

2.3.2.2.3 Onduleur à liaison robuste

Dans ce type de topologie, une liaison robuste est faite entre le bus de tension continue et le réseau de telle sorte que la tension  $V_{CM}$  soit maintenue constante. Les topologies à liaison robuste les plus connues sont les liaisons robustes du neutre et à capacité flottante (figure 2.13).

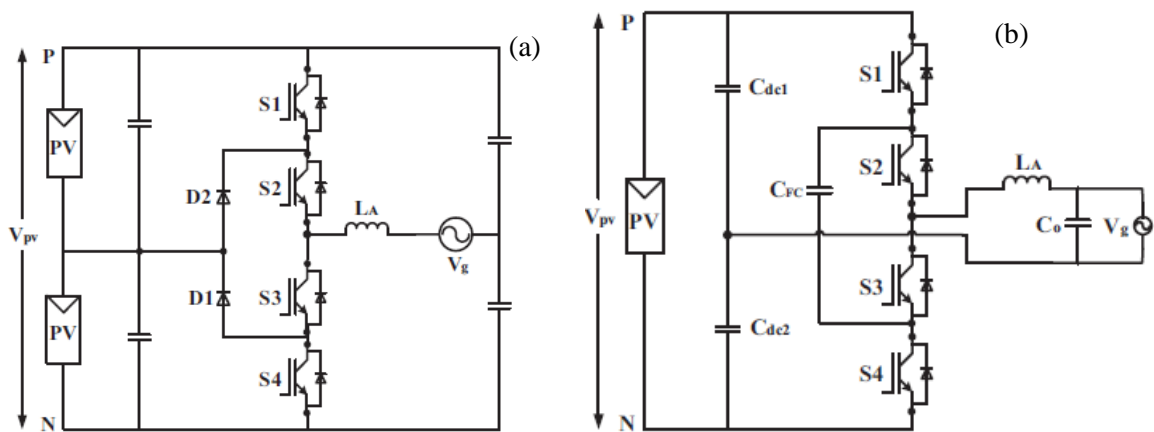


Figure 2.13 : Topologies à liaison robuste a) NPC à trois niveau, b) à capacité flottante.

Nous pouvons ainsi classifier les types de chaînes de conditionnement comme présenté dans la figure 2.14. Il faut noter que le choix de la chaîne de conditionnement se



fait selon plusieurs critères comme le coût, la taille, les standards de raccordement, les exigences du réseau de chaque pays, de la puissance nominale, de l'étendu de tension d'entrée et du rendement qui est la caractéristique la plus importante. Deux formules pour calculer le rendement global d'un onduleur ont été proposées par la commission californienne (équation 2.15) et la commission européenne (équation 2.16).

$$\eta_{CA} = 0.04\eta_{10\%} + 0.05\eta_{20\%} + 0.12\eta_{30\%} + 0.21\eta_{50\%} + 0.53\eta_{75\%} + 0.05\eta_{100\%} \quad (2- 15)$$

$$\eta_{EU} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (2- 16)$$

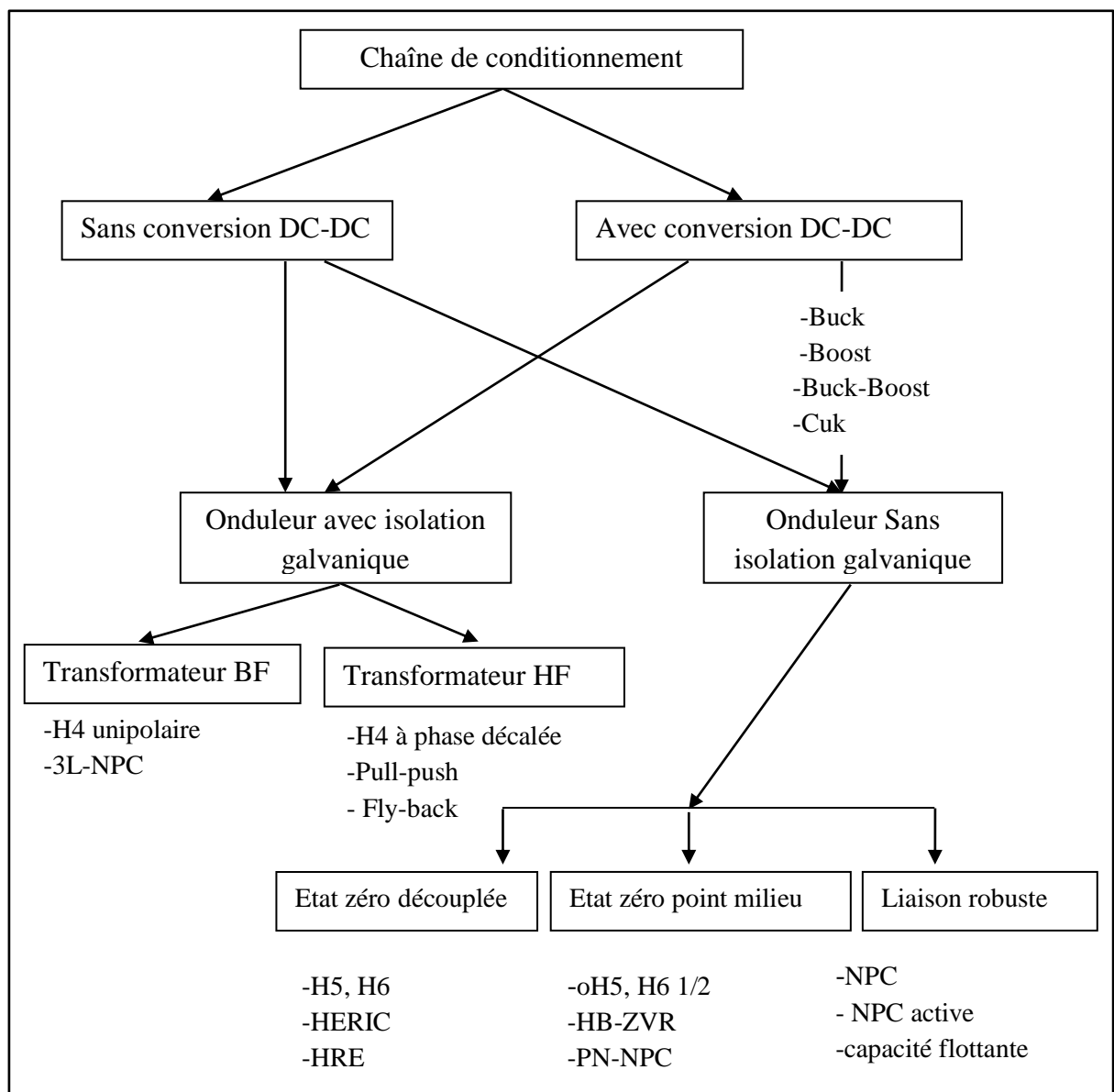


Figure 2.14 : Classification des types de chaînes de conditionnement [140, 148]

### 2.3.2.3 Filtrage de la sortie de l'onduleur

La tension de sortie des onduleurs raccordés au réseau doit être filtrée afin d'atténuer les harmoniques causées par la commutation des interrupteurs électroniques de l'onduleur. Il existe plusieurs topologies de filtres pour le raccordement au réseau des installations photovoltaïques. La plus simple est le filtre inductif passif de premier ordre de type L. Ce type de filtre est simple à concevoir, cependant son inconvénient principal est la grande taille nécessaire de l'inductance assurant un bon filtrage dans le cas des puissances au-dessus de quelque kWc, ce qui réduit la dynamique du filtre et augmente son prix. La deuxième topologie est le filtre de second ordre de type LC. Ce filtre permet une meilleure atténuation que le filtre de premier ordre mais son inconvénient est l'introduction d'une fréquence de résonance. La troisième topologie de filtre de réseau est le filtre de troisième ordre de type LCL. Ce filtre a une meilleure capacité d'atténuation des harmoniques de rang élevé, une petite taille physique et un faible coût. Cependant le problème de la fréquence de résonance est toujours présent et menace la stabilité du filtre et du système. Afin de résoudre ce problème de résonance, deux types d'amortissements (passif et actif) sont proposés dans la littérature. La figure 2.15 représente les trois topologies des filtres de raccordement au réseau des onduleurs photovoltaïques.

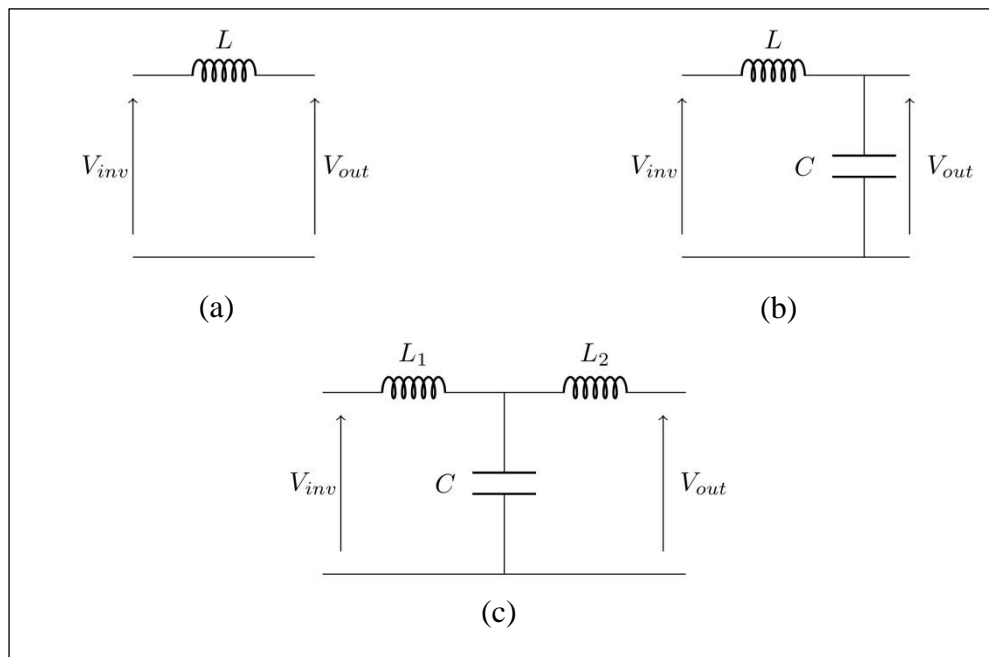


Figure 2.15 : Filtrage de la chaîne de conditionnement de type :a) L, b) LC et c) LCL

Les filtres de type L fournissent une atténuation de 20 dB/décade pour les harmoniques sur toute la gamme de fréquence. Ils sont utilisés pour les convertisseurs à haute fréquence de commutation afin d'atteindre une atténuation acceptable des harmoniques générés. Leur fonction de transfert est de la forme :

$$F(p) = \frac{1}{1 + L.p} \quad (2- 17)$$

Les filtres de type LC fournissent une atténuation de 12dB/octave pour les harmoniques au-dessus de la fréquence de coupure. Leur fonction de transfert est de la forme :

$$F(p) = \frac{1}{1 + L.p + L.C.p^2} \quad (2- 18)$$

Autour de la fréquence de coupure  $f_0$  le filtre LC est instable à cause de la résonance des composants inductifs et capacitifs. Afin de résoudre ce problème un circuit amortisseur comparable à celui traité dans le cas LCL suivant est ajouté au filtre. La conception du filtre consiste à trouver un bon compromis entre la taille de l'inductance et le condensateur de filtrage. Une grande capacité améliore la qualité de la tension de sortie, en même temps, une valeur élevée de l'inductance est nécessaire afin d'arriver à une fréquence de coupure adéquate. Le plus grand problème de ce filtre est que sa fréquence de coupure dépend de l'impédance du réseau électrique, ce qui rend le contrôle de sa stabilité difficile[149].

Les filtres LCL fournissent une atténuation de 60dB/décade au-dessus de la fréquence de coupure. Cette forte atténuation permet un bon filtrage des signaux de sortie de l'onduleur même si de petites fréquences de commutations sont utilisées pour la commande des interrupteurs électroniques[150]. Ce type de filtre permet un meilleur découplage vis-à-vis de l'impédance du réseau et un courant de sortie sans harmoniques même en présence de petites valeurs d'inductance. La fonction de transfert de ces filtres est donnée par :

$$F(p) = \frac{i_{out}}{v_{inv}} = \frac{1}{L_1 C L_2 p^3 + (L_1 + L_2) p} \quad (2- 19)$$

Le problème de résonance demeure toujours présent ce qui peut entraîner l'instabilité du système. La conception du filtre LCL dépend fortement de la fréquence de

commutation. Sa fréquence de coupure doit être inférieure à la moitié de la fréquence de commutation de l'onduleur et suffisamment supérieure à celle du réseau (50Hz), elle est donnée par l'équation 2-20.

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 L_2 C}} \quad (2- 20)$$

Autour de cette fréquence de coupure, l'impédance du filtre est nulle ce qui peut générer un état oscillant et augmenter l'amplitude des harmoniques des fréquences proches de la fréquence de résonance.

Deux méthodes existent pour amortir ces pics, la première est l'amortissement passif qui consiste à ajouter une résistance en série ou en parallèle avec l'inductance de sortie du filtre ou de la capacité de filtrage. Cependant, cette méthode peut engendrer des pertes de puissance et diminuer les performances du système [151]. La deuxième méthode est l'amortissement actif qui consiste à contrôler la sortie du filtre par une boucle de retour introduisant une résistance virtuelle [152], [153]. Cependant, les pics de résonances existent toujours dans le système, ce qui a conduit à proposer d'autres stratégies qui modifient la fonction de transfert du filtre LCL en boucle fermée pour la rendre semblable à celle du filtre du premier ordre L [152]. Le problème majeur de la conception de cette boucle de commande est la sensibilité de ses paramètres aux caractéristiques physiques du filtre LCL. Dans la littérature, plusieurs boucles de retour ont été étudiées et trois des six variables ( $u_1, i_1, u_2, i_2, u_C, i_C$ ) peuvent être adoptées comme variables d'état pour le filtre LCL de troisième ordre, comme illustré par la figure 2.16, afin d'évaluer leurs performances d'amortissement. Un modèle généralisé de l'amortissement actif a été proposé [154] (figure 2.17), dans lequel  $G_{LCL}^x(p)$  est la fonction de transfert de la variable d'état  $x$  adoptée par rapport à la sortie de l'onduleur  $u_{inv}$ . Le retour  $K(p)$  représente un régulateur proportionnel ( $k$ ), différentiel ( $k.p$ ), intégral ( $k/p$ ) ou la combinaison des trois. La nouvelle fonction de transfert est alors donnée par l'équation 2-21.

$$G(p) = \frac{G_{LCL}^x(p)}{1 + K(p).G_{LCL}^x(p)} \quad (2- 21)$$

En se basant sur les deux méthodes d'amortissement du filtre LCL, de nouvelles méthodes hybrides qui combinent les deux ont été développées [155].

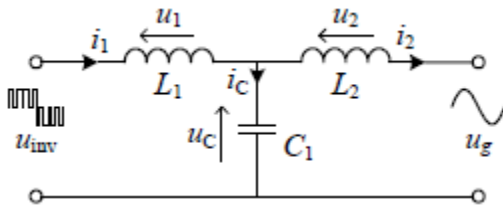


Figure 2.16 : Variables d'état du filtre LCL

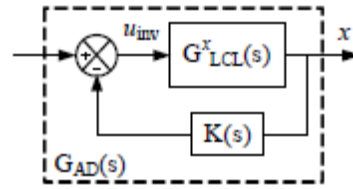


Figure 2.17: Modèle généralisé de l'amortissement actif

## 2.4 Structure de Commande et contrôle d'un système raccordé au réseau BT

Cet ensemble de contrôleurs assure la commande des composants physiques de la chaîne de conditionnement d'énergie et de l'interface de raccordement afin de garantir le fonctionnement optimal du système photovoltaïque. Il est structuré autour de trois fonctions principales :

- La recherche et le suivi du point de fonctionnement optimal MPPT par le contrôle du convertisseur DC-DC.
- La commande de l'onduleur DC-AC.
- Le respect des exigences d'interconnexion au réseau de distribution BT et le pouvoir de déconnexion en cas de menaces de la sécurité du système.

### 2.4.1 Recherche et suivi du point de puissance maximale (MPPT)

Le point de puissance maximale d'un générateur PV dépend directement de la charge et des conditions environnementales (rayonnement solaire et température) subit par le module PV. La chaîne de conditionnement d'énergie doit donc intégrer la fonction MPPT qui permettra d'adapter ce point de fonctionnement pour garantir l'extraction de la puissance maximale. Le schéma de principe de l'interaction du contrôleur MPPT avec le convertisseur DC-DC et le générateur PV est illustré dans la figure 2.18. De nombreux algorithmes de MPPT ont été proposés dans la littérature. Ces méthodes sont généralement classées en deux catégories, les algorithmes conventionnels et les algorithmes intelligents.

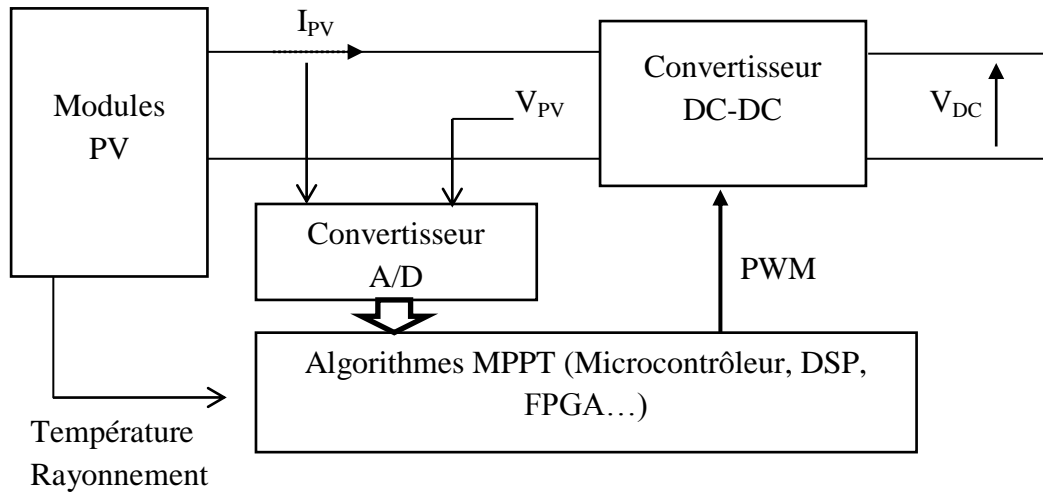


Figure 2.18 : Schéma d'interaction du contrôleur MPPT

#### 2.4.1.1 Les algorithmes MPPT conventionnels

Plusieurs méthodes conventionnelles de suivi du point de puissance maximale (MPP) ont été proposées. La méthode la plus simple est de supposer une dépendance linéaire entre le courant du MPP (la tension MPP) et le courant de court-circuit (tension de circuit ouvert) [156, 157]. Cette méthode nécessite la mesure du courant de court-circuit (tension de circuit ouvert) en service, ce qui engendre une déconnexion du système et une perte momentanée de puissance. Une version modifiée de cette méthode consiste à utiliser une cellule solaire de référence afin d'estimer le courant de court-circuit sans porter atteinte au système. Une autre version de cette méthode consiste à mesurer le rayonnement solaire et la température des modules et de calculer le courant de court-circuit (tension de circuit ouvert) à partir d'un modèle du générateur PV utilisé [158]. Le courant et la tension du MPP sont estimés par les équations (2-22 et 2-23), où  $K_1$  et  $K_2$  sont deux constantes qui dépendent des caractéristiques des modules photovoltaïques. Généralement,  $K_1$  varie entre 0.78 et 0.92 et  $K_2$  entre 0.73 et 0.8. Cette méthode est très simple à implémenter, cependant son efficacité est très faible.

$$I_{MPP} \approx K_1 \cdot I_{SC} \quad (2- 22)$$

$$V_{MPP} \approx K_2 \cdot V_{OC} \quad (2- 23)$$

Les deux algorithmes les plus utilisés dans les onduleurs commercialisés sont l'algorithme perturber et observer (P&O) et l'algorithme conductance incrémentale

(IncCond) (figure 2.19). L'utilisation massive de ces deux algorithmes en pratique est due à leur faible coût et à la simplicité et la facilité de leur implémentation [159].

La méthode P&O consiste à mesurer le courant et la tension du générateur solaire et d'accroître ou de décroître ces valeurs par une faible variation afin de comparer la puissance générée par le nouveau et l'ancien point de fonctionnement.

L'algorithme P&O conventionnel utilise un pas de perturbation fixe. L'augmentation de ce pas de perturbation rend la convergence de l'algorithme plus rapide mais génère des oscillations autour du MPP. Cependant, réduire le pas de perturbation permet d'augmenter la précision de l'algorithme mais diminue sa vitesse de convergence [160]. Afin de remédier à ce problème, Al-Diab et Sourkounis [161] ont proposé un algorithme avec un pas variable par la multiplication du rapport cyclique par une valeur qui dépend de la variation de puissance causée par la perturbation précédente ce qui améliore la rapidité de convergence de l'algorithme P&O.

Identiquement à l'algorithme P&O, l'algorithme de l'inductance incrémentale (IncCond) est basé sur la mesure de la puissance de sortie des modules PV en faisant varier la tension de fonctionnement par la commande du rapport cyclique D jusqu'à la convergence au point de puissance maximale. Pour cela, on considère le signe de la somme de l'inductance instantanée  $g = \frac{I}{V}$  et de l'inductance incrémentale  $\Delta g = \frac{\Delta I}{\Delta V}$ . L'expression  $g + \Delta g$  est déduite du fait que la pente de la courbe caractéristique P-V est nulle au point de puissance maximale MPP, négative à sa droite et positive à sa gauche. La pente de la courbe P-V est donnée par :

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \approx I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} = V \left( \frac{I}{V} + \frac{\Delta I}{\Delta V} \right) = V(g + \Delta g) \quad (2- 24)$$

A partir du signe de cette pente, les expressions ci-dessous sont déduites.

$$\begin{aligned} \frac{\Delta I}{\Delta V} &> -\frac{I}{V} && \text{À gauche du MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &= -\frac{I}{V} && \text{Au point MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &< -\frac{I}{V} && \text{À droite du MPP} \end{aligned} \quad (2- 25)$$

D'où, le sens de la perturbation de la tension est déterminé par le signe de la somme  $g + \Delta g$ . De plus, le pas de cette perturbation peut être fixe ou relatif à la valeur de cette somme.

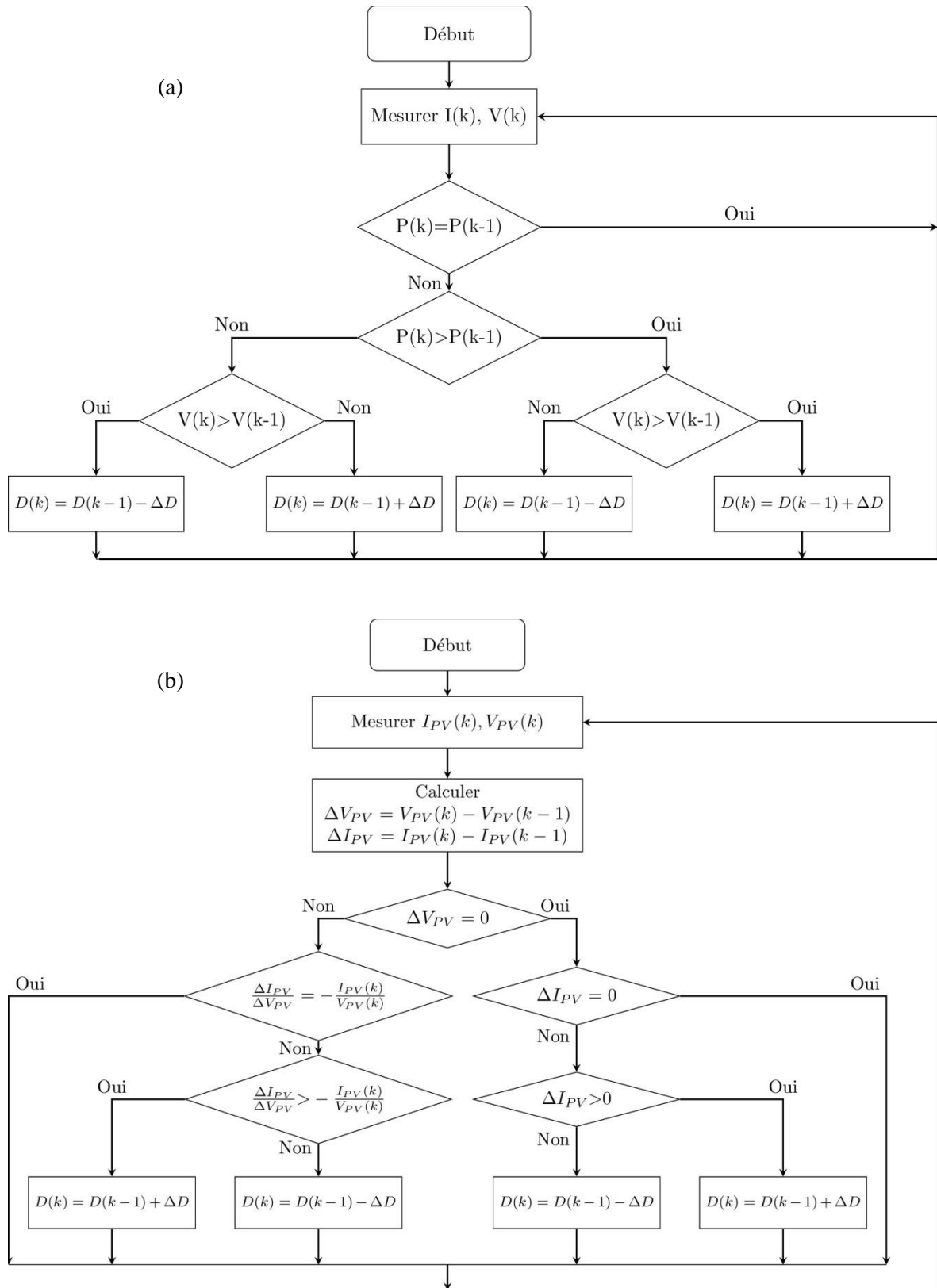


Figure 2.19 : Organigramme des MPPT conventionnels a) P&O, b) IncCond



#### 2.4.1.2 Les algorithmes MPPT intelligents

Les algorithmes conventionnels, en particulier l'algorithme P&O, ont démontré leur efficacité dans le suivi du point de puissance maximale. Cependant, ils ont tendance à converger vers des maxima de puissance locaux dans le cas de rayonnement solaire non uniforme (module solaire ombré). Plusieurs solutions ont été proposées afin de contourner ce problème en obtenant une convergence vers le point de puissance maximal global GMPP en condition d'ombrage partiel. La solution la plus simple est de diviser la caractéristique P-V multi-pics en plusieurs segments qui contiennent chacun un seul pic et de chercher le MPP du segment qui a le pic le plus grand par les méthodes conventionnelles [162], mais cette solution pose quelques problèmes de rapidité de convergence. D'autres chercheurs proposent l'amélioration des performances des algorithmes conventionnels en particulier P&O par l'introduction de nouvelles techniques d'intelligences artificielles [163] ou par l'utilisation de contrôleurs flous pour le balayage et le stockage du MPP [164, 165].

Dans ces dernières années, les techniques d'intelligence artificielle sont de plus en plus utilisées en raison de leur capacité de résoudre des problèmes d'optimisations très complexes avec une rapidité et précision remarquables. En formulant le suivi du point de puissance maximale dans les conditions d'ombrage partiel comme un problème d'optimisation, les chercheurs ont proposé plusieurs techniques afin de converger vers la solution optimale globale [166]. Parmi ces techniques, on peut citer les réseaux de neurones [167, 168], les algorithmes évolutionnaires [169], les algorithmes génétiques [170], les essaims de particules PSO [171], les colonies d'abeilles ABC [172], les algorithmes de recherches coucou CSA [173] et beaucoup d'autres techniques méta-heuristiques. Plusieurs études de l'état de l'art des méthodes de suivi du MPP ont été proposées dans la littérature [174-176] ainsi que des comparaisons sur les performances de chaque technique de suivi du MPP [177-179]. Le rendement de la chaîne de conditionnement d'énergie sans utilisation des algorithmes de suivi du MPP varie entre 66% dans les conditions météorologiques stables et 59% dans les conditions variables. Ces rendements s'améliorent dans le cas d'utilisation d'algorithmes de suivi du MPP conventionnels pour atteindre 96% et 95%, respectivement. Cependant, le rendement des contrôleurs à base des techniques d'intelligences artificielles dépassent les 99% dans les deux cas et avec une convergence très rapide [159, 180].

### 2.4.2 Commande de l'onduleur DC-AC

Il existe deux stratégies pour la commande des onduleurs de tension DC-AC, la commande en courant et la commande en tension. La commande en tension est utilisée dans les onduleurs fonctionnant en mode autonome. Cependant, la commande en courant est la stratégie la plus utilisée pour les onduleurs de tension (VSI) raccordés au réseau. Un dispositif de commande en courant a l'avantage d'être moins sensible aux décalages de phase de la tension et à la déformation de la tension du réseau, ce qui réduit les courants d'harmoniques et rend le contrôle plus robuste. La commande des onduleurs raccordés au réseau doit assurer trois fonctions principales :

- Le contrôle de la tension du bus continu qui impose la référence de l'amplitude du courant à injecter dans le réseau.
- La synchronisation de la puissance générée avec le réseau qui impose la fréquence et la phase du courant à injecter dans le réseau.
- Le contrôle de la puissance active et réactive injectées et du facteur de puissance.

La commande de l'onduleur en courant est composée de deux contrôleurs en cascade. Le premier consiste à contrôler la tension du bus DC et le deuxième consiste à contrôler le courant injecté dans le réseau comme illustré par la figure 2.20 [181]. La boucle de contrôle du courant régule la valeur instantanée du courant de sortie afin d'assurer l'injection dans le réseau d'un courant sinusoïdale sans harmonique et en phase avec la tension du réseau. La fréquence et la phase du courant de référence  $I_{g,ref}$  est générée par un module de synchronisation (PLL ou autre). Cependant, son amplitude est issue de la boucle de contrôle de la tension.

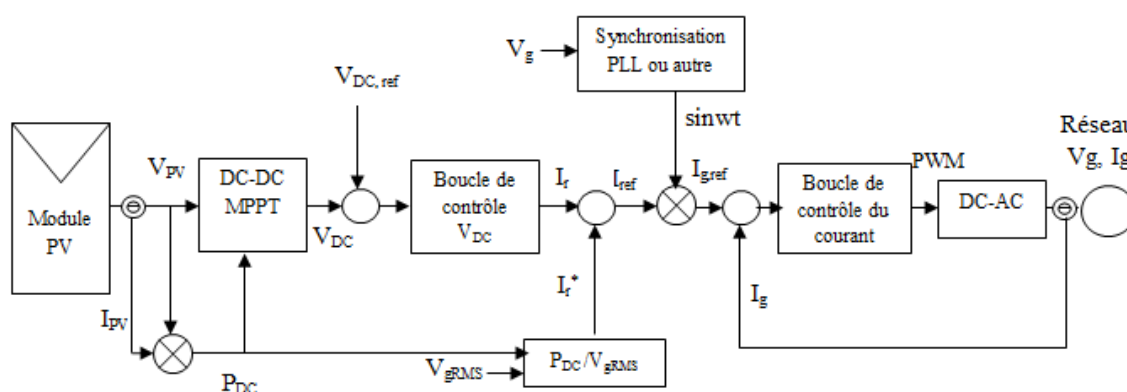


Figure 2.20 : Les différentes boucles de contrôle de l'onduleur DC-AC

### 2.4.2.1 Le contrôleur de la tension du bus DC

Dans les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau à deux étages de conditionnement d'énergie, un bus DC (condensateur  $C_{DC}$ ) est utilisé pour découpler la dynamique de ces deux étages et stocker une énergie continue afin d'absorber les variations brusques de puissance causées par le changement des conditions climatiques (suivi du MPP) [182]. Cependant, des ondulations avec le double de la fréquence du réseau (100Hz) peuvent être présentes dans le bus DC à cause du déséquilibre entre la puissance instantanée d'entrée (coté DC) et de sortie (coté réseau) de l'onduleur[183]. L'amplitude de ces ondulations dépend de la tension sélectionnée du bus DC  $V_{DCref}$ , la dimension du condensateur de découplage  $C_{DC}$  et la puissance transférée au réseau  $P_g$ . La boucle de contrôle de la tension assure la régulation de la tension du bus DC pour la maintenir égale à une tension de référence  $V_{DCref}$  (suffisamment élevée, fixée par le concepteur, afin de reproduire la tension alternative du réseau 220V). Cette boucle de contrôle ajuste aussi l'amplitude de référence du courant de sortie injecté dans le réseau  $i_g$  pour stabiliser la tension  $V_{DC}$  en cas de changement de la puissance  $P_{in}$  produite par les modules PV [184]. Le contrôleur de la tension du bus DC est généralement mis en œuvre par un simple régulateur proportionnel (P) ou par un régulateur proportionnel intégral (PI) qui permet d'améliorer la réponse en régime permanent, cependant quelques chercheurs proposent des structures plus évoluées à base de la logique floue[185].

Le schéma bloc de la boucle complète de régulation de la tension  $V_{DC}$  est illustré par la figure 2.21 [186]. Le courant de référence résultant de la boucle interne de contrôle de la tension est injecté dans la boucle de contrôle du courant et la puissance résultante  $P_g$  de cette boucle est comparée à la puissance continue de référence  $P_{in}$  générée par le suiveur du MPP afin d'assurer un transfert maximum de puissance et limiter les ondulations provenant du déséquilibre de puissance. Le transfert de puissance s'exprime par  $P_{in} = P_g + P_{DC}$  où  $P_{in}$  est la puissance produite par les modules PV,  $P_g$  est la puissance injectée au réseau et  $P_{DC}$  est la puissance du bus DC. La puissance injectée au réseau est donnée par  $P_g = v_g \times i_g = v_g \times v_{PLL} \times I_{ref}$  et la puissance du bus DC est la dérivée de l'énergie emmagasiné dans le condensateur de découplage donnée par  $w_{DC} = \frac{1}{2} C_{DC} V_{DC}^2$ . Le développement limité de Taylor-Young est utilisé afin de linéariser ce terme autour de  $V_{DCref}$  par l'équation 2-26.

$$w_{DC} = C_{DC} V_{DCref} (V_{DC} - V_{DCref}) + \frac{1}{2} C_{DC} V_{DCref}^2 = -\frac{1}{2} C_{DC} V_{DCref}^2 + C_{DC} V_{DC} V_{DCref} \quad (2- 26)$$

D'où l'expression de la tension du bus DC est formulée par l'équation 2-27

$$V_{DC} = \frac{w_{DC}}{C_{DC} V_{DCref}} + \frac{1}{2} V_{DCref} \quad (2- 27)$$

Cette tension  $V_{DC}$  obtenue par la boucle de retour est comparée à la tension de référence pour générer le courant de référence  $I_{g\ ref}$  de la boucle du courant de sortie.

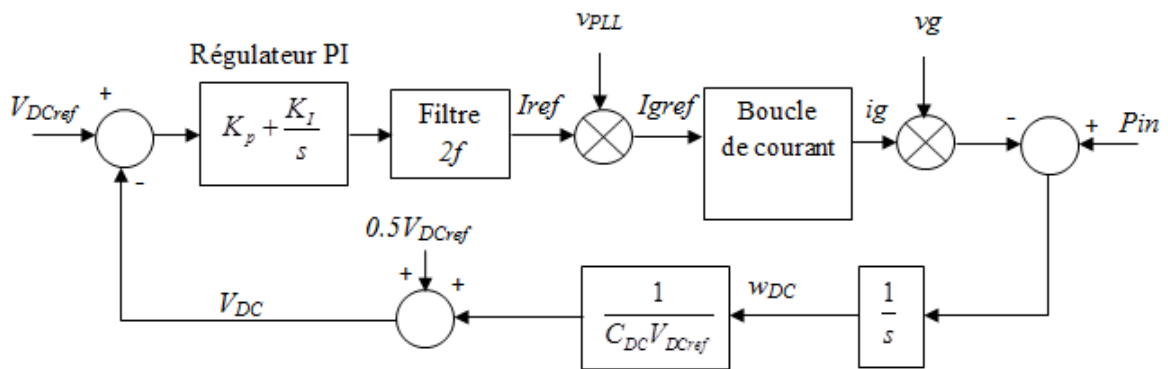


Figure 2.21 : Boucle de régulation de la tension du bus DC

#### 2.4.2.2 Boucle de Synchronisation

La synchronisation peut être définie comme étant la minimisation des variations de la phase, la fréquence et l'amplitude de la tension entre la sortie du système photovoltaïque et le réseau[187]. Cette synchronisation doit être réalisée avant de connecter le système PV au réseau électrique afin de leur permettre de fonctionner ensemble. Dans la littérature, plusieurs techniques de synchronisations ont été proposées[188]. La plus simple technique consiste à dupliquer la forme de la tension du réseau afin de générer un courant de référence en phase avec le réseau. L'inconvénient de cette technique est la contamination du courant de référence par les distorsions et les défauts du réseau. D'autres techniques consistent à détecter les caractéristiques de la tension du réseau (amplitude, phase, fréquence) et de les utiliser pour la génération du courant de référence. Ces techniques de synchronisations peuvent être classifiées en trois catégories : 1) Les techniques à base

d'analyses mathématique qui utilisent la transformé de Fourier et la décomposition en ondelettes pour caractériser la tension du réseau [189].

2) Les techniques à base du contrôle de la phase à boucle ouverte comme i) la détection du passage à zéro (zero crossing detection ZCD) qui compte les passages par zéro de la tension du réseau pour estimer la fréquence fondamentale et l'angle de phase est obtenue par l'intégration de cette fréquence [190], ii) la technique de fréquence d'échantillonnage adaptative (adaptable sampling frequency ASF) qui améliore la rapidité de la ZCD car elle estime la fréquence du réseau à partir d'un tableau de valeurs à chaque période d'échantillonnage. iii) La technique de filtrage notch adaptative (ANF) qui utilise un groupe de filtres afin d'isoler la fréquence fondamentale par le bloc maître et les harmoniques par les blocs restants [191]. 4i) La technique d'annulation du signal retardé (delayed signal cancellation DSC) qui consiste à passer au repère stationnaire  $\alpha\beta$  et forcer le signal en quadrature à zéro par la méthode de décomposition anti-conjuguée ce qui permet d'estimer les caractéristiques du signal fondamental en éliminant toutes les composantes indésirables [192].

3) Les techniques à base du contrôle de la phase à boucle fermée comme la technique de moindres carrés non linéaire (nonlinear least-square NLS) qui consiste à minimiser l'erreur quadratique entre le signal estimé à partir d'un modèle et le signal mesuré de la tension du réseau [193]. Cependant parmi toutes les techniques de synchronisation précédemment citées auparavant, la technique de la boucle de verrouillage de la phase PLL est la plus utilisée en raison de sa simplicité, efficacité et robustesse [194]. La structure de base de la boucle PLL est illustrée par la figure 2.22. Elle se compose d'un détecteur de phase (phase detector PD), d'un filtre passe bas de la boucle (loop filter LF) et d'un oscillateur contrôlé en tension (voltage controlled oscillator VCO). Tout d'abord le PD compare les deux signaux d'entrée  $\theta'$  et  $\theta^*$ , le signal d'erreur est filtré par LF et utilisé par le VCO pour générer la phase de sortie  $\theta'$ . Ce processus se poursuivra jusqu'à ce que l'erreur de phase  $\Delta\theta$  entre  $\theta'$  et  $\theta^*$  se réduit. Une fois que cette erreur est nulle, la phase de sortie sera verrouillée. Plusieurs variantes de PLL ont été proposées afin d'améliorer les performances de la synchronisation. La différence principale entre ces techniques réside dans le bloc de la détection de la phase PD. La boucle PLL améliorée EPLL consiste à utiliser un détecteur de phase PD à base d'un filtre adaptatif AF afin d'éliminer le terme à double fréquence  $2f$  généré par la multiplication de  $\sin\theta$  et  $\cos\theta$  (figure 2.23a) [195]. Une autre variante de PLL est la PLL dans le repère synchrone (synchronous reference frame SRF-PLL) [196], la tension du réseau est transformée au repère synchrone  $dq$  par la transformée de Park ( $\alpha\beta$ - $dq$ ). Le signal en quadrature est obtenu en utilisant un bloc de retard de 90 degrés par

rapport à la fréquence fondamentale du signal d'entrée (figure 2.23b). D'autres types de PLL comme second order generalized integrator (SOGI-PLL)[197], quadrature Q-PLL et  $pq$  puissance pPLL sont aussi utilisées afin d'augmenter la précision et la rapidité de la détection de la phase et améliorer la synchronisation en cas de réseau perturbé[198].

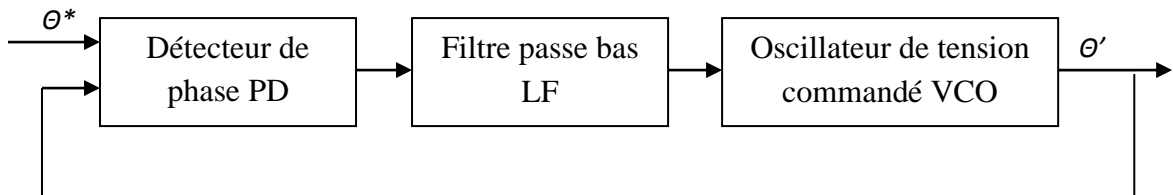


Figure 2.22 : Structure de base de la boucle PLL

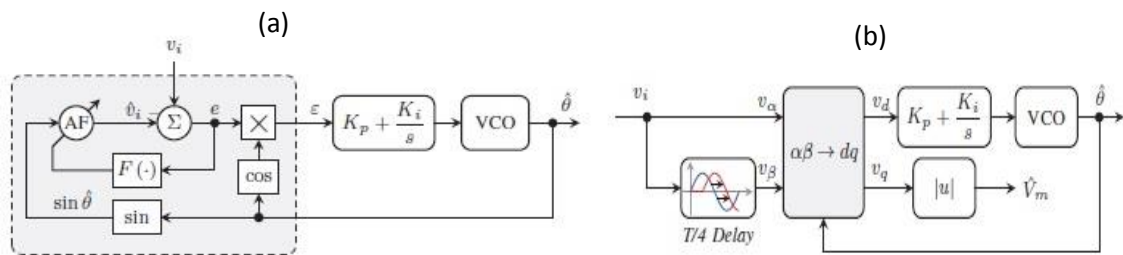


Figure 2.23 : Structure des boucles de synchronisation PLL améliorées a)EPLL b)SRF-PLL

### 2.4.2.3 Le contrôleur du courant de sortie

Ce contrôleur consiste à générer un courant identique au courant de référence. De nombreuses méthodes de contrôle ont été appliquées [199]. La méthode conventionnelle consiste à utiliser un régulateur proportionnel intégral PI [200]. La tension du réseau  $V_g$  est injectée dans la boucle du courant afin d'obtenir une bonne réponse dynamique et un retard d'une période d'échantillonnage  $T_s$  est introduit par le bloc  $Gd$  afin d'assurer la stabilité du système (figure 2.24a). Cette méthode pose des problèmes dans le suivi de la référence qui se traduit par des erreurs en régime permanent. La méthode proportionnelle résonnante PR a été proposée afin d'éliminer ces erreurs dans le régime permanent [201]. Elle consiste à appliquer un gain infini (théoriquement) autour de la fréquence fondamentale, en plus un compensateur d'harmonique d'ordres faibles (3, 5, 7) est introduit afin d'améliorer les performances du contrôleur sans influencer son comportement (figure 2.24b) [202]. Les paramètres des boucles de courant PI et PR dépendent du filtre de sortie et sont difficiles à déterminer pratiquement [203]. Han et al, ont proposé une technique à base des réseaux de

neurones pour l'ajustement automatique de ces paramètres [204]. Une autre méthode très utilisée est le contrôle à hystérésis du courant CHC. Cette méthode consiste à contrôler le courant de sortie afin de rester à l'intérieur d'une bande limitée par une valeur maximale et une valeur minimale du courant de référence sinusoïdal. La sortie du contrôleur à hystérésis attaque directement l'onduleur de tension ce qui simplifie la structure de commande par la suppression du modulateur PWM [205]. Ce contrôleur est simple, robuste et suit la référence sans poser de problème de stabilité. Cependant, son inconvénient est la génération de fréquences de commutation variables des interrupteurs de l'onduleur qui peuvent introduire des harmoniques de basses fréquences. Ce problème est résolu par la proposition de CHC amélioré avec une bande adaptative qui permet d'avoir une fréquence de commutation constante [206]. D'autres boucles de contrôle du courant ont été proposées en utilisant des méthodes connues par leurs performances et robustesses d'asservissement comme le contrôle prédictif [207], le contrôle en mode glissant [208], contrôle à base de la fonction Lyapounov [209], les réseaux de neurones[210] et la logique floue[211].

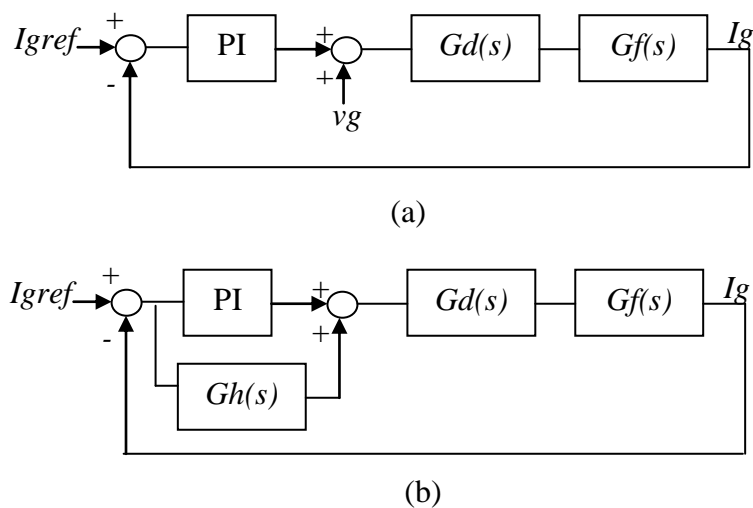


Figure 2.24 : Boucle interne de contrôle de courant a) régulateur PI b) régulateur PR

### 2.4.3. Exigences du raccordement réseau

Le système photovoltaïque ne peut être raccordé au réseau de distribution BT qu'après accord du gestionnaire du réseau électrique (Sonelgaz). Cet accord permet au gestionnaire du réseau de vérifier la conformité de l'installation photovoltaïque aux standards nationaux et internationaux d'une part et de contrôler le taux de pénétration des générateurs à base de ressources renouvelables intermittentes d'autre part. Le premier

problème que peut rencontrer un réseau de distribution avec un taux élevé de générateurs photovoltaïques est la dépendance de la production électrique des changements climatiques, ce qui peut être résolu par le stockage d'énergie, l'utilisation des générateurs de réserve et la prévision météorologique. Cependant, le problème le plus pertinent est l'impact technique que peut causer l'introduction des installations distribuées non contrôlables par le gestionnaire du réseau sur la qualité d'énergie (power quality PQ) fournie aux consommateurs. Pour cette raison, des exigences doivent être respectées par le module d'interface et contrôle du système photovoltaïque afin d'adapter son raccordement au réseau. Actuellement, les normes de l'IEEE [212] (Institute of Electrical and Electronics Engineers), l'IEC [213] (International Electrotechnical Commission) et le CEN [214] (comité européenne de la normalisation) permettent de définir les exigences du raccordement de tous types d'installation photovoltaïque au réseau BT. Cependant, plusieurs pays ont des réglementations spécifiques qui peuvent différer de ces approches. A cause de l'introduction précoce et du fort développement des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau en Allemagne, la plupart des pays européens suivent les normes Allemande DIN (Deutsches Institut für Normung). En Algérie, malgré la présence des décrets pour le raccordement au réseau des installations électriques (décret du 21 février 2008), aucune version officielle des exigences techniques du raccordement au réseau BT n'est encore établie par la commission nationale de régulation d'électricité et du gaz (CREG) ce qui sous-entend l'utilisation des normes internationales comme le IEEE1547, IEC61727, IEC62116, EN50106, EN61000 et le DIN-VDE0126-1-1[144]. Ces normes se focalisent sur trois thèmes principaux qui sont le respect des exigences du réseau, la production d'une énergie de qualité et le découplage en cas de défaut du réseau.

Le respect des exigences du réseau se fait par la production d'une tension de 220V/50Hz pour le monophasé et 380V/50Hz pour le triphasé. Les fluctuations de la tension ne doivent pas dépasser un seuil bien déterminé. En cas de problème dans le réseau qui modifie les valeurs de la tension (hors d'une bande permise), le système photovoltaïque doit se déconnecter du réseau. Un délai avant la déconnection (*DAD*) est permis afin d'éviter les déclenchements inutiles. Les détails des exigences du réseau sont donnés par le tableau 2.4.



Tableau 2.4 : Exigences de raccordement au réseau BT selon les normes internationales

	IEEE1547	DAD	IEC61727	DAD	DIN-VDE0126	DAD
Pn (kW)	30		10		N/A	
V normale	$0,88V_n < V < 1,1V_n$	-	$0,85V_n < V < 1,1V_n$	-	$0,8V_n < V < 1,15V_n$	-
V anormale	$1,1V_n < V < 1,2V_n$	1s	$1,1V_n < V < 1,35V_n$	1s	$V < 0,8V_n$	0,2s
	$0,5V_n < V < 0,88V_n$	2s	$0,5V_n < V < 0,85V_n$	2s	$V > 1,15V_n$	0,2s
	$V < 0,5V_n$	0,16s	$V < 0,5V_n$	0.1s		
	$V > 1,2V_n$	0,16s	$V > 1,35V_n$	0.05s		
$f_n$ (Hz)	$59,3 < f < 60,5$	-	$49 < f < 51$	-	$47,5 < f < 50,2$	-
$f_{an}$ (Hz)	Hors $f_n$	0,16s	Hors $f_n$	0.2s	Hors $f_n$	0,2s

Le deuxième volet des normes consiste à définir un niveau de qualité d'énergie admissible afin de limiter les perturbations qui peuvent être causées par le système photovoltaïque et qui auront une influence directe sur le comportement du réseau. La qualité d'énergie est contrôlée par des seuils de distorsion harmonique admise (THD < 5% pour IEEE1547) et des seuils pour la valeur de chaque harmonique ainsi que par la limitation du courant continu maximum injectable dans le réseau à 1% pour IEC61727 et 0,5% pour IEEE1547.

La troisième exigence des normes de raccordement au réseau est la présence d'un système automatique de protection pour le découplage en cas de défaillance du réseau électrique. Le dispositif de découplage est installé comme interface de sécurité entre le générateur et le réseau public BT. Il empêche une alimentation inopinée du générateur PV dans un sous-réseau séparé du réseau BT (îlotage) et protège ainsi :

- Les travailleurs et personnels d'exploitation des dangers d'électrochoc lors d'opérations de maintenance après coupure d'électricité du réseau et le maintien du générateur.
- Des équipements du système photovoltaïque en cas de rétablissement inattendu du réseau électrique en déphasage du courant produit par le système photovoltaïque (faux couplage).

Il existe plusieurs méthodes de détection d'îlotage [215, 216]. Elles peuvent être divisées en trois catégories : les méthodes passives, les méthodes actives et les méthodes d'utilisation des communications entre le réseau principal et l'onduleur PV. Lorsque les conditions de la tension du réseau redeviennent à leurs états normaux, la reconnexion au réseau peut se faire automatiquement après la synchronisation du système.

## 2.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les fondements de bases des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique basse tension BT en passant en revue l'ensemble des composantes matérielles et logicielles de ces derniers.

Nous avons consacré une première étape à la conversion photovoltaïque par la présentation des différentes technologies de fabrication des cellules PV actuellement sur le marché et en cours de développement. En comparant les performances de ces cellules PV telles que le rendement de conversion et le coût de fabrication, nous avons établi que malgré l'avènement de nouvelles technologies qui permettent un rendement relativement élevé, les cellules photovoltaïques à base de silicium demeurent les plus rentables sur le plan pratique et gardent une grande longueur d'avance sur les autres technologies.

Afin de modéliser le comportement électrique du générateur photovoltaïque à base de silicium cristallin, une multitude de modèles ont été développés dans la littérature. Parmi ces modèles, celui à cinq paramètres basés sur l'équation du circuit équivalent à une seule diode a été privilégié pour les besoins de notre étude vu sa complexité réduite et sa précision acceptable. L'identification des cinq paramètres se fait par la comparaison des courbes caractéristiques I-V simulées et celles mesurées dans différentes conditions de rayonnement et de température. En vue de valider ce modèle de simulation, différents dispositifs de mesure et d'acquisition des paramètres I-V ont été réalisés et testés en laboratoire. Nous avons été persuadés à l'issue de la comparaison des résultats obtenus que le meilleur dispositif de caractérisation à retenir est celui à charge électronique dynamique permettant un balayage automatique de tous les points de fonctionnements du générateur PV.

Nous sommes passé en deuxième lieu à l'étude des différentes topologies de raccordement au réseau électrique basse tension BT par, d'abord une comparaison de ces chaînes de conditionnement d'énergie, ensuite une revue de littérature des convertisseurs dédiés au photovoltaïque. Ces onduleurs raccordés au réseau se caractérisent par leur capacité de répondre à des exigences strictes des systèmes PV en se basant sur des circuits de plus en plus complexes au fur et à mesure des avancées technologiques. Nous avons établi que pour des raisons de rendement énergétique, la tendance est de discrétiser de plus en plus l'électronique de puissance en commandant un réseau de convertisseurs de petites puissances (topologie en chaîne ou module AC) au lieu d'un seul étage de conversion central. Nous avons enfin déduit le choix des onduleurs monophasés sans isolation

galvanique dans les systèmes photovoltaïques des fermes agricoles vu leur supériorité pour les applications photovoltaïques distribuées de faible puissance (une dizaine de kilowatts).

La commande de la chaîne de conditionnement et du raccordement a été enfin traitée, elle est réalisée par des contrôleurs assurant trois fonctions principales que nous avons détaillées : le suivi du point de puissance maximale MPPT, la commande de l'onduleur DC-AC et la commande des disjoncteurs de déconnexion d'urgence. Nous avons déduit que parmi les algorithmes dédiés à la commande de la chaîne de conditionnement de l'énergie photovoltaïque, ceux à base des méthodes d'optimisation intelligentes sont les plus efficaces. De plus, on remarque que les circuits et les techniques de commande de la chaîne de conditionnement PV évoluent très rapidement pour chercher des solutions d'améliorations du rendement et de la fiabilité. Enfin, vue l'absence d'une version officielle des exigences techniques du raccordement au réseau BT en Algérie, nous avons laissé entendre qu'il fallait se rabattre sur celles établies par les organismes de normalisation électrique tels que l'IEEE, l'IEC, le CEN et le DIN.

Il faut préciser que la chaîne de conversion monophasée non-isolée présentée dans ce chapitre, sur laquelle nous allons travailler, permet un transfert d'énergie dans le sens unique du générateur vers le réseau BT. Il est évident que le transfert inverse du réseau vers la ferme qui existe déjà ne nécessite pas de notre part une étude particulière. Pour traiter le dimensionnement du raccordement d'une ferme agricole, une chaîne bidirectionnelle et une hybridation du système photovoltaïque raccordé au réseau peuvent être aussi envisageables par l'ajout d'une autre source d'énergie comme l'éolien, la biomasse ou le biogaz pour le renforcement de la fiabilité du système en cas de conditions météorologiques défavorables.



# **CHAPITRE 3**

## **CONSOMMATION ELECTRIQUE DES FERMES AGRICOLES ALGERIENNES**

### 3.1. Introduction

L'Algérie et en particulier ses zones rurales se connaissent par les activités agricoles qui consistent à travailler la terre et élever les animaux. Pour que ces activités soient bien développées, rentables et contribuables au développement du pays, elles ont besoin d'énergie. Les sources d'énergie utilisées et l'intensité d'utilisation de ces sources d'énergie ont évolué radicalement au cours des cinquante dernières années, la traction animale a progressivement cédé la place aux carburants fossiles et le travail physique humain a cédé en partie la place aux moteurs électriques. Cette substitution des sources d'énergie employées dans les fermes agricoles a permis de formidables gains de productivité et une intensification de l'agriculture, tant au plan des cultures qu'au plan des élevages.

La production agricole est devenue très dépendante des différentes sources d'énergie. Cette dépendance se manifeste autant sur le plan de l'utilisation directe qu'indirecte de l'énergie. La consommation directe réfère aux sources d'énergie directement consommées par la ferme agricole dans ses activités de production. Par contre la consommation d'énergie indirecte réfère à l'énergie consommée lors de la transformation des intrants utilisés par l'agriculture, comme par exemple dans la production d'aliments de bétails, la production d'engrais, l'épuration des eaux usées et son utilisation en irrigation, ou lors du transport et la distribution de la récolte agricole.

Les ressources énergétiques utilisées directement dans les fermes agricoles en Algérie sont limitées au gaz, l'électricité et le diesel. Ces sources d'énergie fossiles, non renouvelables, sont utilisées principalement pour le chauffage des bâtiments d'élevages, l'alimentation des équipements électriques spécifiques à chaque activité agricole et le fonctionnement de la machinerie agricole pour les activités au champ.

L'augmentation de la croissance de la productivité agricole est devenue une priorité politique en Algérie. Face à cette orientation d'intensification de la production agricole, l'enjeu majeur de l'agriculture algérienne repose sur l'augmentation de l'utilisation des ressources en énergie, en terres et en eau qui tendent à être de plus en plus limitées.

La caractérisation des consommations d'énergie des fermes agricoles nous semble importante car l'application de l'économie d'énergie et la substitution en partie des énergies fossiles apparaissent vitales dans le contexte agricole actuel. La fluctuation des prix des énergies fossiles d'un côté, rend les prix de production des produits agricoles imprévisibles et l'utilisation efficace de l'énergie dans l'agriculture de l'autre côté, assure un développement durable par la préservation des ressources et la réduction de la pollution de l'air.

Afin d'étudier ces différentes situations et de proposer un profil de consommation exploitable des fermes agricoles, répondant aux spécificités et exigences algériennes, nous avons subdivisé ce chapitre en quatre parties. La première partie expose l'évolution de la consommation électrique algérienne, sous l'influence du développement national, dans le cadre des enjeux énergétiques actuels et la volonté d'instaurer un équilibre énergétique pour le futur. Dans la deuxième partie nous mettons en évidence le rôle que peuvent jouer les fermes laitières bovines dans le développement durable du secteur agricole en Algérie afin de justifier l'analyse de leur consommation électrique dans le développement de notre étude. Dans la troisième partie nous constituons, après cette analyse critique, un prototype de ferme agricole au sein d'un site expérimental. La quatrième partie consiste à rationaliser la consommation électrique au sein de la ferme typique par l'application des mesures d'efficacité énergétique afin de proposer un profil de consommation efficace pour les fermes agricoles algériennes.

## 3.2. Enjeux énergétiques et consommation électrique en Algérie

### 3.2.1. Bilan énergétique national algérien

Alors que la production algérienne des produits énergétiques (pétrole et gaz) a diminué au cours de ces dernières années pour des raisons économiques liées au marché mondial, la consommation d'énergie primaire a connu une augmentation significative avec une moyenne de 7% par ans (figure 3.1) [3-9]. En Algérie, les combustibles fossiles (pétrole et gaz) répondent à plus de 99% de la demande énergétique nationale d'où leur importance fondamentale pour l'économie. La relation entre la croissance de l'activité

économique, le développement démographique et la consommation d'énergie semble évidente parce que l'énergie est indispensable à la réalisation de tout processus de production et donc au développement économique et social.

Malgré que la consommation énergétique nationale algérienne ne dépasse pas 37% de l'énergie disponible (somme de l'énergie produite et importée) [9], cette consommation croissante risque de déstabiliser l'économie nationale fortement dépendante des exportations des hydrocarbures qui représentent 98% des revenus en devise étrangère [217].

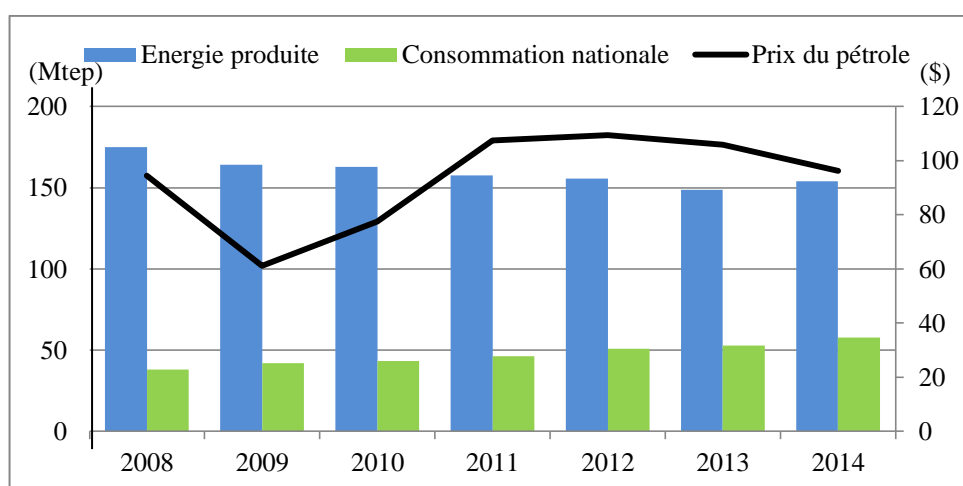


Figure 3.1 : Evolution de la production, consommation et prix de l'énergie en Algérie

La consommation finale par secteur d'activité est représentée par la figure 3.2, le secteur du transport est le secteur le plus consommateur d'énergie avec 13,7 Mtep (millions de tonne équivalent pétrole) suivi du secteur résidentiel et l'industrie. L'agriculture compte seulement 1% du bilan national, cependant, malgré que la consommation finale de cette dernière ne dépasse pas 420ktep, le secteur de l'agriculture a connu une croissance de la consommation record de 77% en 2014 [9]. Cette croissance a tendance à se renforcer davantage durant les prochaines années reflétant ainsi la nouvelle politique nationale de promotion et d'intensification de la production agricole.

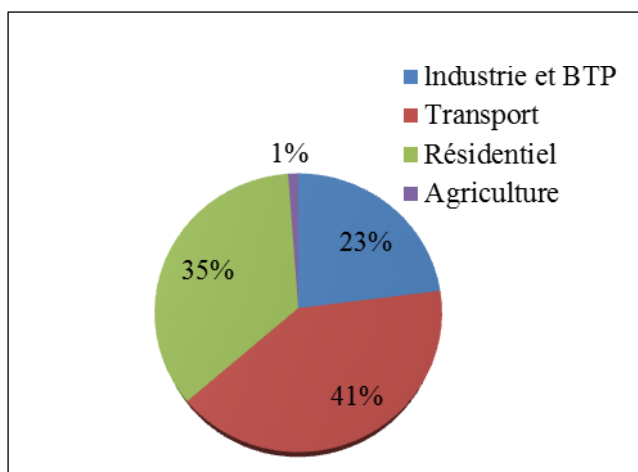


Figure 3.2 : Consommation énergétique finale par secteur d'activité [9].

En 2014, la consommation nationale algérienne était de 58 Mtep avec 39,4Mtep de consommation finale (le reste est perdu dans la transformation de l'énergie). Les produits pétroliers représentent la forme d'énergie la plus utilisée, avec 38,1% de la consommation finale, le gaz est en deuxième place avec 34,2% (28,5% pour le gaz naturel et 5,7% pour le gaz liquéfié GPL) suivi par l'électricité avec 27,7%, comme illustré par la figure 3.3.

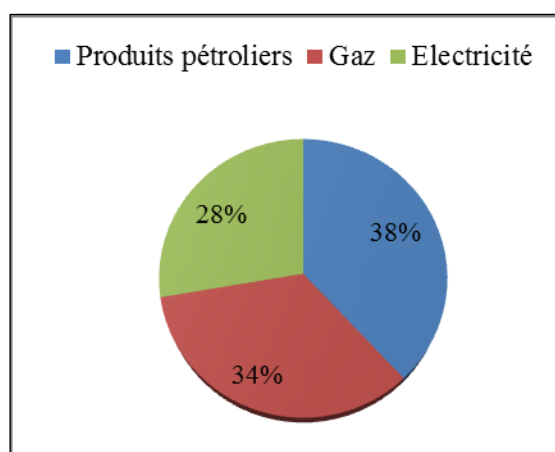


Figure 3.3 : Consommation nationale par type d'énergie.

A l'horizon 2030, le scénario tendanciel annonce que la consommation d'énergie dans le pays restera principalement basée sur les combustibles fossiles. La demande en pétrole et en gaz va augmenter de plus de 6% annuellement pour atteindre 155Mtep soit la totalité de l'énergie produite en 2014. Toutefois, des études prospectives indiquent que la production du pétrole va augmenter de 20% seulement en vingt ans, tandis que la production de gaz pourrait doubler. Sachant que les réserves de ces deux combustibles fossiles sont limitées, l'Algérie pourrait devenir un pays dépendant des importations d'énergie dans un futur très proche [218].



Un autre scénario estime qu'avec le développement technologique, l'électricité pourrait remplacer toutes les autres formes d'énergie dans les différents secteurs et devenir ainsi l'énergie du futur (bornes de rechargement pour véhicules électriques, trains électriques, avion électrique...) [219]. L'utilisation des sources renouvelables pour le renforcement de la production de cette forme d'énergies prometteuse pourrait éviter à l'Algérie une éventuelle crise énergétique et économique.

### 3.2.2. Histoire de l'électricité en Algérie

L'énergie électrique fut introduite en Algérie à la fin du dix-neuvième siècle par les colons français afin de développer leurs exploitations agricoles et intensifier leurs productions. Les premières centrales électriques, que ça soit hydraulique ou bien à base du charbon, installées dans les fermes agricoles alimentaient les maisons des colons et l'éclairage des villages avoisinants [220].

Avant 1900, plusieurs centrales hydroélectriques de puissance assez faible avaient été installées en Algérie. Les premières centrales thermiques ont vu le jour en Oranie telles que : les centrales de Mersa-el-Kébir (Société des forces motrices d'Algérie 1913), d'Oran-Gambetta (Lebon et Cie 1914), de Mostaganem (Société du gaz et de l'électricité de Mostaganem 1923) et celles du Port d'Alger (Société des forces motrices d'Algérie 1932).

En 1937, le premier réseau électrique interconnecté avait été réalisé par le raccordement des centrales hydro-électriques au fil de l'eau aux grands centres urbains par une ligne de transport de haute tension assurant en même temps une interconnexion avec les centrales thermiques. Ce réseau avait été étendu à quelques zones rurales comme le Sahel d'Alger et la plaine de la Mitidja. A cette époque, l'électricité était utilisée essentiellement pour la production agricole. Sur une consommation électrique de 240 GWh, 71% étaient destinées à l'agriculture dont 58,5% étaient utilisés par la force motrice à usage agricole et 12,5% par l'industrie agro-alimentaire (moulins et semouleries), contre 16,5% pour l'éclairage et l'usage domestique, et seulement 12,5% pour l'industries, les chemins de fer et tramways électrifiés.

En 1947, toutes les installations et les activités électriques d'Algérie ont été nationalisées et transférées à l'entreprise Electricité et Gaz d'Algérie EGA. L'année 1961 vit l'introduction du gaz naturel du gisement de Hassi R'Mel (découvert en 1956) se substituer aux combustibles (charbon) des centrales d'Alger et de Annaba (Bône). Le gaz

naturel représentait dès lors 80% des thermies destinées à la production d'énergie électrique.

Après l'indépendance, l'établissement public d'Electricité et Gaz d'Algérie (EGA) a été dissous en juillet 1969 et remplacé par la Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (Sonelgaz). Depuis, la Sonelgaz s'est concentrée sur le programme d'électrification totale du pays.

### 3.2.3. Consommation électrique en Algérie

Durant cette dernière décennie, la demande en électricité a connu une évolution importante avec une moyenne de 9,5% par an [221]. Cette forte augmentation est une conséquence directe de la croissance économique et démographique du pays, ainsi que du changement des habitudes du consommateur et de l'amélioration de sa qualité de vie [222].

En 2015, la capacité de production électrique installée était de 17 238 MW. La consommation électrique est passée à 64 662 GWh avec une puissance maximale appelée (PMA) record de 12,4 GW, en forte hausse de 13,5%, durant la saison estivale. L'évolution de la puissance appelée ainsi que la consommation électrique sont illustrées dans la figure 3.4 [221].

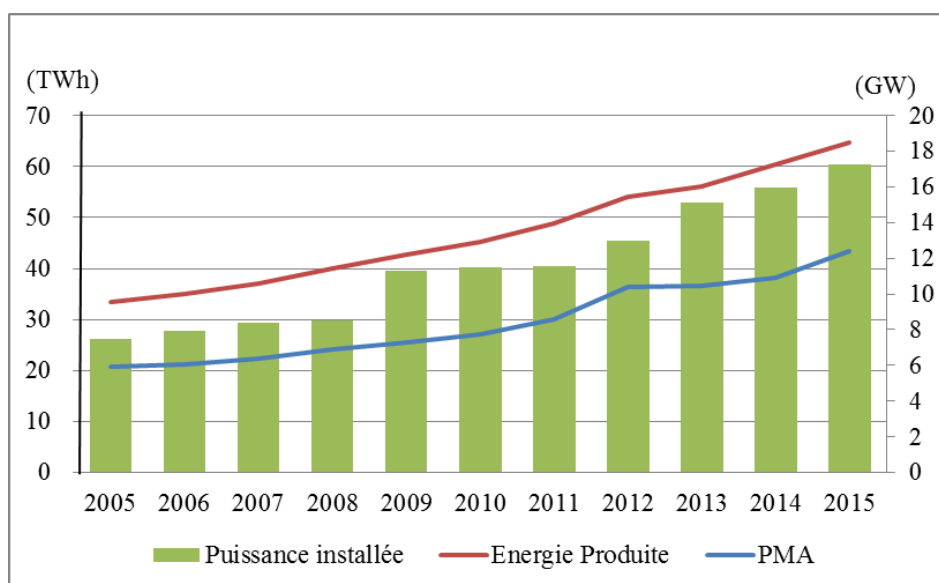


Figure 3.4 : Evolution de la consommation électrique et de la puissance appelée en Algérie.

L'analyse des données actuelles d'électricité montre que le secteur des ménages est le plus consommateur avec 60% suivi de l'industrie avec 32% et l'agriculture et l'agro-alimentaire avec 6% de la consommation électrique finale. Avec l'introduction des trains électriques, une petite partie de la production électrique (2%) est destinée au secteur des transports. La figure 3.5 illustre la consommation électrique de chaque secteur.

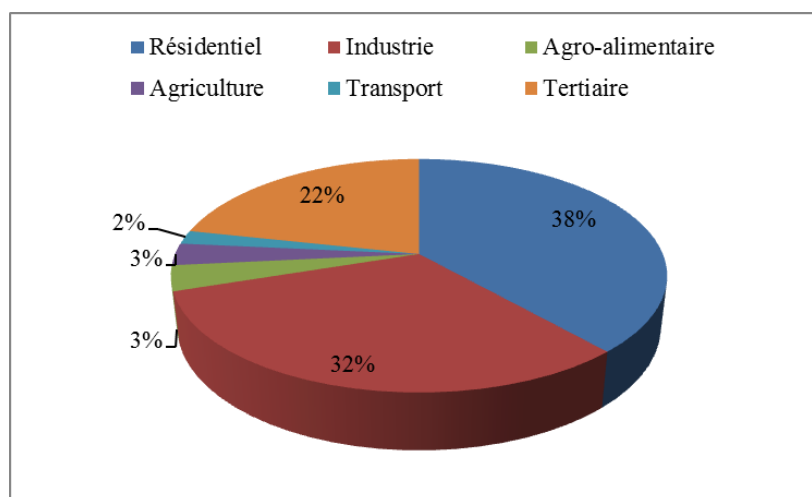


Figure 3.5 : Consommation électrique nationale par secteur d'activité

A l'instar des autres secteurs qui ont connu une croissance de consommation à un seul chiffre, le secteur agricole s'est démarqué par une évolution de la consommation électrique record de 92%, allant de 727GWh en 2013 à 1397GWh en 2014 [9]. Cette situation nous amène à étudier le secteur agricole en Algérie d'une manière générale et les activités consommatrices d'énergie électrique en particulier, afin de procéder à l'identification du mode de consommation de l'énergie électrique des fermes agricoles. Ainsi il sera possible de mettre en œuvre des mesures d'efficacité énergétiques avant de proposer des sources d'énergie renouvelable convenables pour répondre aux besoins électriques nécessaires au développement du secteur agricole.

Selon le ministère de l'énergie, la capacité de production électrique installée en Algérie devra passer à 36 178 MW en 2020, soit une progression annuelle moyenne de 15,5% afin de satisfaire les besoins électriques croissants du pays. Cette production est dominée par les centrales électriques à gaz avec 98%, les centrales diesel, hydroélectriques et les énergies renouvelables se partagent le reste de la capacité installée. Le mix

énergétique utilisé pour la génération de l'énergie électrique en Algérie est détaillé dans le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Mix énergétique de la production électrique en Algérie [221]

Type de centrale électrique	Energie produite (GWh)	Part de la production (%)
<b>Centrales à gaz</b>	<b>63 319</b>	<b>98%</b>
Thermique vapeur	10 227	
Thermique gaz	26 970	
Cycle combiné	26 122	
<b>Diesel</b>	<b>276</b>	<b>0,4%</b>
<b>Energies renouvelables</b>	<b>1 067</b>	<b>1,6%</b>
Hybride	889	
Hydraulique	145	
Eolien	19	
Photovoltaïque	14	
<b>Total</b>	<b>64 662</b>	<b>100%</b>

Selon le tableau 3.1, la quasi-totalité de l'énergie consommée en Algérie est de source non renouvelable. La part des énergies renouvelables dans le mix énergétique national est inférieure à 2%. Avec l'épuisement rapide des réserves limitées des combustibles fossiles et la croissance de la demande électrique, le gouvernement algérien a pris conscience de l'importance des énergies renouvelables pour étendre la durée de vie des réserves fossiles (la colonne vertébrale de l'économie du pays) et de promouvoir des solutions durables pour lutter contre les effets néfastes de l'utilisation intensive des énergies conventionnelles sur l'environnement [223].

#### 3.2.4 Programmes de déploiement des installations photovoltaïques en Algérie

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec l'adoption d'une stratégie à long terme depuis le milieu des années quatre-vingt [224]. Les principaux objectifs étaient d'assurer un développement durable par le passage progressif de l'utilisation intensive des hydrocarbures à son renforcement par les énergies renouvelables. Le premier programme a été lancé en 1985 "le programme de l'énergie solaire pour le grand sud". Son but était d'installer des systèmes photovoltaïques autonomes dans les régions éloignées et isolées pour différentes applications telles que le pompage de l'eau, l'éclairage dans les maisons rurales, l'alimentation des répéteurs de télécommunication et l'éclairage des routes sahariennes. Le deuxième programme était "le programme d'électrification rurale au sud (1995-2000)". L'objectif de ce programme était

l'électrification de 18 villages isolés à faible densité de population pour satisfaire les besoins énergétiques basiques (lumière, réfrigération, les pompes, la télévision, la radio) [225]. Le troisième programme d'électrification rurale (2006-2009) a fourni de l'électricité photovoltaïque à 16 villages avec un total de 800 maisons [226]. Ces programmes ont été réalisés afin d'améliorer la qualité de vie et le développement rural où il n'y a pas d'accès au réseau. La capacité totale des systèmes photovoltaïques autonomes installés dans les zones rurales isolées est estimée à 2,3 MWc [227].

Contrairement aux anciens programmes concernant l'électrification des sites isolés, le nouveau programme de développement des énergies renouvelables (2011-2030) consiste à l'introduction des systèmes raccordés au réseau pour le renforcement du réseau national et la réduction de l'impact environnemental de la production de l'électricité. Au cours des dernières années, les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau ont connu un développement technologique considérable et un grand déploiement à l'échelle mondiale grâce à la baisse des prix du silicium, les progrès technologiques dans la fabrication à grande échelle des modules photovoltaïques et l'amélioration continue des convertisseurs de puissance.

L'objectif de la nouvelle politique énergétique et environnementale algérienne est de parvenir à une part de 40% d'énergies renouvelables (principalement de photovoltaïque raccordé au réseau) dans la production nationale en installant 22 GW d'électricité à base de sources renouvelables d'ici 2030 (Figure 3.6) [228]. Afin d'atteindre cet objectif, plusieurs centrales PV connectées au réseau sont prévues pour la prochaine décennie. Cependant, ce type d'installation nécessite des investissements importants par l'état, des longues périodes de construction et un grand espace pour le montage. En plus de ces systèmes centralisés, les petits systèmes distribués peuvent jouer un grand rôle pour l'atteinte des objectifs de la nouvelle politique énergétique nationale.

Nous pensons que les fermes agricoles, comme par le passé, peuvent jouer un rôle déterminant pour engager cette politique de renforcement du réseau de distribution électrique en attendant la mise en place graduelle des systèmes centralisés

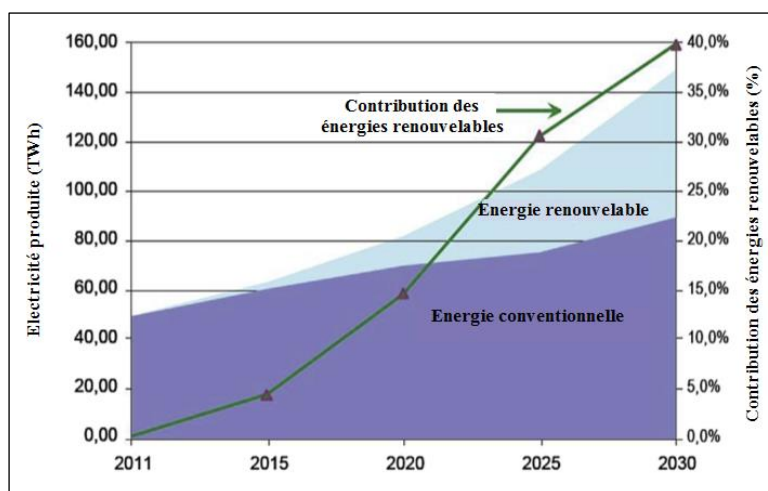


Figure 3.6 : Objectif du programme algérien de développement des énergies renouvelables

### 3.3. Estimation de la consommation électrique des fermes agricoles en Algérie

#### 3.3.1. Importance de la ferme laitière dans le secteur agricole

L'agriculture constitue un secteur extrêmement important de l'économie nationale algérienne, elle couvre une grande partie du territoire et est présente dans plus de 90% des communes. Elle procure des emplois directs à 9% de la population active et des emplois indirects à près de 12 millions d'algériens vivant en milieu rural, leur permettant ainsi d'améliorer leurs conditions de vie et celles de leurs familles [229]. En 2015, la contribution du secteur agricole constitue 12% du produit intérieur brut (PIB) algérien[230], cependant, malgré un taux de croissance moyen de 7% entre 2001 et 2011, la production agricole nationale ne couvre que 70% des disponibilités alimentaires [229]. En effet, l'Algérie présente un assez faible taux de couverture des denrées alimentaires de base comme les céréales, le lait et le sucre, d'où la satisfaction des besoins alimentaires de la population repose principalement sur une importation massive de ces produits.

La valeur des importations des denrées alimentaires a dépassé 11M\$ milliards de dollars en 2014, dont presque la moitié est dépensée pour les céréales (3,4M\$) et les produits laitiers (2M\$). Ces sommes dépendent non seulement des quantités importées pour compenser le déficit des denrées alimentaires, mais aussi de la fluctuation des prix de ces produits dans le marché mondiale (figure 3.7) [231, 232], ce qui menace la sécurité alimentaire du pays. Les besoins globaux en lait et produits laitiers de l'Algérie sont estimés à plus de 5 milliards de litres/an, avec une consommation moyenne de l'ordre de 125 litres/capita/an. La production nationale couvre moins de 60% de cette consommation [233].

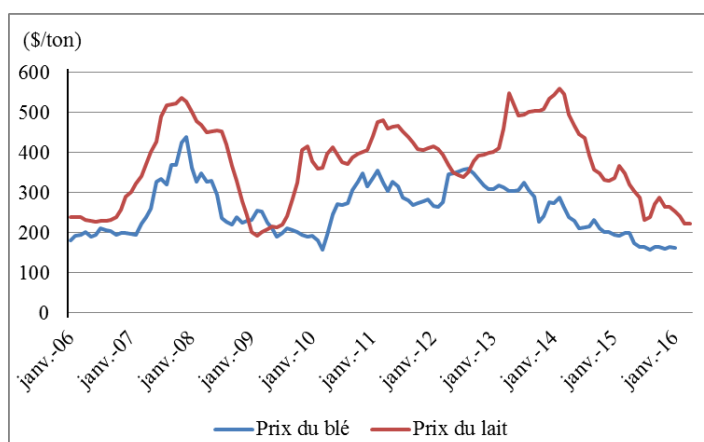


Figure 3.7 : Fluctuation des prix de blé et de lait dans le marché mondial.

Le renforcement de la sécurité alimentaire et la réduction de la facture des importations sont les deux principales priorités du programme national de développement économique et social. L'Algérie envisage de rénover le secteur laitier afin de limiter les effets des fluctuations des prix du lait sur le marché mondial. Le plan proposé comprend l'importation de génisses et la modernisation des exploitations agricoles algériennes afin d'augmenter la production nationale du lait[234], cependant, l'augmentation de la production laitière aurait un impact direct sur la consommation électrique du secteur agricole.

Il demeure tout à fait justifié, d'après ce qui précède et la diversité des activités électrifiées dont font preuve les fermes laitières, de les qualifier devant les autres types de fermes pour développer la suite de notre sujet et obtenir des résultats consistants et significatifs.

### 3.3.2. Méthode d'estimation de la consommation électrique des fermes laitières [235]

La consommation électrique, au niveau d'une ferme laitière est directement liée à la taille (effectif d'animaux), la superficie des bâtiments d'élevage, le volume de la production laitière et les conditions climatiques du site.

Cette consommation n'a pas été étudiée auparavant au niveau algérien, bien que dans la littérature, quelques chercheurs ont proposé des méthodes afin de l'évaluer. Kythreotou et al [236], ont développé une méthodologie pour le calcul de la consommation d'énergie directe des élevages agricoles en chypre. Cette méthodologie consiste à exploiter les données de consommation électrique des compagnes de recensement agricole du pays, des statistiques étatiques et des études réalisées dans les institutions universitaires. Dans le cas de l'indisponibilité des rapports concernant les dépenses énergétiques au sein des fermes

agricoles, cette méthodologie propose de contacter les éleveurs afin de recueillir leurs informations énergétiques. Une méthode similaire a été appliquée en France par l'association environnementale SOLAGRO[237], cette méthode intitulé PLANET avait pour but l'analyse énergétique de l'exploitation. Un deuxième outil intitulé Dia'terre a aussi été développé, dans le même pays, afin de quantifier la consommation d'énergie pour chaque poste de l'exploitation agricole (fioul, électricité, engrais, aliment...) ainsi que les émissions des gaz à effet de serre par la ferme (le méthane CH<sub>4</sub>, le dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> et le protoxyde d'azote N<sub>2</sub>O). Ces deux outils (PLANET et Dia'terre) proposent le relevé des données énergétiques de la ferme par l'agriculteur lui-même et leur transfert vers la base de données nationale en remplissant un questionnaire par internet. Malheureusement ces méthodes ne sont pas bien adaptées au contexte algérien en raison de la quasi-absence des statistiques énergétiques au niveau des fermes, du faible niveau éducatif des agriculteurs et de la méconnaissance des impacts des combustibles fossiles sur le réchauffement climatique qui affectent en premier lieu la production agricole[238].

Contrairement aux études précédentes, nous proposons une nouvelle méthodologie qui consiste à identifier la ferme typique pour chaque région géographique algérienne en se basant sur les statistiques et les études disponibles concernant le cheptel bovin laitier au niveau national. La procédure est de généraliser une expérience réussie réalisée au sein d'une ferme typique appartenant à des zones d'une même région possédant les mêmes caractéristiques d'élevage et les mêmes conditions météorologiques afin d'estimer la consommation électrique et identifier les mesures d'efficacité énergétique. Plutôt que d'analyser toutes les fermes des différentes régions sur le territoire (opération qui demande beaucoup d'investissement financier), cette démarche a l'avantage de définir pour chaque région, une gamme de consommation correspondant à l'enquête réalisée au sein de la ferme typique expérimentale. Cette méthode va ainsi permettre aux agriculteurs de se comparer par rapport à d'autres exploitations de taille similaire avec la même activité. Ainsi, nous pouvons récapituler la méthode d'estimation de la consommation électrique au sein des fermes laitières par les trois étapes suivantes :

- Analyse typologique des fermes laitières pour les principaux bassins laitiers.
- Choix d'une ferme expérimentale pour la reconstitution de la ferme typique.
- Analyse de la consommation électrique de la ferme typique et établissement du profil de charge.



### 3.3.2.1 Typologie des fermes laitières en Algérie

En Algérie, la production laitière est fournie par quatre espèces animales : vaches, chèvres, brebis et chamelle. L'essentiel de la production est assurée par le cheptel bovin laitier à hauteur de 80% [239]. En 2009, l'effectif de ce cheptel bovin était d'environ 915000 vaches laitières [240]. Environ 80% du cheptel est situé dans la partie nord du pays avec 53% à l'est, 24% à l'ouest et 23% au centre du pays. Cette répartition reflète les conditions climatiques, la disponibilité des terres de pâturage, et les traditions paysannes de la population rurale [241].

Nous pouvons classifier les systèmes d'élevage en Algérie selon la taille de la ferme, le type d'élevage, les systèmes d'affouragement, et la production laitière en trois systèmes d'élevage [242] :

#### 3.3.2.1.1 Elevage extensive

L'élevage extensif est pratiqué dans 80% des fermes algériennes. Il est caractérisé par une faible taille des fermes (moins de 8 vaches), des races bovines locales avec un faible rendement laitier (comme la brune de l'Atlas, la Guelmoise, la Cherfa et la Setifienne), l'absence des bâtiments d'élevages (les vaches sont logées dans des enclos traditionnels) et la pratique de la traite à la main sans recours aux équipements électriques.

#### 3.3.2.1.2 Elevage moderne

Ce type d'élevage est pratiqué dans les plaines côtières et les grands bassins laitiers. Il comporte des races bovines importées et croisées (Holstein, Friesian , Montbéliarde). La taille de la ferme varie entre 10 et 50 vaches avec une production laitières relativement élevée (plus de 3500l/vache/an). La superficie de la ferme est inférieure à 5ha et elle dispose de bâtiments d'élevage modernes qui répondent aux normes en vigueur.

#### 3.3.2.1.3 Elevage industrielle

Ce type d'élevage est composé des fermes de taille supérieur à 50 vaches laitières exclusivement de races importées avec un grand rendement laitier. Ces fermes sont généralement affiliées à l'industrie agro-alimentaire soit par le conditionnement ou la transformation de leur production. Cependant, ils ne représentent que 0,2% des fermes laitières algériennes.

Plusieurs études de typologie qui ont porté sur la taille moyenne des fermes, le type d'élevage et les caractéristiques zootechniques des exploitations laitières ont été réalisées

par les chercheurs algériens [243-249]. Ces études ont identifié la taille typique des fermes laitières pour quelques régions laitières et ont prouvé la variation de cette dernière selon l'emplacement géographique, les conditions météorologiques et la disponibilité du pâturage. Le tableau 3.2 résume la taille typique des fermes de sept régions algériennes, on remarque que la région de Mitidja comporte des fermes modernes relativement plus grandes que celles des autres régions.

Tableau 3.2 : Effectif bovin des fermes des principaux bassins laitiers en Algérie

<b>Région</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>	<b>Effectif bovin moderne</b>	<b>Effectif ferme typique</b>
Mitidja	36,40	2,80	13 481	26
Annaba	36,83	7,80	1180	12
Sétif	36,18	5,25	11 376	10
Chleff	36,21	1,33	4564	14
Tiaret	35,35	1,47	2027	17
Tizi-Ouzou	36,71	4,05	5997	15
Ghardaïa	32,60	3,70	1267	13

### 3.3.2.2 Choix de la ferme expérimentale

La ferme expérimentale est choisie afin de reproduire les mêmes conditions d'élevage, et donc la même consommation électrique, des fermes voisines. Pour chaque région, la ferme sélectionnée doit avoir la taille de troupeau typique afin d'identifier les équipements électriques nécessaires pour garantir une bonne production laitière. De plus la ferme expérimentale typique doit répondre aux critères suivants :

- La ferme doit être représentative en possédant des équipements similaires à ceux présents sur le marché et les élevages algériens.
- La ferme doit garantir l'accès aux données énergétiques par la disponibilité des compteurs électriques et l'archive des factures énergétiques.
- La ferme doit avoir une grande influence sur les agriculteurs de la région afin de diffuser les mesures d'efficacité énergétique.

La ferme expérimentale de l'institut technique de l'élevage (ITELV) de Baba Ali a été désignée pour notre étude. Ce choix repose sur la distribution géographique des fermes de l'ITELV sur le territoire national, la disponibilité des archives administrative et le contact direct de l'ITELV avec les agriculteurs et les décideurs du ministère de l'agriculture ce qui va permettre de diffuser les résultats des projets pilotes effectuées au

sein de ses fermes expérimentales. Afin de faciliter le déplacement à la ferme et l'accès aux bâtiments d'élevages et aux données archivées, une convention de collaboration en soutien au projet a été signée entre le laboratoire d'accueil LabSET et l'ITELV.

L'Institut Technique de l'Élevage (ITELV) est un établissement public à caractère administratif à vocation technique et scientifique, Il a pour mission principale de promouvoir les techniques d'élevages en vue d'améliorer sur les plans qualitatif et quantitatif la production animales et d'origine animale. Ceci est garanti par les expériences scientifiques pilotes établies au sein de l'ITELV et par la diffusion des acquis et le transfert de technologie aux éleveurs pour une mise à niveau des exploitations agricoles. L'institut comprend une station d'élevage centrale sise à Baba Ali (wilaya d'Alger) et onze autres stations régionales réparties sur 11 wilayas d'Algérie. La figure 3.8 illustre la répartition géographique des exploitations ITELV sur le territoire algérien.

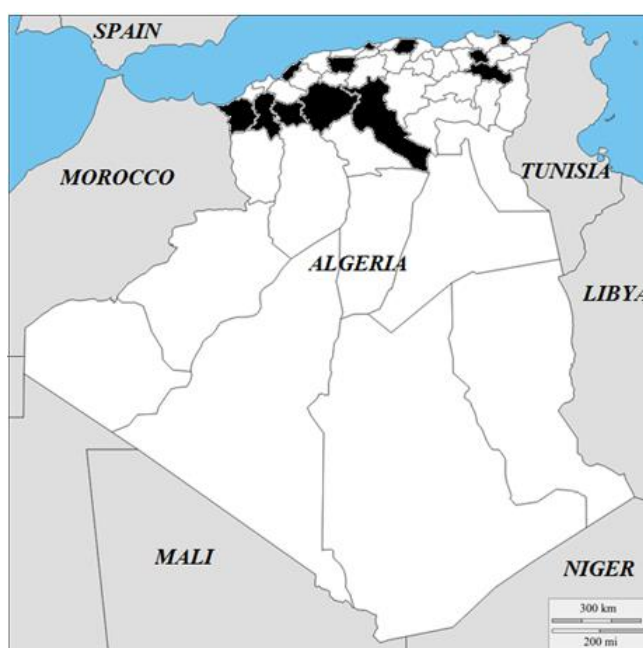


Figure 3.8 : Répartition géographique des fermes ITELV sur le territoire algérien.

Le point fort de l'ITELV est sa proximité de la communauté rurale, son influence sur les agriculteurs locaux et sa capacité de diffusion de l'apprentissage et du transfert de technologie aux agriculteurs. Chaque année, des milliers de cadres et d'éleveurs bénéficient d'une formation au niveau de l'ITELV qui en plus organise des journées techniques d'information et de sensibilisation aux acteurs des différentes filières d'élevage pour parfaire leurs connaissances théorique et pratique [250]. La figure 3.9 présente le bilan de formation et de vulgarisation durant les quatre années 2008-2012.

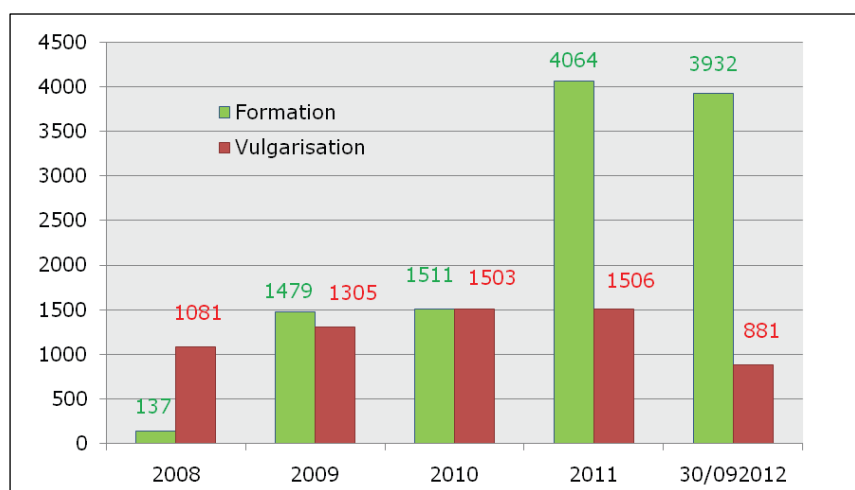


Figure 3.9 : Bilan de formation et de vulgarisation en personnes/an de l'ITELV

### 3.4. Constitution de la ferme typique au sein de la ferme expérimentale

#### 3.4.1. Présentation de la ferme laitière de l'ITELV Baba-Ali

La station ITELV de Baba-Ali est située dans la capitale Alger au centre de la plaine de la Mitidja, ses coordonnées géo-satellitaire sont 36° 38' nord, 3° 02' est. Les bâtiments d'élevage bovin sont constitués de deux étables de vaches laitières en stabulation libre de 120 et 25 têtes respectivement, d'une étable pour vaches gestantes qui peut contenir jusqu'à 30 têtes, d'un bâtiment d'engraissement de 19 têtes en stabulation entravée et d'une nurserie composée de 18 box individuels. La figure 3.10 montre la position géographique de la ferme expérimentale ainsi que ses bâtiments d'élevages du bovin laitier.

La méthode la plus simple pour obtenir une information fiable sur la consommation électrique des fermes laitières de l'ITELV est d'analyser les archives des factures d'électricité de la station expérimentale [251]. Un suivi de la consommation électrique sur deux ans a été donc effectué à l'aide de l'analyse des factures d'électricité établies par la Sonelgaz. Cependant, ces données ne nous ont pas permis d'identifier par isolement la consommation des bâtiments d'élevage du bovin laitier à cause de l'existence d'un seul compteur électrique pour toute la station de Baba-Ali y compris les bureaux administratives et les autres types d'élevages.

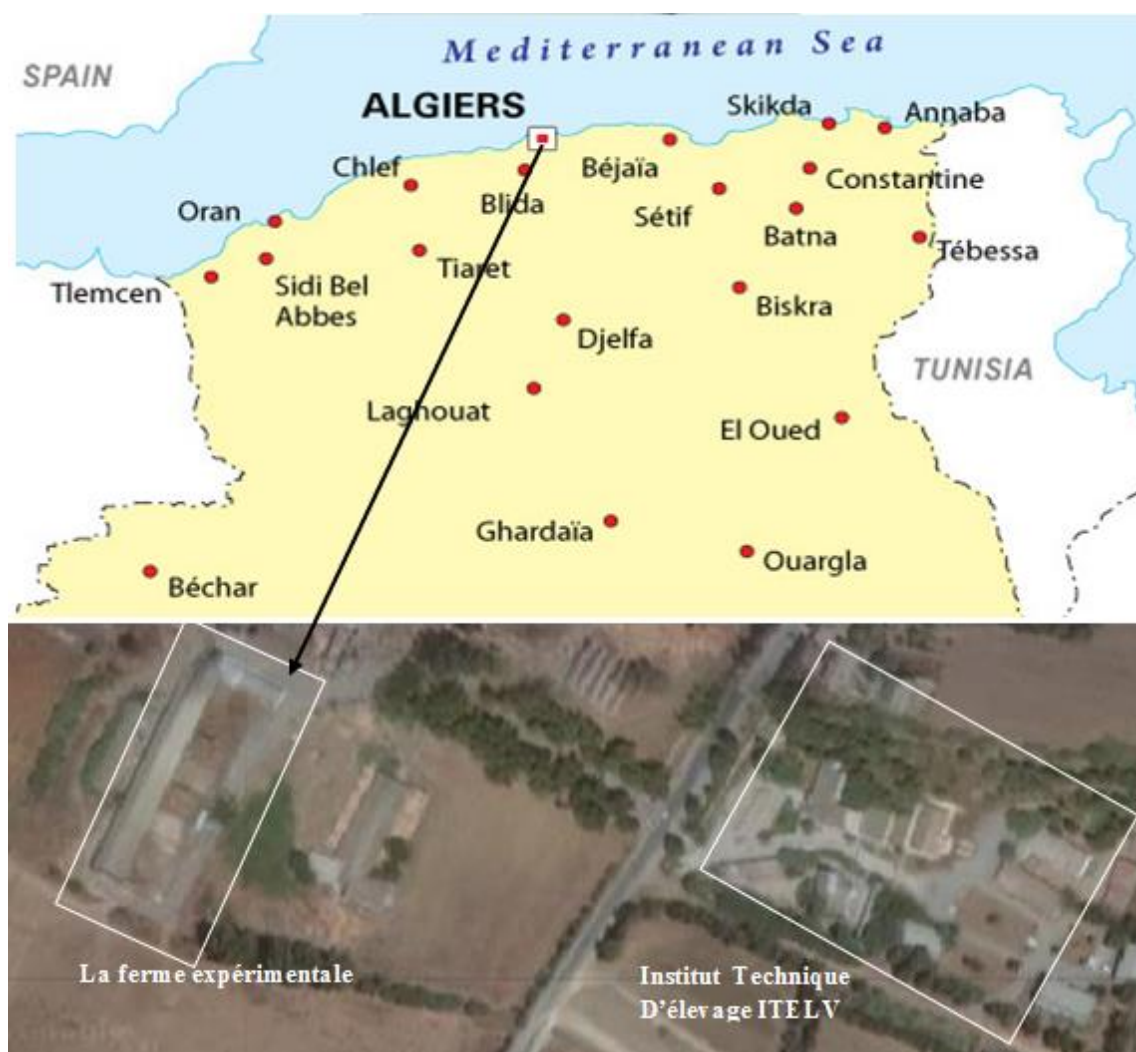


Figure 3.10 : Position géographique et photos de la ferme expérimentale de l'ITELV Baba-Ali.

#### 3.4.2. Postes consommateurs d'énergie dans la ferme expérimentale typique [252]

Afin de quantifier la consommation électrique des fermes de la région de Mitidja, nous avons reconstitué, selon les résultats de l'analyse typologique précédente, la ferme typique au sein de la station de Baba-Ali. Cette ferme typique comprend un bâtiment d'élevage de 350 m<sup>2</sup> qui abrite 26 vaches laitières, une salle de traite pour la production du lait et un terrain de pâturage. La figure 3.10 représente la structure de cette ferme typique en stabulation libre.

Une investigation sur les pratiques d'élevage a été réalisée par des entretiens avec les éleveurs afin d'identifier les postes consommateurs d'électricité au sein de la ferme et leur durée quotidienne de fonctionnement selon la saison. Après analyse des résultats de cette enquête, la consommation d'électricité au niveau de la ferme laitière peut être divisée

en quatre activités principales à savoir: l'alimentation du logement des vaches, la préparation de l'aliment, la production et stockage du lait.

### 3.4.2.1 Le logement des vaches

De bonnes conditions environnementales dans le bâtiment d'élevage sont essentielles pour assurer un confort, un état sanitaire et une productivité optimum des vaches et préserver la qualité du lait. Ces conditions de logement dans le bâtiment d'élevage se traduisent par un système de ventilation, d'éclairages adaptés et une bonne gestion de l'hygiène de l'étable[253].

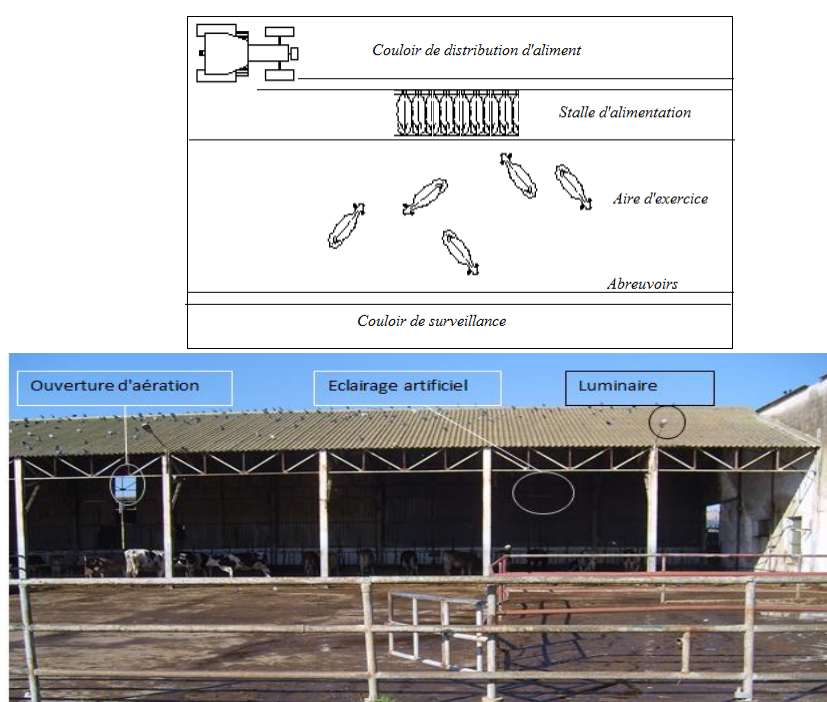


Figure 3.11 : Structure du bâtiment d'élevage de la ferme expérimentale de l'ITELV Baba-Ali.

#### 3.4.2.1.1 L'éclairage

La ferme ITELV est en stabulation libre. Elle est conçue d'une telle façon qu'on peut profiter au maximum de la lumière naturelle, néanmoins l'éclairage artificiel est utilisé pour répondre à des besoins d'activités spécifiques ou bien durant la nuit et les temps nuageux en hiver. Nous distinguons 3 types d'éclairages au sein de la ferme:

- L'éclairage dans le bâtiment d'élevage en absence de la lumière du jour pour garantir un confort à l'éleveur et aux vaches et limiter les blessures. L'éclairage recommandé est de l'ordre de 70 lux à l'intérieur du bâtiment d'élevage [254]. Cet éclairage est assuré par six tubes fluorescents T8 d'une puissance de 36W chacun. La

durée moyenne de l'éclairage en hiver peut atteindre 6 à 7 heures, tandis qu'en été cette durée diminue à moins de 4 heures.

- L'éclairage de la salle de traite est nécessaire pour garantir de bonnes conditions de travail, un éclairage localisé sur la zone de traite est recommandé pour faciliter davantage le travail et assurer un confort supplémentaire à l'éleveur. L'éclairage recommandé est de l'ordre de 150 lux à l'intérieur de la salle de traite [255]. Quatre tubes fluorescents T8 sont utilisés pour l'éclairage de la salle pendant la traite des vaches.

- La surveillance de la ferme est assurée, la nuit, par trois lampadaires de 100W de puissance placés tout autour du bâtiment d'élevage sur l'aire d'exercice.

#### 3.4.2.1.2 La ventilation

La ventilation du bâtiment d'élevage est très importante, les vaches ont besoin d'un air frais et sain pour leur permettre d'atteindre leur potentiel de production. Malgré que le climat de la Mitidja est plutôt doux et la ferme n'a pas besoin d'être climatisée, une bonne ventilation est nécessaire pour évacuer les émanations gazeuses de la litière, la poussière et limiter l'accumulation de chaleur et d'humidité (une vache dégage jusqu'à 25 litres d'eau/jour).

Grace au climat de la Mitidja et la bonne orientation de la ferme, l'étable utilise une ventilation statique naturelle par des ouvertures dans la façade, des fenêtres de part et d'autre du bâtiment et une faîtière ouverte sur la toiture du bâtiment pour évacuer l'air chaud. Cette ventilation utilise les phénomènes physique de déplacement des masses d'air en fonction de leur caractéristiques (figure 3.12) et ne fait appel à aucune dépense d'énergie électrique [256].



Figure 3.12 : Principe de la ventilation statique naturelle.

#### 3.4.2.1.3 Le nettoyage

Pour le nettoyage du bâtiment d'élevage, un raclage de l'aire d'exercice et un lavage des sols et des murs est effectué quotidiennement. Un deuxième type de nettoyage concerne le lavage systématique des équipements de traite et de stockage du lait après chaque utilisation. Cela permet de faire un vide sanitaire dans le bâtiment et de maintenir de bonnes conditions d'hygiène. Le seul poste consommateur d'électricité est le pompage de l'eau utilisée pour le nettoyage. Une pompe de 550W est utilisée une à deux heures par jour afin d'assurer les besoins en eau de la ferme.

#### 3.4.2.2 La préparation de l'aliment

Les besoins alimentaires pour chaque vache laitière est de 40 kg d'aliment vert ou bien 13 kg de foin par jour, sans compter la consommation du supplément concentré qui est de l'ordre de 3 kg à 7 kg par vache par jour afin d'améliorer la production laitière. En cas de disponibilité de l'aliment vert et de la matière sèche, une combinaison des deux est recommandée.

La préparation des aliments passe généralement par plusieurs étapes qui sont le broyage, l'ajout d'additifs nutritionnels, l'humidification, la granulation et le séchage. Le supplément est fabriqué au sein de la ferme ITELV pour les périodes hivernales quand le pâturage est impossible, cependant la plupart des éleveurs préfèrent acheter le supplément concentré et ne pas le fabriquer dans leurs fermes. Le seul équipement indispensable dans la ferme laitière est le mélangeur qui permet de préparer l'aliment selon l'âge, la productivité et les besoins nutritifs des vaches. Un mélangeur de 3kW de puissance est utilisé dans la ferme typique afin de couvrir les besoins en aliments particuliers des vaches laitières.

#### 3.4.2.3 La traite des vaches

La ferme expérimentale contient une salle de traite en épi pour faciliter la circulation des vaches et diminuer la durée de la traite (figure 3.13a) qui est effectuée par un chariot traiteur équipé d'une pompe à vide reliée à un pulsateur (figure 3.13b). La traite se fait deux fois par jour durant une période moyenne de production des vaches de 305 jours/an. La consommation de la pompe à vide dépend fortement de la production laitière qui varie en fonction de la période de lactation et de la disponibilité d'aliment. La fourniture en énergie électrique de la traite est assurée par deux postes d'une puissance de 1.7kW, reliés



à la pompe à vide, pendant une durée de traite qui varie de 1 heure et demie jusqu'à 2 heures selon la saison.

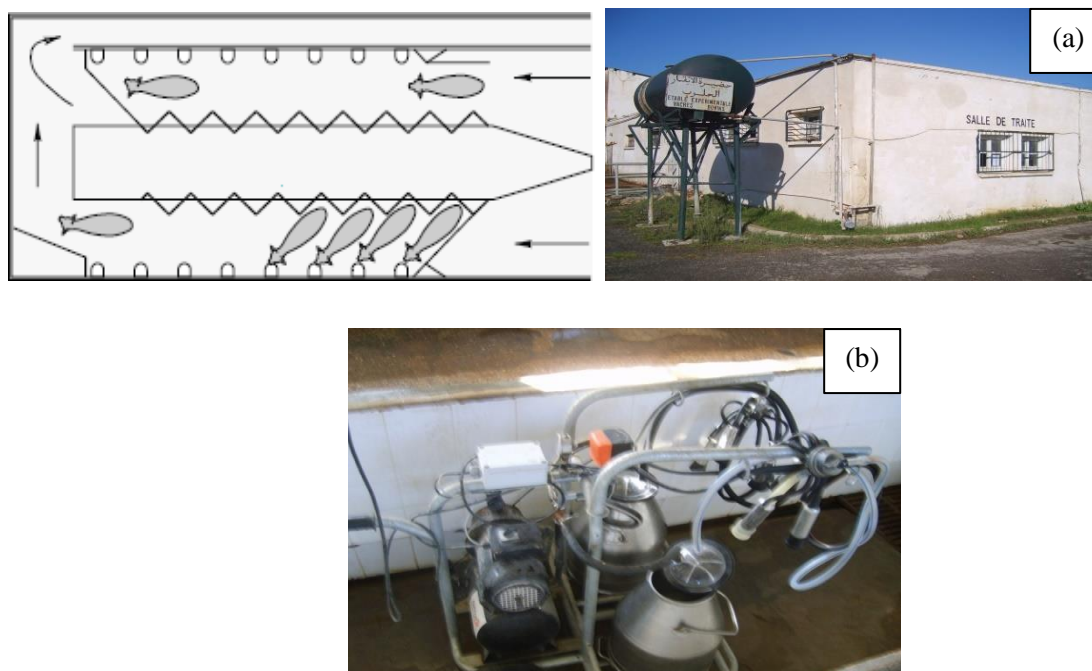


Figure 3.13 : Dispositifs de traite des vaches à l'ITELV Baba-Ali : a) photos et structure de la salle de traite, b) chariot traiteur.

#### 3.4.2.4 Le refroidissement du lait

Après la traite, le lait doit être refroidi à une température de 4°C le plus rapidement possible pour diminuer la reproduction des bactéries. Dans la ferme expérimentale ITELV le refroidissement et le stockage du lait sont assurés par un tank à détente directe DX d'une capacité de 420 litres équipé d'un compresseur d'une puissance de 1.3kW (figure 3.14). La période de refroidissement du lait varie avec le taux de remplissage du tank (production laitière) et la température ambiante extérieure. De brefs déclenchements intermittents du compresseurs d'une durée de 5min sont effectués pendant le stockage entre les deux traites ou pendant la nuit, ces déclenchements sont plus fréquents quand la température extérieure est élevée (saison estivale) pour garantir un stockage du lait à une température inférieure à 5°C.

Le tank à lait est équipé aussi d'un agitateur pour améliorer l'homogénéité de la température du lait ainsi que l'homogénéité de ses composants et éviter la séparation de la

matière grasse. Cet agitateur d'une puissance de 70W fonctionne en permanence quand le compresseur est déclenché, et en intermittence (5min/h) durant le stockage du lait.



Figure 3.14 : Réservoir de refroidissement et stockage du lait au niveau de la salle de traite de l'ITELV Baba-Ali.

#### 3.4.3. Consommation électrique au sein de la ferme typique

Afin d'identifier la consommation électrique dans la ferme typique, nous avons employé la méthodologie décrite par les quatre étapes suivantes [235]:

- Consultation de l'archive des factures de la consommation électrique de la ferme bovine de Baba-Ali.
- Identification des équipements électriques utilisés au sein de la ferme et détermination de leur consommation à l'aide des plaques signalétiques de ces appareils.
- Interrogation des éleveurs sur leurs pratiques d'élevages afin d'évaluer le temps d'utilisation de chaque appareil électrique.
- Mesure de la consommation électrique du bâtiment d'élevage bovin et des équipements de production et de stockage du lait à l'aide d'un analyseur de réseau professionnel de type Chauvin Arnoux CA8332.

L'analyse des résultats des mesures effectuées au sein de la ferme typique expérimentale de l'ITELV Baba-Ali a montré que l'extraction et le stockage du lait sont les deux activités les plus consommatrices en électricité avec 28% et 32% de la consommation totale respectivement. L'éclairage représente 21% de la consommation et le reste est

consommé par la préparation d'aliment et le pompage d'eau. La répartition de la consommation électrique au sein de la ferme de Baba-Ali est illustrée par la figure 3.15.

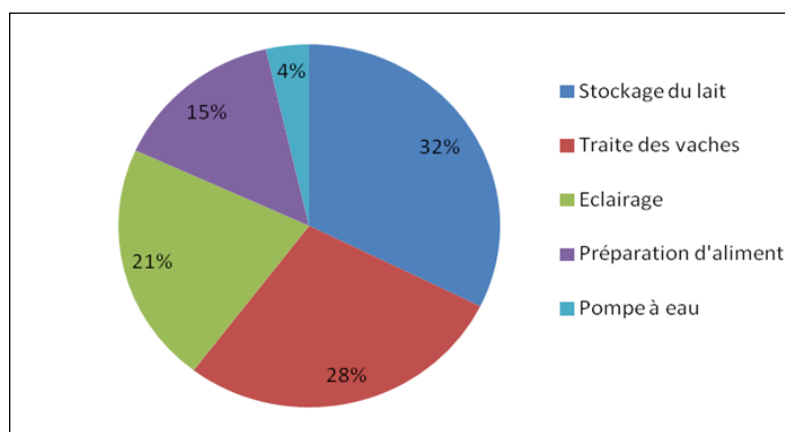


Figure 3.15 : Répartition de la consommation électrique de la ferme par poste.

Un suivi de la consommation électrique des deux postes les plus consommateurs d'énergie au sein de la ferme (la traite des vaches et le stockage du lait) (figure 3.16) nous a permis de mesurer les principaux paramètres électriques des lignes de courant alternatif alimentant les équipements électriques.

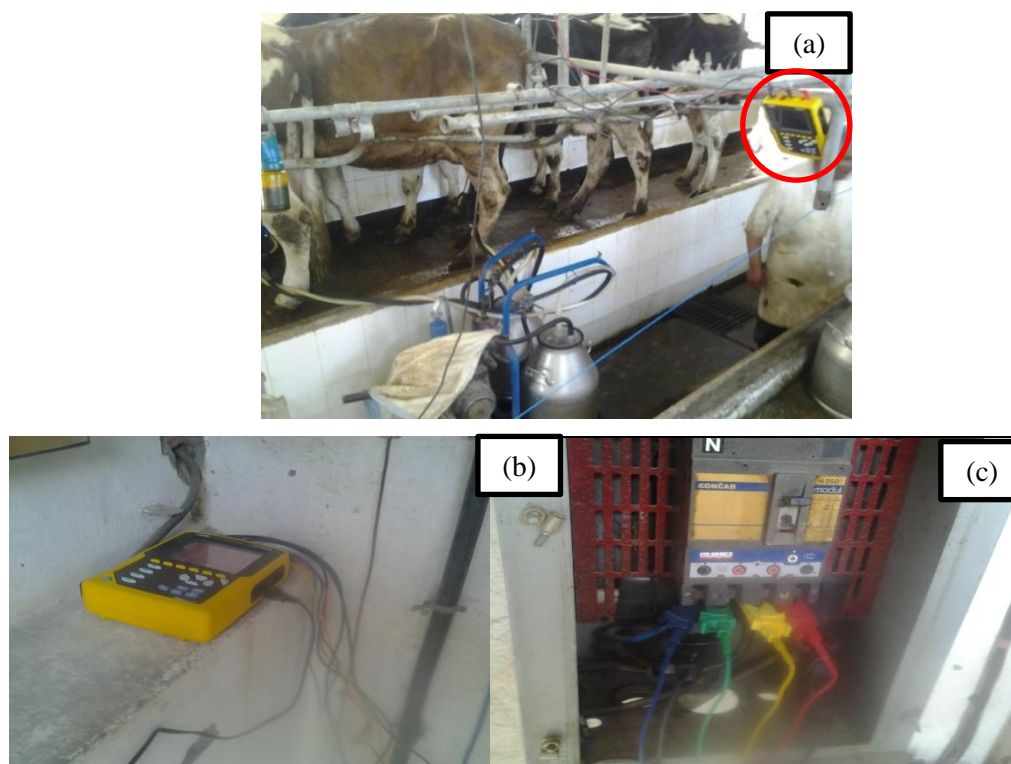


Figure 3.16 : Mesure de la consommation électrique de trois postes de la ferme typique de l'ITELV (Baba-Ali) par l'analyseur du réseau Qualistar CA8332 : a) chariot traicteur, b) tank de stockage du lait, c) bâtiment d'élevage (ligne d'alimentation principale).

Les résultats du monitoring de la pompe à vide du chariot traiteur et du tank à lait concernant l'énergie consommée et la durée de fonctionnement réelle durant toute la journée sont illustrés par la figure 3.17.

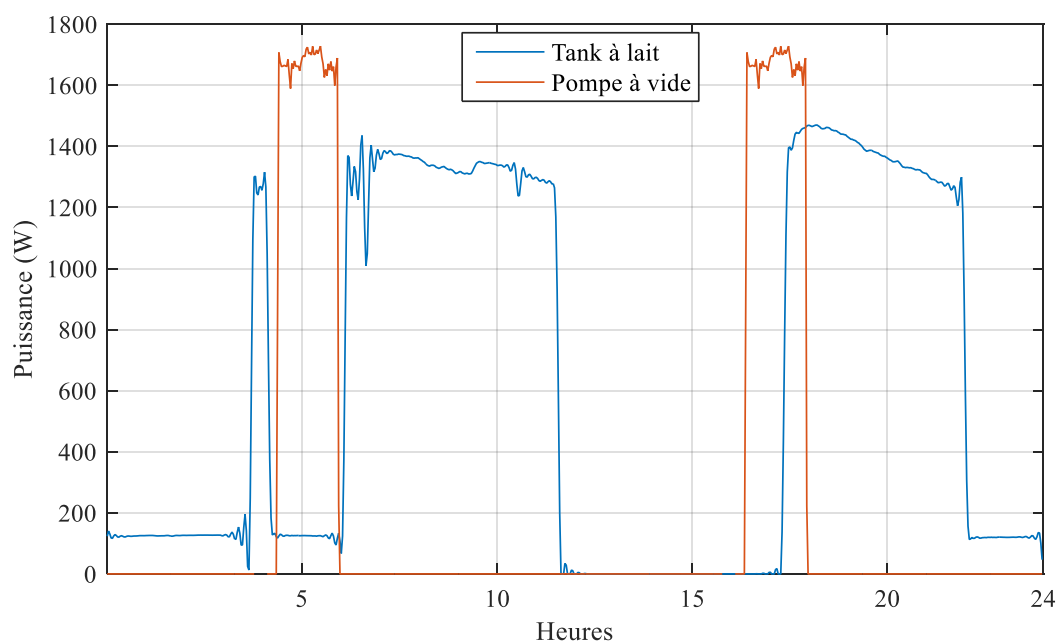


Figure 3.17 : Résultats du monitoring de la pompe à vide et du tank à lait.

L'analyse des résultats obtenus par les mesures effectuées au sein de la ferme typique expérimentale de l'ITELV Baba-Ali montre que la traite des vaches est effectuée deux fois par jours à 4h du matin et 16h de l'après midi. La durée de la traite est supérieure à une heure et demie. Cette durée de fonctionnement de la pompe à vide varie selon la production laitière (saison de l'année et nombre de vaches en cycle de production). Le refroidissement du lait commence au cours, ou juste après la fin de la traite des vaches. On remarque que la durée de fonctionnement du compresseur du tank à lait dépasse les cinq heures, ce qui est largement au-delà des marges prescrites. Cette remarque pertinente nous conduit à améliorer l'efficacité énergétique des postes consommateurs, pour lesquels la même situation se présente, avant d'aborder la suite de notre travail qui consiste à introduire les sources photovoltaïques au sein de la ferme.

### 3.5. Rationalisation de la consommation électrique dans la ferme typique

#### 3.5.1. Efficacité énergétique dans la ferme laitière

L'analyse de la consommation des équipements électriques précédente nous a permis d'évaluer la performance énergétique de chaque poste consommateur au sein de la ferme agricole. La comparaison de ces performances aux normes d'élevages internationales nous pousse, vu leurs non-conformité, à rechercher une meilleure efficacité des installations utilisées. Pour exploiter tout le potentiel identifié possible de réduction de l'énergie, la méthode en pyramide (figure 3.18) est utilisée afin de construire un profil de consommation efficace et durable.

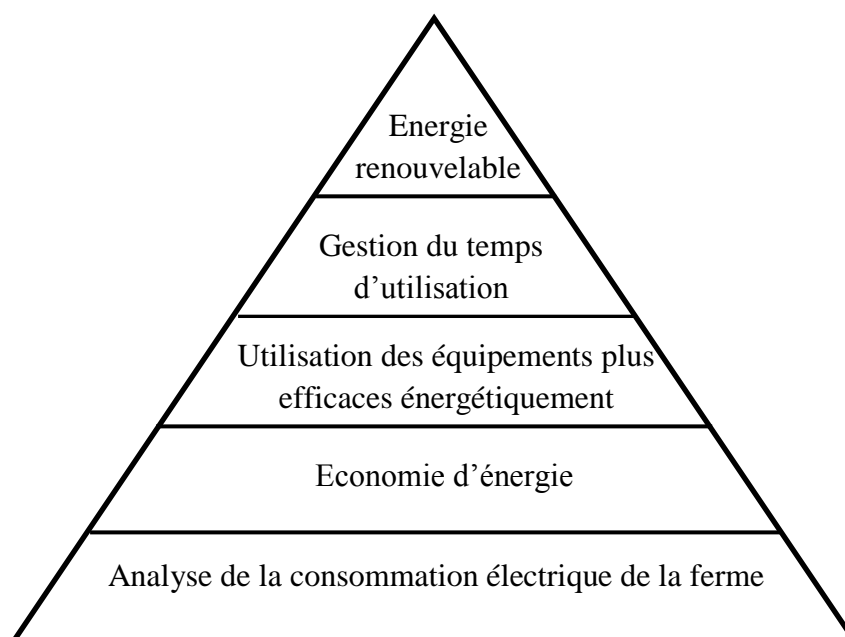


Figure 3.18 : Etapes de la méthode en pyramide d'efficacité énergétique durable

Cette méthode consiste à définir les mesures à envisager pour une gestion efficace et durable de la consommation au sein de la ferme. La base de la pyramide consiste à effectuer des changements faciles et peu coûteux sur le profil de consommation et en montant progressivement vers le sommet de la pyramide des mesures plus complexes seront proposées afin de converger vers un mode de consommation efficace et durable. Outre l'analyse de la consommation électrique au sein de la ferme, les autres mesures de gestion de la consommation sont l'économie de l'énergie, l'utilisation d'équipements efficaces, la gestion du temps de consommation et l'introduction des énergies renouvelables.

### 3.5.1.1 L'économie d'énergie

L'économie d'énergie consiste à suivre quelques règles simples afin de diminuer la durée de fonctionnement des équipements électriques, On peut par exemple réduire la consommation électrique par :

- La diminution de l'utilisation de l'éclairage artificiel en le faisant correspondre à la durée de la présence de l'éleveur dans le bâtiment pour l'entretien des animaux.
- La diminution de la durée de la traite par une meilleure organisation de la circulation des vaches dans la salle de traite.
- L'extinction totale du tank à lait vide durant la nuit.
- La peinture des murs et plafonds en blanc, là où c'est possible, afin de réduire le besoin d'éclairage et le nettoyage régulier des ampoules et surfaces réfléchissantes pour en retirer le maximum de luminosité.

### 3.5.1.2 L'utilisation d'équipements efficaces

L'utilisation d'équipements efficaces consiste à investir dans le remplacement des équipements électriques existant dans la ferme par d'autres équipements plus efficaces qui consomment moins d'énergie électrique pour des services rendus identiques. On peut citer parmi ces investissements:

- L'utilisation de tubes d'éclairage LED qui consomme 60 % moins d'énergie par rapport aux tubes fluorescents (seulement 13W contre 36W respectivement)
- L'utilisation de variateur de vitesse pour la pompe à vide capable d'ajuster la vitesse d'aspiration de l'air par le système de traite, en suspendant ou en diminuant la vitesse de rotation du moteur de pompage selon son utilisation.
- Le pré-refroidissement du lait avant son introduction dans le réservoir en utilisant un échange thermique avec une source d'eau froide qui permet d'obtenir une baisse de 10 à 20°C de la température du lait. La figure 3.19 illustre le principe de la mise en œuvre d'une telle opération par l'installation de deux types de pré-refroidisseurs, à plaques ou tubulaire, qui entraînent une diminution de l'énergie nécessaire fournie au compresseur du tank.

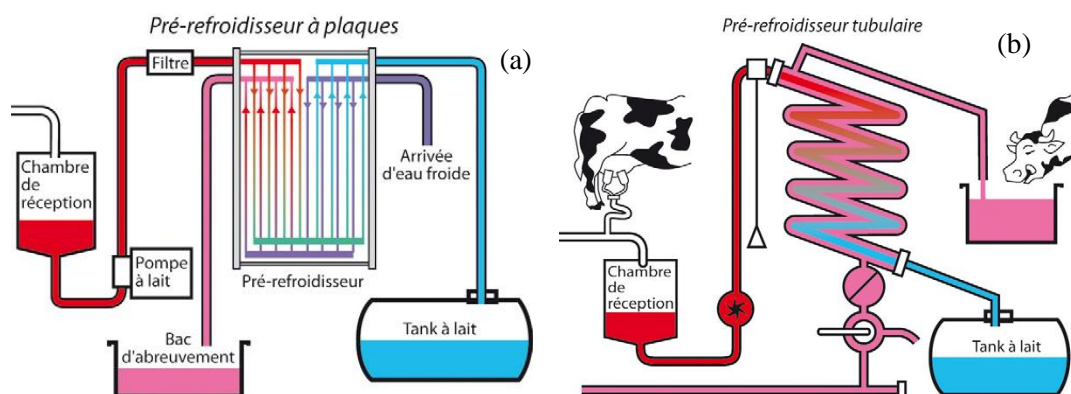


Figure 3.19 : Pré-refroidisseur du lait : a) à plaques, b) tubulaire.

- La récupération de la chaleur du compresseur du tank à lait afin d'augmenter le rendement du refroidissement et préchauffer l'eau destinée au nettoyage des équipements de traite grâce à un échangeur de chaleur placé sur le circuit du fluide frigorigène du tank comme illustré par la figure 3.20.

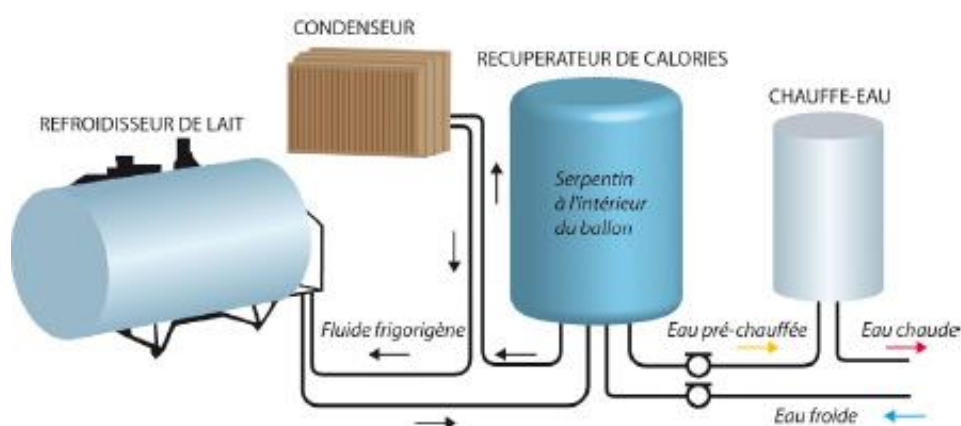


Figure 3.20 : Principe de fonctionnement du récupérateur de chaleur.

### 3.5.1.3 La gestion du temps d'utilisation des équipements électriques

Le temps de fonctionnement des équipements électriques ne devrait pas coïncider avec les pics de consommation de la courbe de charge nationale afin de diminuer l'impact de l'intensification du nombre des fermes laitières sur la puissance maximale appelée nationale. La courbe de charge nationale (figure 3.21) est caractérisée par une période creuse entre 23h et 7h, une période plane entre 7h et 19h et une période de pointe entre 19h et 22h.

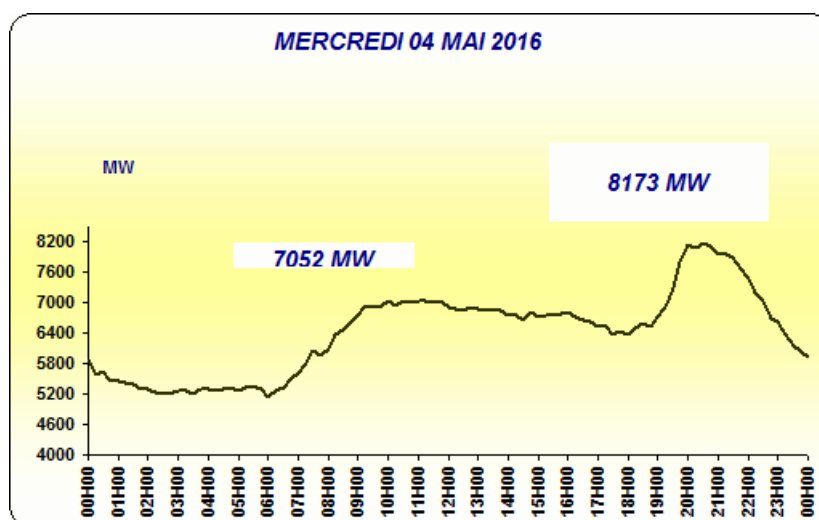


Figure 3.21 : Courbe de charge électrique nationale [257]

A part la consommation électrique correspondant à l'éclairage au sein de la ferme, les autres consommations peuvent être décalées dans le temps pour permettre une alimentation de la charge électrique de la ferme qui atteint 80% du temps d'utilisation des équipements. La période de consommation du tank à lait est étroitement liée à celle du fonctionnement de la pompe à vide du fait que le lait doit être refroidi systématiquement après la traite. La durée nécessaire pour effectuer les deux tâches est évaluée, après l'application des mesures d'efficacité énergétique, à environ trois heures en moyenne. La traite des vaches doit donc être lancée au minimum trois heures avant les périodes de forte consommation indiquées par la courbe de charge nationale. Les consommations correspondant à la préparation de l'aliment et la pompe à eau suivent des contraintes moins strictes du fait qu'elles peuvent être réalisées à n'importe quel moment de la période creuse de la courbe de charge nationale.

### 3.5.2. Profil de consommation de la ferme laitière [258]

La consommation quotidienne de la ferme laitière peut être divisée en quatre tranches de temps. Les tranches 4h-7h et 16-19h de forte consommation d'énergie où les deux traites des vaches et le refroidissement du lait produit doivent être effectués. Une troisième tranche de consommation modérée correspondant principalement à l'éclairage s'étale de 19h à 4h du matin et une quatrième tranche de faible consommation électrique occupe le reste de la journée. La préparation de l'aliment et le pompage de l'eau sont effectués durant l'intervalle de temps creux matinal indiqué par la courbe de charge de la



consommation nationale soit entre 3h et 6h du matin. Un profil de charge de la ferme laitière typique des zones de la Mitidja peut être proposé comme illustré par la figure 3.22.

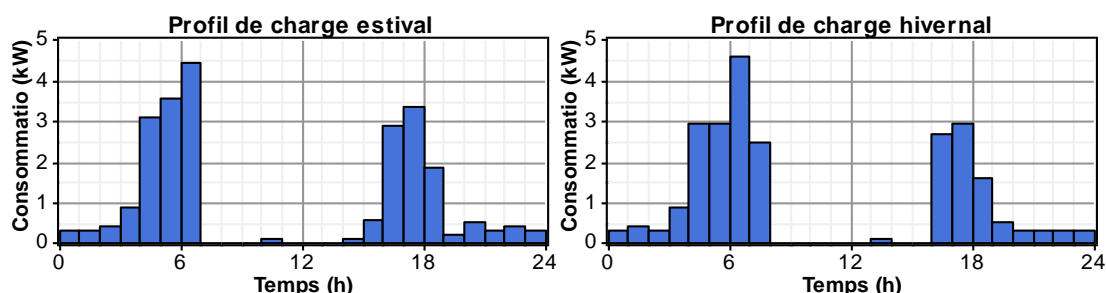


Figure 3.22 : Profils de charge estivale et hivernale de la ferme typique des zones de la Mitidja.

On remarque que la consommation électrique journalière qui est évaluée à 23.9kWh/jour en hiver contre 23.7kWh/jour en été, soit une variation de 1% seulement, ne varie pas beaucoup entre l'hiver et l'été. On remarque aussi que la répartition des postes de consommations change avec la saison comme le montre la figure 3.23. Durant la saison hivernale, la diminution de la production laitière et l'absence du pâturage influent directement sur les consommations de la traite, le stockage du lait, et la préparation de l'aliment, tandis que les journées nuageuses impliquent l'utilisation de l'éclairage artificiel.

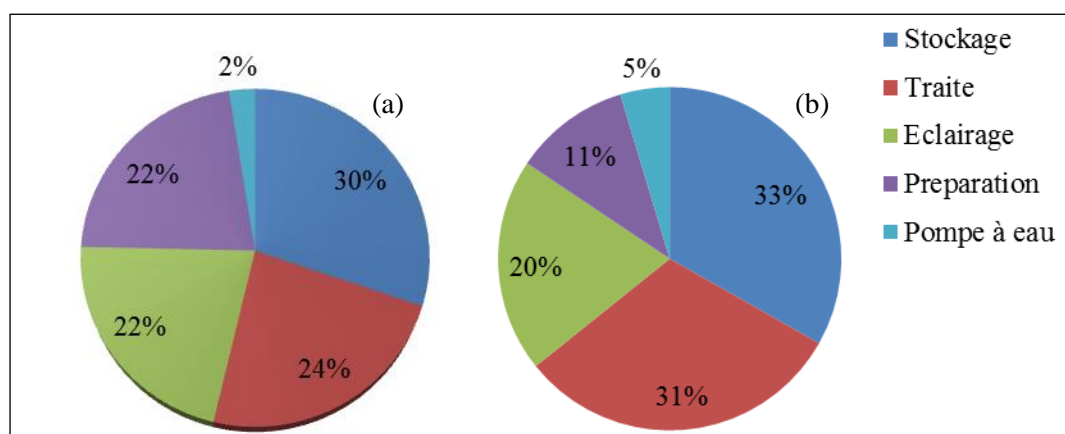


Figure 3.23: répartition de la consommation saisonnière a) hivernale b) estivale.

Afin de construire un profil de charge annuelle et généraliser ce profil sur toutes les fermes de la région de Mitidja, une variation aléatoire de l'ordre de 15% de l'énergie quotidienne est ajoutée au profil de charge obtenue [259]. La distribution de la consommation journalière durant toute l'année est illustrée par la figure 3.24 et les profils de charge hebdomadaire d'une semaine du mois de janvier et du mois de juin sont représentés par la figure 3.25.

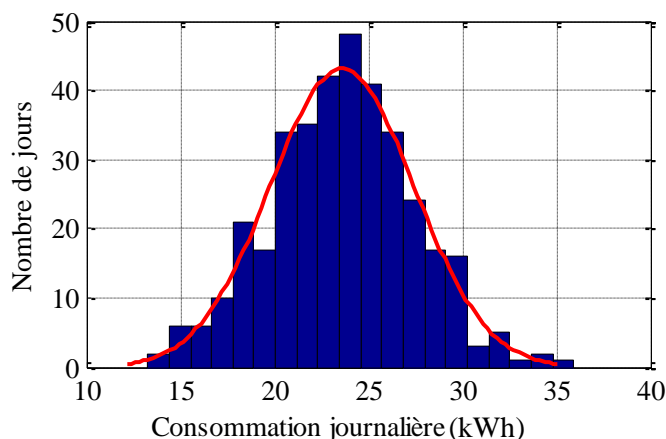


Figure 3.24 : Distribution de la consommation journalière au cours de l'année.

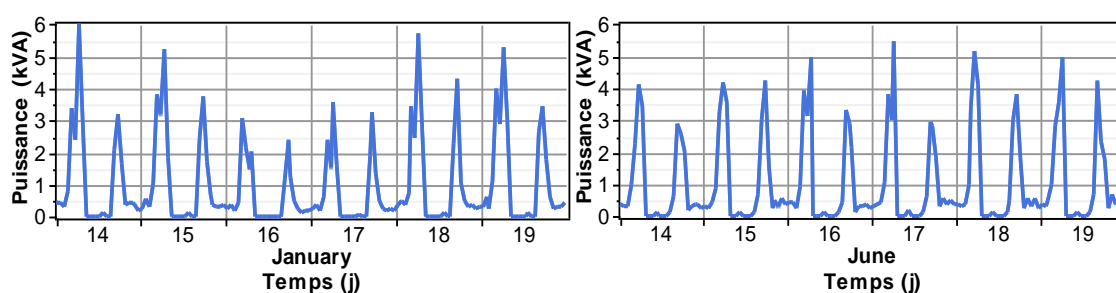


Figure 3.25 : Profils de charges hebdomadaires de la ferme expérimentale.

La consommation d'énergie annuelle de la ferme laitière typique est enfin évaluée à 8,6 MWh avec une consommation quotidienne moyenne de 23,6 kWh/jour induisant un indice d'énergie (Energy Use Index EUI) de 330 kWh/vache/an. Cette valeur paraît relativement faible comparée à la moyenne internationale [260-262].

La méthode utilisée pour la génération du profil de charge de la région de Mitidja est généralisée pour les sept régions étudiées. En supposant l'utilisation des équipements efficaces énergétiquement et en exploitant les résultats de typologies disponibles dans la littérature, les consommations électriques des sept régions étudiées sont données par le tableau 3.3. On remarque que l'indice de consommation d'énergie EUI varie entre 331kWh/vache/an et 566kWh/vache/an. Cette variation est due principalement à la différence des conditions météorologiques et de la productivité laitière des vaches de chaque région. La plus grande valeur de l'indice de consommation d'énergie EUI est enregistrée dans la région de Sétif caractérisée par une production intensive du lait et des conditions météorologiques extrême (saison estivale très chaude et un hiver froid et neigeux).

Tableau 3.3 : consommation électrique des fermes algériennes

<b>Région</b>	<b>Taille de la ferme (têtes)</b>	<b>Consommation (kWh/an)</b>	<b>EUI (kWh/vache/an)</b>
Mitidja	26	8614	331
Sétif	10	5660	566
Annaba	12	6023	501
Chleff	14	6278	448
Tiaret	17	6388	375
Tizi-Ouzou	15	6314	420
Ghardaïa	13	6241	480

### 3.6. Conclusion

Dans ce chapitre une méthodologie a été proposée pour la quantification de la consommation énergétique des fermes laitières en raison de l'absence totale des données énergétiques de celles-ci. Une ferme typique reprenant la taille des fermes de la région, les caractéristiques zootechniques et les équipements d'élevages nécessaires a été constituée tout d'abord pour la région de la Mitidja au niveau de l'ITELV.

L'analyse de la consommation électrique au sein de la ferme laitière expérimentale typique nous a permis de déterminer les principaux postes de consommation d'énergie, de préciser les mesures d'efficacité énergétique et de construire le profil de charge des fermes de la région de Mitidja. Cette procédure a été ensuite généralisée pour les six autres régions du territoire national en supposant l'utilisation des équipements efficaces énergétiquement et en exploitant les résultats de typologies disponibles dans la littérature. Les profils de consommation ainsi estimés vont nous servir comme bases de données d'entrées pour la conception des systèmes photovoltaïques connectés au réseau BT alimentant les fermes laitières algériennes.



# **CHAPITRE 4**

## **IMPACTS DE L'INTRODUCTION DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLAIQUE DANS LES FERMES AGRICOLES ALGERIENNES**

### 4.1. Introduction

Les fermes agricoles peuvent jouer un rôle très important dans le développement des systèmes solaires photovoltaïques raccordés au réseau de distribution en Algérie. Habituellement situées à proximité des grandes villes, les fermes agricoles et en particulier laitières, pourraient produire d'une manière durable leur propre énergie et potentiellement exporter de l'électricité verte vers le réseau électrique. Les grands toits des bâtiments d'élevages et le profil de charge particulier des fermes laitières algériennes les qualifient à produire de l'énergie pendant les périodes de pointe de la courbe de charge national, leurs permettant ainsi de réduire la dépendance au réseau électrique et de jouer un rôle dans la réduction de la pollution environnementale.

Ce chapitre a pour but d'analyser et de quantifier l'impact de l'introduction des systèmes à base de l'énergie solaire photovoltaïque au sein des fermes agricoles laitières algériennes. Il est pour cela subdivisé en quatre parties : La première consiste à présenter l'état de l'art des méthodes d'optimisation et les outils informatiques utilisés dans la conception des systèmes photovoltaïques afin d'en choisir une méthode adéquate pour notre étude. La deuxième partie consiste à dimensionner le système optimal à installer dans la ferme en proposant un modèle mathématique décrivant son fonctionnement et estimant ses performances énergétiques, économiques et environnementales. Quatre scénarios capables de refléter les objectifs de ce dimensionnement ont été ensuite définis et utilisés pour identifier leurs systèmes optimaux sur la base des critères de la méthode d'optimisation choisie. Il faut préciser que le modèle du système utilisé est construit en exploitant les techniques d'estimation du potentiel solaire développées au chapitre.1, les exigences des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau présentées au chapitre.2 et la consommation énergétique des fermes agricoles algériennes typiques estimée au

chapitre.3. En plus de l'utilisation de ces données réelles, nous adopterons les paramètres économiques du marché algérien pour générer les prix et les dépenses rentrant dans la performance d'une évaluation fidèle des coûts du système par le modèle. La troisième partie sera consacrée à l'étude de l'impact des systèmes optimaux identifiés sur les bilans énergétique, économique et environnemental de la ferme. Enfin, la quatrième partie servira à caractériser le meilleur système photovoltaïque optimisé et adapté aux fermes agricoles algériennes raccordées au réseau. Pour cela, nous procéderons à l'analyse de sa sensibilité à la fluctuation des paramètres de référence l'ayant identifié, l'étude de son impact sur le réseau de distribution et sa comparaison avec d'autres configurations hybrides tirées de la littérature.

## 4.2. Etudes préliminaires

### 4.2.1. Utilisation des énergies renouvelables en agriculture

De nombreux chercheurs ont étudié l'utilisation des énergies renouvelables dans l'agriculture. Bayrakci et Kocar [263] ont examiné le potentiel d'utilisation de ces énergies dans le secteur agricole en Turquie. Plusieurs exemples ont été aussi présentés dans cette même étude pour l'introduction de différentes formes d'énergie renouvelable dans les fermes agricoles. Une autre étude similaire a été réalisée par Chel et Kaushik [264] pour promouvoir le développement durable de l'agriculture en Inde par l'utilisation des énergies renouvelables en particulier le solaire, la biomasse et le biogaz. Beckman et Xiarchos [265] ont précisé les paramètres qui influent sur l'adoption des énergies renouvelables par les agriculteurs des exploitations Californiennes (USA). La faisabilité de l'introduction de l'énergie photovoltaïque dans les fermes avicoles du Tennessee (USA) a été aussi démontrée par Bazen et Brown [266] et les impacts d'une telle introduction ont été étudiés. Borchers et al., [267] ont présenté une étude sur les systèmes photovoltaïques et éoliens au sein des exploitations agricoles Américaines. Tudisca et al., [268] ont réalisé une évaluation de la viabilité économique de quatre systèmes photovoltaïques installés sur des bâtiments agricoles de la côte Sicilienne (Italie). La faisabilité de la production des énergies renouvelables au sein des fermes laitières Canadiennes a été aussi investiguée par Houston et al, [269]. En plus, quelques états de l'art de l'utilisation des énergies renouvelables dans les fermes agricoles ont été présentés par Mekhilef et al, [270] et Bundschuh et al,[271]. Toutes ces études ont démontré les avantages de l'introduction des énergies renouvelables dans les fermes agricoles.

#### 4.2.2. Méthodes de dimensionnement des systèmes PV raccordés au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau peuvent être divisés en deux catégories : les systèmes PV installés sur les toits des bâtiments (montés sur la toiture ou intégré au bâti BIPV) et les systèmes de production d'énergie distribués DG. Les systèmes PV sur les toitures des bâtiments fournissent généralement de l'énergie pour une charge spécifique (résidentielle, commerciale ou bureaux administratifs) et injectent l'excès de l'énergie produite dans le réseau [272, 273]. Cependant, les systèmes de production d'énergie distribués DG injectent la totalité de l'énergie produite dans le réseau sans aucune charge locale. La figure 4.1 illustre la différence entre ces deux types de systèmes raccordés au réseau.

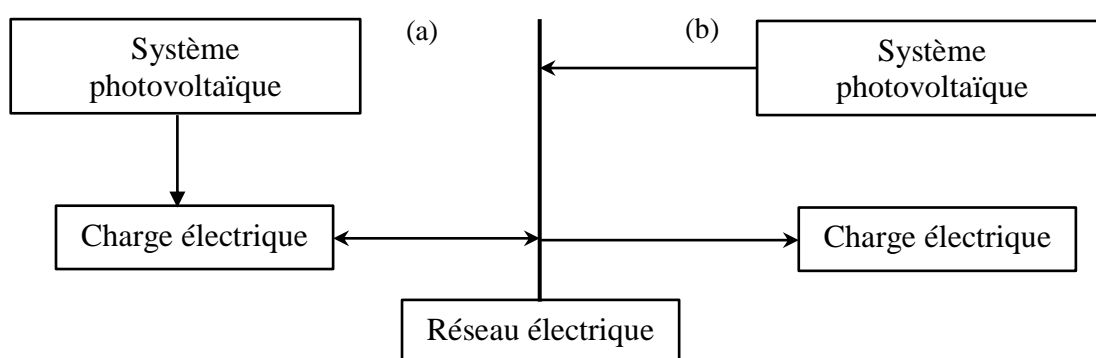


Figure 4.1 : Systèmes PV raccordés au réseau a) installés sur bâtiment, b) de génération distribués

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau installés sur bâtiment dépend de la consommation énergétique de la charge et de la quantité d'énergie nécessaire pour être injectée dans le réseau. Cependant, le dimensionnement des systèmes distribués dépend seulement de la quantité d'énergie nécessaire pour être injectée dans le réseau.

Plusieurs études de dimensionnement ont été réalisées dans la littérature [274]. Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques installés sur des bâtiments est similaire à celui des systèmes autonomes car l'objectif du dimensionnement qui est la satisfaction des besoins énergétiques de la charge est le même pour les deux cas. Cependant, la conception et le dimensionnement des systèmes distribués sont réalisés généralement par des techniques d'intelligence artificielle. Ces techniques ont pour objectif d'identifier l'orientation et la disposition des modules photovoltaïques en vue de minimiser l'effet d'ombrage, maximiser le transfert d'énergie entre les modules et l'onduleur et optimiser le

coût total du système. Nous constatons qu'il existe trois types d'algorithmes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques dans la littérature qui sont : les méthodes empiriques ou intuitives, les méthodes numériques et les méthodes à base des intelligences artificielles.

#### 4.2.2.1 Les méthodes intuitives

Les méthodes intuitives permettent de concevoir des systèmes renouvelables sans avoir recours à des données détaillées sur les conditions météorologiques, le profil de charge et la disposition des modules photovoltaïques et leur raccordement (topologie du système). Ces méthodes peuvent être basées sur la moyenne mensuelle du rayonnement solaire ou bien sa valeur la plus faible durant l'année (la méthode du pire mois). D'autres méthodes se basent sur la moyenne annuelle du rayonnement solaire et de la consommation énergétique. Le principal inconvénient de ces méthodes est la négligence de la distribution temporelle de la production et la consommation énergétique en tenant compte seulement des valeurs moyennes ce qui aboutit à la conception de systèmes à faibles fiabilités ou à coûts élevés. Cependant, ces méthodes peuvent être utilisées pour un pré-dimensionnement des systèmes photovoltaïques afin de générer une première approximation de la puissance crête à installer, comme donnée par l'équation (4-1) [275]

$$P_{PV} = \frac{1000 \cdot E_L}{G \cdot F_{CG}} \quad (4-1)$$

Avec  $E_L$  la moyenne annuelle de l'énergie consommée par la charge (Wh/jour),  $G$  le rayonnement solaire global sur plan incliné moyen ( $\text{Wh/m}^2/\text{jour}$ ) et  $F_{CG}$  un facteur de correction globale qui représente la puissance crête du générateur photovoltaïque à installer pour obtenir 1 Wh par jour.

#### 4.2.2.2 Les méthodes numériques

Ces méthodes sont basées sur la simulation. La configuration optimale est obtenue par une incrémentation itérative des dimensions du système après la simulation horaires ou journalière jusqu'à la satisfaction d'un critère de fiabilité donné. Les deux critères les plus utilisés dans les systèmes autonomes sont le LLP (loss of load probability) et le LPSP (loss of power source probability) qui estiment le pourcentage de la charge satisfaite (ou insatisfaite) par le système renouvelable [276].



Les méthodes numériques peuvent être divisées en deux types à savoir stochastiques et déterministes. Dans les méthodes stochastiques, une incertitude est ajoutée au rayonnement et à la consommation énergétique horaire afin de générer des données plus réalistes. Cependant, les méthodes déterministes utilisent des moyennes journalières du rayonnement solaire et de la consommation ou bien un profil horaire fixe pour toute l'année à cause de la difficulté de l'obtention des données détaillées [277, 278].

#### 4.2.2.3 Les méthodes à base d'intelligence artificielle

Les méthodes à base d'intelligence artificielle peuvent être utilisées pour le dimensionnement des systèmes distribués par l'optimisation d'une fonction de coût qui modélise les performances technico-économiques du système à base d'énergie renouvelable. Cette fonction objectif peut englober la dimension des modules photovoltaïques, leur disposition et raccordement [279], le rapport de dimensionnement  $R$  de l'onduleur, les coûts des composantes du système et le choix des coordonnées géographiques du meilleur site pour l'implantation du système à partir des données satellitaires (Geographical Information Systems GIS) et les données météorologiques.

Certaines études utilisent les techniques d'intelligence artificielle afin d'améliorer les performances et le temps d'exécution des méthodes numériques itératives de dimensionnement des systèmes autonomes et intégrés au bâtiment par l'application d'une méthodologie en quatre étapes :

- Développement d'un modèle mathématique du système photovoltaïque, éolien ou hybride.
- Simulation itérative du système en utilisant les données de consommation de la charge et les données météorologiques. Cette simulation vise à générer les combinaisons de configurations possibles (faisables) pour le système raccordé au réseau.
- Formulation d'un problème d'optimisation avec des contraintes sur le coût de l'énergie, le taux de satisfaction de la charge par les énergies renouvelables et le rapport renouvelable de l'énergie RF.
- Le choix de la configuration optimale (selon une fonction objectif bien déterminée) par l'utilisation de l'intelligence artificielle [280]. Les techniques les plus adaptées pour le dimensionnement des systèmes à base des énergies renouvelables sont les réseaux de neurones[281], les essaims de particules

PSO[282], les algorithmes génétiques GA [283], les colonies de fourmis [284] et les algorithmes d'abeilles ABC [285].

#### 4.2.3. Les outils de simulation des systèmes photovoltaïques

Dans les deux dernières décennies, les logiciels de simulation par ordinateur ont émergé comme des méthodes prometteuses pour résoudre les problèmes d'optimisation des systèmes d'ingénierie complexes. Pour le dimensionnement et le contrôle des systèmes photovoltaïques, les concepteurs utilisent souvent des programmes dynamiques de simulation pour analyser les comportements énergétiques de ces systèmes et atteindre des objectifs spécifiques.

Les logiciels de simulation énergétique utilisent une approche de simulation paramétrique pour améliorer la gestion et les performances des systèmes photovoltaïques. Selon cette approche, l'entrée de chaque variable de conception du système est modifiée pour voir l'effet sur les objectifs de conception. En exploitant les méthodes numériques, ces logiciels répètent itérativement la simulation du système pour un intervalle de temps d'une année ou bien de la durée de vie du système.

Les méthodes numériques sont souvent très lentes car elles nécessitent la simulation de tout le fonctionnement du système complexe et non linéaire pendant un long terme pour chaque changement des paramètres d'entrée jusqu'à la satisfaction des objectifs de la conception. Afin de concevoir un système avec une dimension optimale ou proche de l'optimale dans un temps de calcul réduit, certains logiciels de simulation introduisent une forme d'intelligence par la simulation des systèmes proches de la solution optimale seulement.

Ces logiciels de simulation utilisent une méthode d'optimisation appelée « optimisation basée sur la simulation » pour la conception et le contrôle des systèmes à énergies renouvelables. Les logiciels les plus utilisés dans la littérature sont le programme de simulation PVSYST<sup>®</sup> [286], le modèle d'optimisation des systèmes à base des énergies renouvelables HOMER<sup>®</sup> [287], RETScreen<sup>®</sup> [288], Hybrid2<sup>®</sup> [289], HOGA<sup>®</sup> [290], le modèle consultatif de conception des systèmes SAM<sup>®</sup> [291] et les programmes à base des outils prédéfinies des environnements de simulation tels que MATLAB<sup>®</sup> [292], TRNSYS<sup>®</sup> [293] et LABVIEW<sup>®</sup> [294].

D'autres outils de simulation des systèmes d'énergie renouvelable sont disponibles dans la littérature. Une étude comparative de ces logiciels de simulation a été présentée par Markovic et al,[295]. Cette étude divise les logiciels de simulation selon leurs objectifs en trois catégories : les logiciels de choix de l'emplacement géographique optimal de l'implantation du système, les logiciels de conception et simulation du système et les logiciels d'évaluation des performances technico-économique et environnementale du système d'énergie renouvelable. Sinha et Chandel [296] ont examiné les caractéristiques de 19 outils logiciels de simulation pour la conception des systèmes d'énergie renouvelable. Une étude similaire a été réalisée par Connolly et al [297] afin de comparer les performances de 37 logiciels dédiés à l'optimisation des systèmes à énergies renouvelables. Parmi les logiciels testés dans les trois études précédentes, HOMER<sup>®</sup> est considéré comme le meilleur outil pour la simulation des énergies renouvelables car il offre la possibilité d'étudier les systèmes autonomes et raccordés au réseau, photovoltaïques et hybrides, déterministes et stochastiques [298].

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable) est un logiciel d'optimisation développé par le laboratoire américain NREL (National Renewable Energy Laboratory) [287]. Cet outil puissant est dédié à la conception et l'optimisation des systèmes à énergies renouvelables afin de déterminer la configuration et la dimension optimale de ses composantes par la réalisation d'une analyse technico-économique. Ce logiciel permet la modélisation de la majorité des ressources et technologies renouvelables telles que le photovoltaïque, l'éolien, la biomasse, l'hydroélectricité et les piles à combustibles. HOMER est aussi capable de réaliser des études pour les systèmes autonomes avec stockage et les systèmes raccordés au réseau en modélisant les écoulements d'énergie entre le système et le réseau ainsi que les profits financiers et environnementaux. La procédure de simulation du logiciel HOMER est effectuée en trois étapes comme illustré par la figure 4.2. La première étape est la définition et l'introduction des entrées concernant les données météorologiques, techniques et financières. La deuxième étape est la simulation et optimisation des systèmes conçus à partir d'un espace de recherche ( $SS$ ) à  $N$  plans afin d'identifier les systèmes faisables et les classifiées selon des critères prédéfinis. La troisième étape consiste à modifier les paramètres du système afin d'identifier leurs impacts sur les performances de la configuration optimale [298].

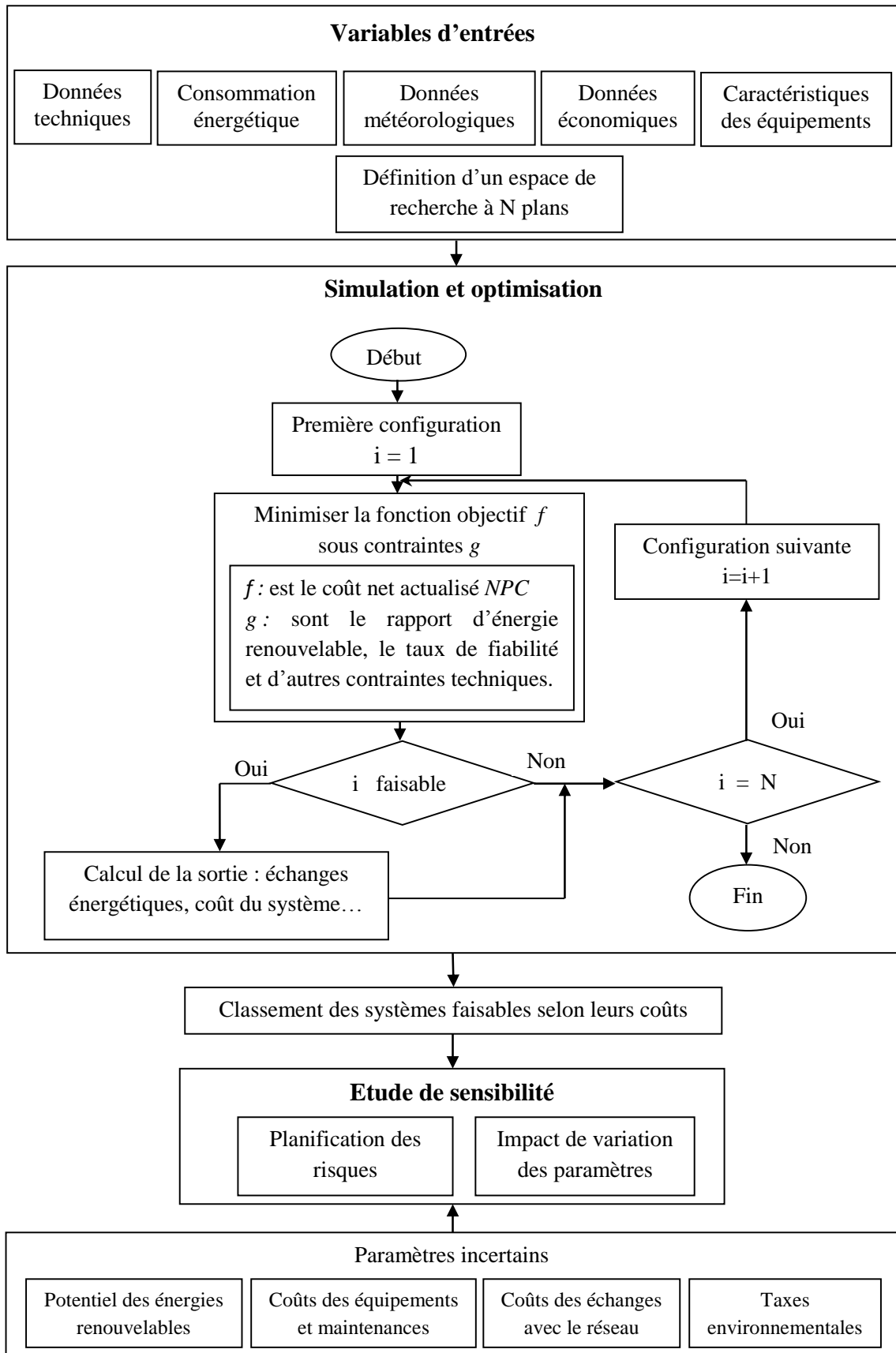


Figure 4.2 : Organigramme de la procédure d'optimisation du logiciel HOMER

### 4.3. Dimensionnement du système PV optimal pour les fermes laitières algériennes

#### 4.3.1. Description du système photovoltaïque raccordé au réseau (SPVRR)

Le système étudié est celui présenté dans le chapitre 2 et illustré par la figure 4.3. Ce système est composé d'un générateur photovoltaïque, d'un onduleur avec des dispositifs de sécurité intégrés pour le conditionnement de l'énergie produite et l'interfaçage avec le réseau électrique et d'un compteur pour la facturation de l'électricité consommée et injectée dans le réseau électrique BT.

Une brève description des composantes du système photovoltaïque raccordé au réseau utilisées dans la recherche du dimensionnement optimal pour les fermes agricoles algériennes sera donnée par ce qui suit.

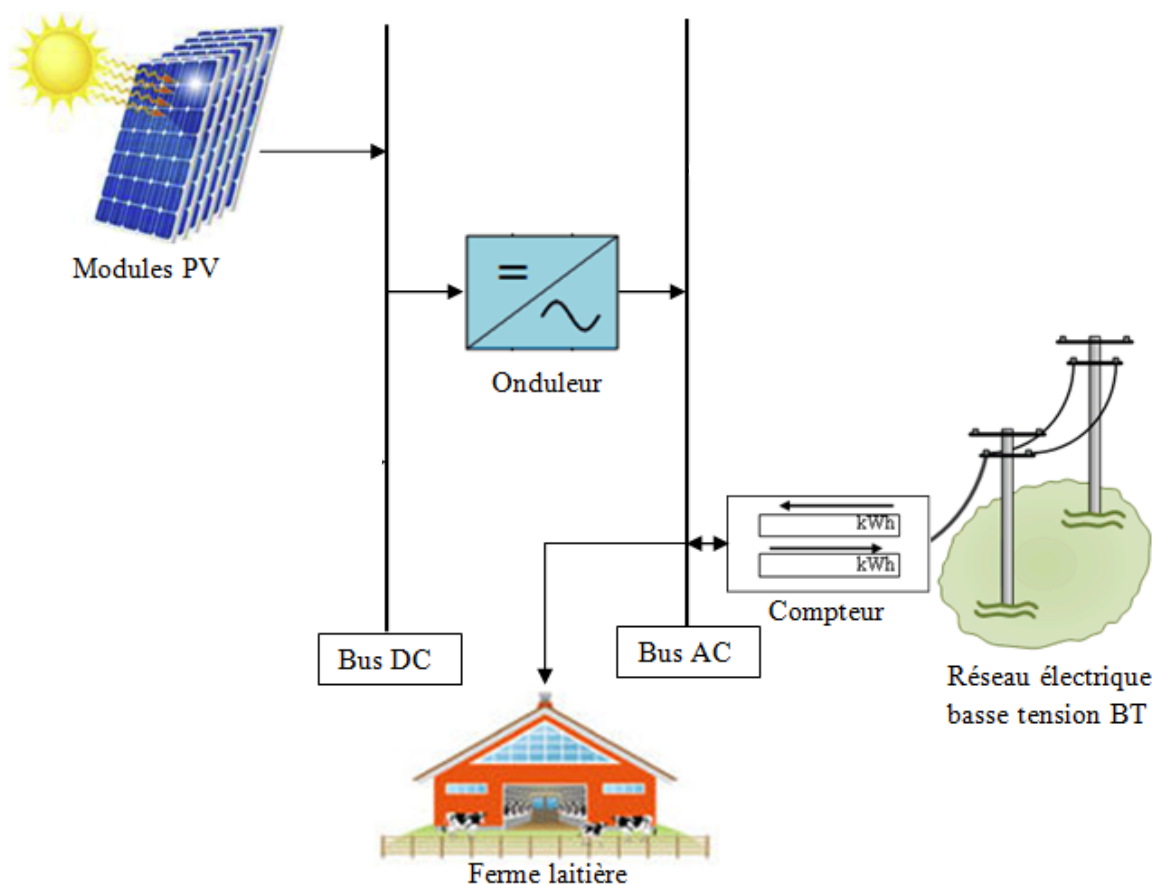


Figure 4.3: Système photovoltaïque raccordé au réseau étudié

#### 4.3.1.1 Le générateur photovoltaïque

Les modules PV utilisés dans notre cas d'étude sont du type poly-cristallin du constructeur algérien Condor. Ils ont une puissance crête de 240Wc. Les caractéristiques techniques de ce type de modules photovoltaïques sont illustrées dans le tableau 4.1. Une description détaillée sur le fonctionnement des générateurs PV et les modèles électriques et mathématiques utilisés pour leurs simulations sont présentés dans le chapitre 2. La puissance générée  $P_{PV}$  par un module ou un champ photovoltaïque d'une surface  $A_{PV}$  ( $m^2$ ) exposé à un rayonnement solaire  $G$  ( $kW/m^2$ ) sur plan incliné est donnée par l'équation (4-2)

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot \eta_{inv} \cdot A_{PV} \cdot \gamma \cdot \frac{G}{G_{STC}} [1 + \gamma_T (T - T_{STC})] \quad (4-2)$$

Avec  $\eta_{PV}$  et  $\eta_{inv}$  les rendements énergétiques des modules PV et de l'onduleur respectivement,  $G_{STC}$  le rayonnement solaire pour les conditions de test standard ( $1kW/m^2$ ),  $T$  et  $T_{STC}$  sont la température de fonctionnement des cellules solaires et la température des conditions de test ( $25^\circ C$ ),  $\gamma_T$  est le coefficient de dégradation de la puissance maximale par la température, ce coefficient varie entre  $0.3\%/^\circ C$  et  $0.5\%/^\circ C$  pour les modules en silicium cristallin [299] et  $\gamma$  est un facteur de dégradation donnée par l'équation (4-3) introduit pour tenir compte des pertes d'énergie du système PV [300].

$$\gamma = \gamma_{DC} \cdot \gamma_{AC} \cdot \gamma_{AGE} \cdot \gamma_{ext} \quad (4-3)$$

Où  $\gamma_{DC}$  est le facteur de perte de puissance du côté continu comme les pertes par les diodes et les pertes des connexions, tandis que  $\gamma_{AC}$  est le facteur de perte des interconnexions du côté du courant alternatif,  $\gamma_{AGE}$  est le facteur qui prend en compte la dégradation des performances des modules PV par le vieillissement et  $\gamma_{ext}$  est le facteur des pertes dues aux conditions externes tels que la poussière, l'ombrage, la neige et toute autre condition externe qui peut diminuer les performances du système. Pour le reste de notre étude un facteur de dégradation égale à 0,9 est utilisé pour modéliser 10% de perte d'énergie. La durée de vie des panneaux photovoltaïques est estimée à 25 ans, cette durée est prise comme la durée de vie totale du projet dans notre étude.

Le prix moyen des modules photovoltaïques en Algérie varie entre 1,3\$/Wc et 2,2\$/Wc. Ce prix est supérieur au prix des panneaux solaire européens et asiatiques qui varient entre 0,44\$/Wc et 0,77\$/Wc [301]. Toutefois, il est prévu que les prix des modules photovoltaïques algériens diminuent avec la mise en service des nouvelles usines de fabrication à travers le pays.

Tableau 4.1 : Caractéristiques du module PV utilisé dans l'étude

<b>Paramètres</b>	<b>Condor 240P-60</b>
Puissance crête (Wc)	240
Tension circuit ouvert $V_{co}$ (V)	37,20
Courant de court-circuit $I_{cc}$ (A)	8,65
Tension MPP $V_{MPP}$ (V)	30
Courant MPP $I_{MPP}$ (A)	8
Température nominale ( $^{\circ}C$ )	45 $\pm$ 2
Coefficient de température ( $\%/^{\circ}C$ )	-0,37
Rendement énergétique (%)	14,7
Durée de vie (ans)	25
Prix initial (\$)	315
Prix de fonctionnement (\$/an)	5

#### 4.3.1.2 L'onduleur

La connexion entre le bus à courant continu (production PV ou batterie) et le bus à courant alternatif (réseau) est assurée par un onduleur comme décrit au chapitre 2. Plusieurs puissances d'onduleur sont considérées en fonction de la production de l'énergie photovoltaïque. Le dimensionnement de l'onduleur se fait par le choix du facteur de dimensionnement  $R$  défini comme le rapport entre la puissance nominale du générateur photovoltaïque et la puissance de l'onduleur permettant un flux d'énergie maximum avec un moindre coût.

Le rendement de l'onduleur utilisé est de 90%. Son coût d'achat initial est de 400\$/kW avec un coût de maintenance négligeable sur toute sa durée de vie estimée à 15 ans. Le coût du remplacement de l'onduleur après sa durée de vie est de 300\$/kW. Il faut noter que les onduleurs des systèmes à énergies renouvelables disposant d'une batterie de stockage sont équipés d'un convertisseur redresseur et un chargeur de batterie ce qui peut augmenter leurs prix d'achat et de remplacement à 700\$ et 500\$ respectivement.

#### 4.3.1.3 Le compteur électrique

Deux types de compteur existent selon le type du raccordement au réseau : les compteurs à deux sens sont généralement les plus utilisés pour les systèmes photovoltaïques installés au bâtiment où la différence entre l'énergie produite et consommée est rémunérée (net-metering). Cependant, un autre type de facturation qui implique deux compteurs à un seul sens s'avère plus rentable lorsque le prix de revente de l'électricité photovoltaïque est subventionné par l'état, l'énergie produite et consommée sont donc mesurées et facturées séparément (net-billing).

#### 4.3.1.4 Le réseau électrique BT

Le réseau électrique basse tension BT est modélisé comme une source d'énergie infinie et disponible tous le temps. A partir de cette source d'électricité alternative le système peut absorber (acheter) toute l'énergie nécessaire pour le bon fonctionnement de la ferme agricole et il peut aussi injecter (vendre) toute l'énergie produite excédante à ses besoins dans cette source. Les quatre paramètres utilisés dans la modélisation du réseau BT de distribution sont :

**La puissance maximale disponible PMD (kW) :** qui est la puissance limite qui peut être absorbée à partir du réseau, appelée aussi puissance mise à disposition. Cette puissance est définie par un contrat entre le gestionnaire du réseau et le consommateur qui risque s'il la dépasse d'être pénalisé par des coupures électriques. Si les besoins du consommateur sont supérieurs à la puissance initiale installée, une augmentation de PMD peut être effectuée par la Sonelgaz en changeant le transformateur de distribution contre une augmentation dans la facture d'électricité.

**La puissance maximale injectable dans le réseau (kVA) :** cette puissance est déterminée par le gestionnaire du réseau afin de protéger ces installations électriques. Pour le réseau basse tension BT la puissance injectable triphasé est limité à 250kVA, cette puissance diminue jusqu'à 20kVA pour le branchement en monophasé à cause du déséquilibre que peut engendrer ce type de branchement sur une seule phase du réseau. Il faut noter que pour les plus grandes productions distribuées le branchement se fait sur le réseau de distribution de moyenne et haute tension avec une puissance maximale injectable qui peut atteindre 20 MVA.



**Le prix d'achat d'électricité (\$/kWh)** : c'est le prix de production, transport et distribution de l'électricité par la société nationale d'électricité et du gaz Sonelgaz, il représente aussi toutes les frais de gestion du réseau électrique. Les tarifs de l'électricité sont réglementés par la commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG. Le tarif le plus commun pour les exploitations agricoles est le tarif 53NM [302] qui se compose de deux tarifs, un tarif de jour (de 6:00h à 22:30h) de 0,045 \$/kWh et un tarif de nuit (22:30h à 06:00h) de 0,011 \$ /kWh.

**Le prix de vente d'électricité (\$/kWh)** : c'est un tarif préférentiel introduit par la loi de 5 Février 2002 et le décret de 23 Avril 2014 dans le but de promouvoir les installations à base des énergies renouvelables. Ce tarif dépend de la productivité du système d'énergie renouvelable qui est liée directement au potentiel énergétique de chaque région du territoire national algérien. Le tableau 4.2 illustre les tarifs de rachat appliqués en Algérie.

Tableau 4.2 : Prix de rachat garanti de l'électricité photovoltaïque.

<b>Productivité (kWh/kW/an)</b>	<b>Prix de rachat (DZD/kWh)</b>
<1349	20,08
1350-1424	18,83
1425-1499	17,45
1500-1574	15,94
1575-1649	14,43
1650-1724	13,06
>1725	11,80

#### 4.3.1.5 La ferme laitière

La ferme laitière représente la charge électrique à satisfaire par le système, une étude détaillée sur la consommation électrique des fermes bovines laitières a été réalisée dans le chapitre 3 pour sept régions algériennes. De plus un indice de consommation (EUI) a été défini pour permettre de généraliser les résultats obtenus sur toutes les fermes du territoire national.

### 4.3.2. Définition des variables d'entrées

#### 4.3.2.1 Le potentiel solaire

Les données du rayonnement solaire pour la ferme expérimentale de la région de Mitidja ont été obtenues à partir d'une station de mesure installée au sein du laboratoire SET. Pour les autres régions étudiées les bases de données de la NASA Surface Meteorology and Solar Energy database (SSE) ont été exploitées [27]. Les modèles d'estimation du rayonnement solaire ainsi que les modèles de calcul du rayonnement global sur plan incliné ont été présentés en détail dans le chapitre 1. Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire quotidien de la région de Mitidja sont illustrées dans la figure 4.4. Cette figure montre que le rayonnement solaire global sur plan horizontal varie de 2,1kWh/m<sup>2</sup>/jour au mois de décembre à 6,8kWh/m<sup>2</sup>/jour au mois de juin avec une moyenne annuelle de 4,51kWh/m<sup>2</sup>/jour.

#### 4.3.2.2 La température ambiante

Les données de température horaire ont été importées de la base de données Meteonorm7.0 sauf pour la région de Mitidja où les données ont été collectées à partir de notre station de mesure locale. Les températures ambiantes moyennes de cette région varient entre 6°C et 25°C en hiver et 10°C et 33°C en été avec une température moyenne annuelle de 18,1°C. La température la plus basse 0,2°C a été enregistrée au mois de février tandis que la température la plus élevée 43,7°C a été enregistrée au mois de juin et de août. Les données de la température mensuelle moyenne sont illustrées par l'axe droit de la courbe de la figure 4.4. Ces données sont utilisées pour le calcul du rayonnement comme présenté dans le chapitre.1 et pour prendre en considération l'effet de la température sur la production énergétique des modules photovoltaïque étudié au chapitre.2. Cependant, la température influant sur la puissance générée modélisée par l'équation (4-2) est la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques  $T$ . Cette température peut être estimée d'une manière assez précise à partir de la température ambiante  $T_a$  par l'équation (4-4) [303]

$$T = T_a + \frac{G}{0.8} (T_{NOCT} - 20) \quad (4-4)$$

Avec  $G$  le rayonnement solaire incident et  $T_{NOCT}$  la température nominale de fonctionnement du module photovoltaïque délivrée par le constructeur (variant entre 45°C et 48°C).

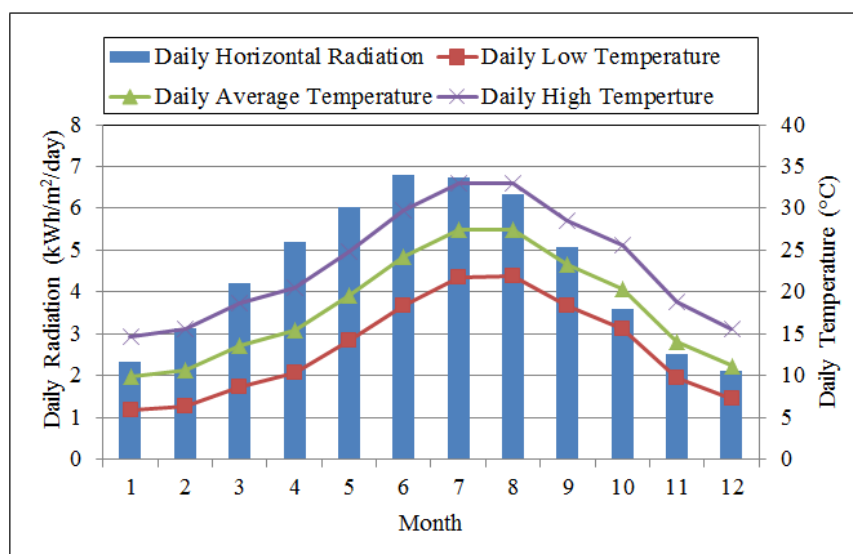


Figure 4.4 : Rayonnement solaire et température ambiante de la région de Mitidja

### 4.3.3. Définition des critères d'optimisation

Afin de déterminer le système photovoltaïque raccordé au réseau par la réalisation de son dimensionnement, des critères d'évaluation techniques et économiques doivent être définies [304].

#### 4.3.3.1 Les critères techniques

Le premier critère est le taux de charge non satisfaite qui correspond à la consommation électrique de la charge que le système est incapable de servir dans le cas où la demande d'électricité dépasse l'offre. Dans ce cas le système sera considéré comme non-faisable. Ce cas de figure est rare dans les systèmes à énergies renouvelables raccordé au réseau du fait que le réseau peut toujours satisfaire la charge même en absence des ressources renouvelables. Cependant, le système peut être non faisable si la puissance appelée par la charge est supérieur à la puissance mise à disposition PMD par le réseau BT. Ce critère consiste à vérifier la faisabilité du système par la satisfaction de la charge électrique à tout moment de l'année en utilisant l'inégalité (4-5)

$$\forall t = 1:8760 \Rightarrow E_{tot}(t) \geq E_{charge}(t) \quad (4-5)$$

Le deuxième critère est la fraction renouvelable  $RF$  définie comme le rapport entre l'énergie photovoltaïque produite annuellement par le système et l'énergie totale (somme de l'énergie produite et achetée à partir du réseau) équation (4-6).

$$RF = \frac{E_{PV}}{E_{tot}} \quad (4-6)$$

Le troisième critère technique est l'excès d'énergie définie comme l'énergie électrique excédentaire perdue. Cet excès se produit lorsqu'il y a un surplus de puissance produite par la source renouvelable qui dépasse la capacité de conversion de l'onduleur dans les systèmes raccordés au réseau.

#### 4.3.3.2 Les critères économiques

Le coût total sur la durée de vie est le critère le plus important dans le dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables raccordés au réseau. Ce coût, appelé aussi le coût net actualisé sur la durée de vie (net present cost  $NPC$ ) est calculé à partir de l'équation (4-7)

$$NPC = Cost - C_{ex} \times \frac{1}{CRF} \quad (4-7)$$

Avec  $C_{ex}$  le coût net d'interaction avec le réseau considéré comme la différence entre les revenus de vente d'électricité vers le réseau et le coût d'achat d'électricité.  $Cost$  le coût du système donné par l'équation (4-8) et  $CRF$  le facteur de récupération du capital donné par l'équation (4-9) [305]

$$Cost = \sum_k \left[ \left( C_{I,k} + C_{O,k} \times \frac{1}{CRF} + C_{R,k} \times R_k \right) \times P_k \right] \quad (4-8)$$

$$CRF = \frac{i(i+1)^{Tp}}{(i+1)^{Tp} - 1} \quad (4-9)$$

Avec  $C_{I,k}$ ,  $C_{O,k}$  et  $C_{R,k}$  représentant le coût initial, le coût de fonctionnement et de la maintenance et remplacement de l'élément  $k$  respectivement (en \$/kW). Cet élément du système peut être le générateur photovoltaïque ou l'onduleur.  $P_k$  la puissance nominale de

l'élément  $k$ ,  $i$  le taux d'intérêt,  $Tp$  la durée de vie du système complet (la durée du projet est de 25ans) et  $R_k$  la valeur actualisée du paiement donnée par l'équation (4-10) [306].

$$R_k = \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+i)^{L \times n}} \quad (4-10)$$

Avec  $N$  le nombre de remplacement de l'élément  $k$  durant le projet et  $L$  sa durée de vie. L'équation (4-12) est valable si la variation des prix des éléments du système est linéaire, dans le cas contraire les coûts  $C_{I,k}$ ,  $C_{O,k}$  et  $C_{R,k}$  de chaque élément seront actualisés pour chaque puissance de fonctionnement  $P_k$ . Le taux d'intérêt est calculé par la formule de Fisher donnée par l'équation(4-11) [307]

$$i = \frac{(1+i')}{(1+f)} - 1 \quad (4-11)$$

Avec  $i'$  le taux d'intérêt nominal et  $f$  le taux d'inflation.

Le deuxième critère économique est le coût de l'énergie (cost of energie COE) défini comme la moyenne du coût de kilowattheure d'électricité du système (\$/kWh). Il est calculé par l'équation (4-12)

$$COE = \frac{TAC}{E_{ferme}} = \frac{NPC \times CRF}{E_{ferme}} \quad (4-12)$$

Avec  $TAC$  le coût total annuel du système (\$/an).

Le troisième critère économique est la durée de remboursement. Ce critère détermine le temps nécessaire pour récupérer l'investissement dans les énergies renouvelables. Ce temps est calculé par la comparaison des coûts de fonctionnement du système initial (réseau seulement) et le système photovoltaïque raccordé au réseau. Le temps de remboursement est donc défini comme la durée nécessaire pour que le cumule des revenus annuels du système photovoltaïque couvrent le coût d'investissement initial.

#### 4.3.3.3 Les critères environnementaux

Les critères environnementaux sont utilisés pour l'évaluation de l'impact environnemental de la génération électrique à partir des systèmes à énergies renouvelables. Ces critères représentent les quantités atténuées des gaz à effet de serre

principalement le dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>, le dioxyde de soufre SO<sub>2</sub> et l'oxyde d'azote NO<sub>x</sub>. Nous considérons pour notre étude uniquement le facteur d'atténuation du carbone. Ce facteur est calculé en soustrayant les émissions du système PV durant son cycle de vie estimées à 57g/kWh [308] à partir de l'émission carbonique du réseau d'électricité estimée à 517g/kWh pour l'Algérie [309]. Le CO<sub>2</sub> atténué pour chaque kilowattheure injecté par le système photovoltaïque est désormais estimé à 460g. Pour une première approximation de la quantité d'émission des gaz à effet de serre dans notre étude, cette valeur sera considérée comme unique dans l'échange entre la ferme et le réseau.

#### 4.3.4. Formulation du problème d'optimisation

L'objectif de la procédure d'optimisation consiste à déterminer la dimension du système jugées la plus favorable au regard des circonstances données (contraintes d'optimisation). L'optimisation du système photovoltaïque raccordé au réseau peut être traitée comme un problème mono-objectif qui vise à minimiser le coût énergétique ou économique du système en posant des contraintes sur la fraction renouvelable  $RF$  (pourcentage de production à partir du système solaire), la fiabilité énergétique du système et la surface disponible  $A_{max}$  sur le toit du bâtiment d'élevage. Dans ce cas, le problème d'optimisation peut être décrit selon la formulation mathématique (4-13):

$$\min_{Sys \in SS} Coût(Sys) \text{ Avec } \begin{cases} E_{sys} > E_{ferme} \\ RF_{sys} > RF_{min} \\ A_{sys} < A_{max} \end{cases} \quad (4-13)$$

Avec :  $Coût(Sys)$  une fonction économique qui représente un des critères précédemment présentés à savoir le coût net actualisé sur la durée de vie  $NPC$ , le coût d'investissement ou bien le coût unitaire d'énergie,  $SS$  est l'espace de recherche discret qui contient les différentes puissances nominales du générateur PV et de l'onduleur à considérer pour la recherche du système optimal,  $E_{sys}$  est l'énergie disponible (produite localement ou achetée du réseau) et  $E_{ferme}$  est la consommation énergétique de la ferme agricole.

Notre objectif est donc de trouver la meilleure configuration possible afin de satisfaire les besoins en énergie de la ferme agricole avec un coût économique réduit. Quatre scénarios peuvent être étudiés selon le taux d'intégration de l'énergie solaire

photovoltaïque afin d'identifier le système optimal qui permet de mettre en œuvre l'une des situations suivantes :

**Scénario 1 :** L'utilisation de la totalité du toit du bâtiment d'élevage pour la production photovoltaïque afin d'exploiter la totalité du potentiel solaire (la ressource la plus disponible) sur la ferme à moindre coût.

**Scénario 2 :** La couverture de la totalité de l'énergie importée du réseau afin d'établir un équilibre dans le bilan énergétique de la ferme (zero energy system).

**Scénario 3 :** L'obtention d'un coût de fonctionnement nul sur la durée de vie du système (zero operation cost system).

**Scénario 4 :** L'obtention d'un coût total sur la durée de vie du projet nul (zero cost system).

#### 4.3.5. Identification du système PV optimal pour chaque scénario

L'optimisation de la configuration et la dimension du système photovoltaïque raccordé au réseau a été réalisée par la combinaison des deux logiciels MATLAB et HOMER comme illustré par la figure 4.5. Nous avons établi une méthode d'optimisation qui permet de réaliser la modélisation et la simulation du système photovoltaïque décrit dans la section précédente par l'exploitation des modèles prédéfinis du logiciel spécialisé HOMER. Ces modèles prédéfinis ont été reconfigurés et adaptés à notre modèle par l'introduction des nouveaux paramètres et critères d'optimisation. Après simulation de toutes les configurations possibles par HOMER, ce dernier permet de générer une liste des systèmes faisables classés par leurs coûts. Nous avons développé un programme de simulation dans l'environnement MATLAB permettant d'importer la liste des systèmes faisables simulés auparavant par HOMER et de les traiter selon le problème d'optimisation considéré jusqu'à l'identification du système optimal. En combinant ces deux logiciels, nous tirons profit des points forts fournis par l'un et l'autre.

- Le logiciel HOMER permet de réaliser des simulations complexes avec un temps d'exécution très court. Cependant, il permet d'optimiser le coût du système seulement et ne prend pas en considération d'autres critères d'optimisation.

- L'environnement MATLAB permet la programmation des critères d'optimisations d'une manière simple et flexible et offre la possibilité d'utilisation d'une multitude

d'algorithmes d'optimisation pour la résolution des problèmes de dimensionnement. Cependant, la simulation du fonctionnement sur une année de toutes les combinaisons de configurations possibles des systèmes présents dans l'espace de recherche rend l'exécution du programme très lente.

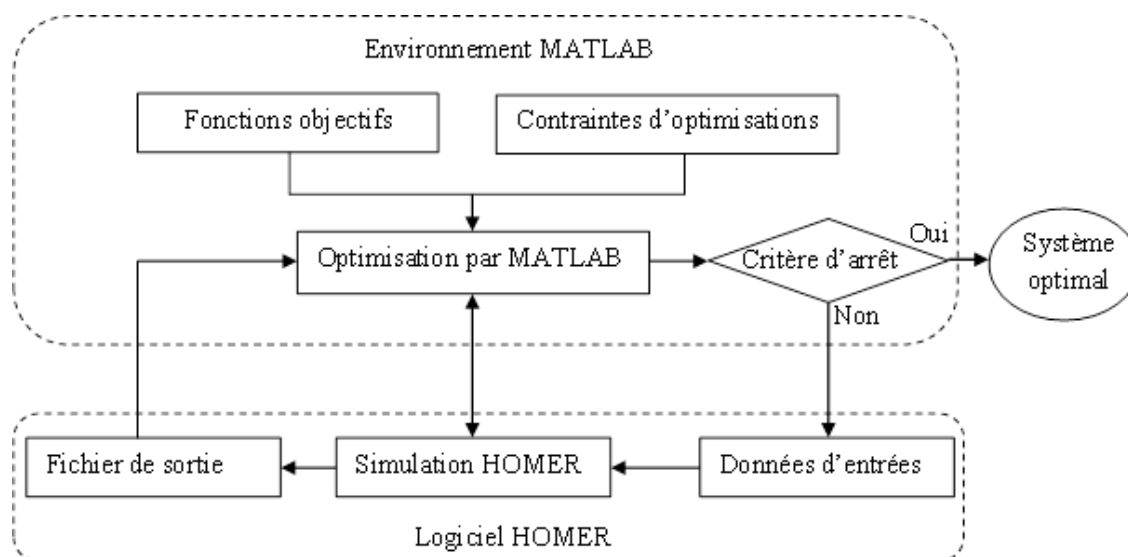


Figure 4.5 : Procédure d'optimisation en combinant MATLAB et HOMER

#### 4.3.5.1 Scénario 1

Ce scénario est le plus simple à modéliser, il consiste à couvrir toute la surface disponible sur le toit de la ferme par des modules photovoltaïques. L'espace de recherche  $SS$  ne contient donc que des modules photovoltaïques et des onduleurs. Aucune contrainte n'est posée sur le coût final du système ni sur l'énergie produite. En fait, ce scénario modélise la ferme comme un potentiel système de production distribué en identifiant la puissance crête maximale qui peut être installée dans la ferme agricole. Il faut noter que certaines entreprises de production d'énergie investissent dans la location des toits des maisons, bâtiments agricoles et grandes surfaces afin de produire de l'énergie solaire distribuée.

Etant donné que la superficie du bâtiment d'élevage de la ferme de Baba Ali est de  $350\text{m}^2$ , la surface du toit orienté vers le sud est de  $202\text{m}^2$  soit un taux de  $7,5\text{m}^2$  pour chaque vache. Ce taux varie d'une ferme à une autre selon le type d'élevage (libre, entravé, industriel). Le respect des standards d'occupation des bâtiments d'élevages recommande de disposer d'une superficie supérieur à  $12\text{m}^2/\text{vache}$  pour la stabulation libre



(entre aire de couchage, aire de repos et aire couverte d'exercice) soit  $7\text{m}^2$  de toit bien orienté par vache en supposant une inclinaison du toit de  $30^\circ$ . Les modules photovoltaïques de type Condor 240P-60 sont utilisés pour ce scénario, leur prix initial est de 315\$ et leur coût de fonctionnement est estimé à 5\$/an.

Ces modules photovoltaïques ont une surface totale de  $1,63\text{m}^2$ , nous ajoutons à cette surface  $0,1\text{m}^2$  afin de faire passer les câbles et les supports d'installations sur le toit. Pour la région de Mitidja, le toit de la ferme peut supporter 105 modules photovoltaïques avec une puissance crête totale de 25,2kWc (nous supposons que le toit peut supporter le poids des panneaux solaires). Le dimensionnement de l'onduleur est effectué en minimisant l'excès énergétique afin de limiter les pertes dans les jours à fort rayonnement. L'excès admissible doit être inférieur à 1% de la production annuelle d'énergie. La figure 4.6 montre l'excès d'énergie (énergie que l'onduleur ne peut pas convertir) en fonction de la capacité nominale de conversion de ce dernier. Les résultats obtenus de ce scénario pour les sept régions algériennes sont donnés par le tableau (4.3).

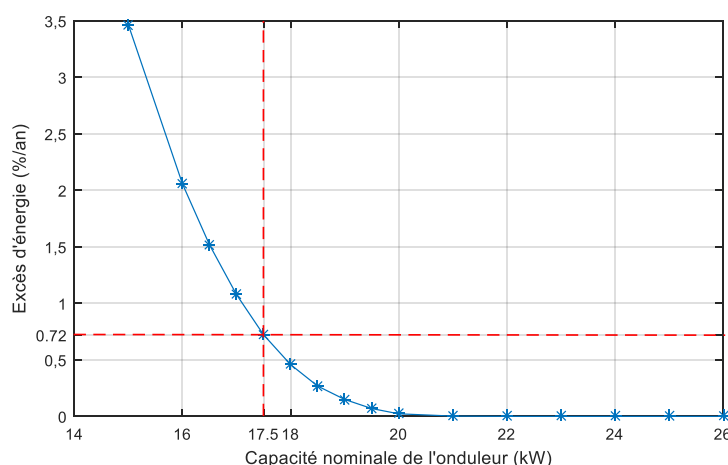


Figure 4.6 : Variation de l'excès énergétique avec la dimension de l'onduleur.

Tableau 4.3 : Résultats d'optimisation pour le scénario1.

Région	Effectif vaches/ ferme	Superficie moyenne du toit de la ferme ( $\text{m}^2$ )	Système optimal PV(kWc)/ond(kW)
Mitidja	26	182	25,2/17,5
Sétif	10	70	9,6/7,0
Annaba	12	84	11,52/8,0
Chleff	14	98	13,44/9,5
Tiaret	17	119	16,32/11,5
Tizi-Ouzou	15	105	14,4/10,0
Ghardaïa	13	91	12,48/9,0

Les systèmes raccordés au réseau résultants du premier scénario représentent les puissances photovoltaïques crêtes maximales qui peuvent être introduites aux fermes laitières de chaque région.

#### 4.3.5.2 Scénario 2

Le deuxième scénario consiste à établir un équilibre entre l'énergie absorbée du réseau et l'énergie injectée dans le réseau. La satisfaction des besoins de la ferme dans ce scénario ne se fait pas exclusivement par l'énergie photovoltaïque. Cependant, toute la quantité d'énergie achetée à partir du réseau pour alimenter la ferme doit être réinjectée dans le réseau au cours de la même année. Ce scénario est très intéressant surtout dans le cas précis des fermes agricoles disposant d'un profil de consommation spécial (chapitre.3) puisqu'il leur permet d'absorber de l'énergie électrique dans les heures creuses et de la réinjecter dans le réseau pendant les heures de pointe de consommation de la courbe de charge nationale. Ce scénario peut être formulé par l'équation (4-14) suivante

$$\min_{Sys \in SS} COE(Sys) \text{ Avec } \begin{cases} E_{achetée} \approx E_{injectée} \\ RF_{sys} > 50\% \\ A_{sys} < A_{max} \end{cases} \quad (4-14)$$

Les résultats du dimensionnement des systèmes photovoltaïque selon ce scénario sont donnés par le tableau 4.4. Tous les systèmes optimaux obtenus sont de type photovoltaïque raccordé au réseau. On constate que la couverture de moins de la moitié de la superficie des toitures des fermes agricoles par des modules photovoltaïques est capable de réinjecter toute l'énergie consommée par ces dernières. Le signe négatif de l'échange énergétique net  $E_{net}$  entre le système et le réseau électrique signifie que la quantité d'énergie réinjectée dans le réseau est supérieure à la quantité d'énergie absorbée par ce dernier. Nous déduisons aussi que la contrainte posée sur la fraction renouvelable ( $RF > 50\%$ ) oblige le système à alimenter une partie de la charge afin de satisfaire cette contrainte.

Tableau 4.4 : Résultats d'optimisation pour le scénario 2

Région	Système optimal PV (kWc)/OND (kW)	$E_{net}$ (achetée-vendue) (kWh)	Fraction renouvelable (%)
Mitidja	6,24/5,0	-4	57
Sétif	4,32/3,5	-508	59
Annaba	4,8/4,0	-619	59
Chleff	4,8/4,0	-578	59
Tiaret	4,32/3,5	-178	58
Tizi-Ouzou	4,8/4,0	-395	58
Ghardaïa	3,84/3,0	-7	57

#### 4.3.5.3 Scénario 3

Le troisième scénario consiste à établir un équilibre entre la facture électrique (le coût de l'énergie achetée du réseau et le coût de l'énergie vendue au réseau) et les dépenses annuelles sur la maintenance et le fonctionnement du système. Le but de ce scénario est de réaliser un système avec un minimum d'investissement et un coût annuel nul c.à.d. qu'une fois le système mis en marche, l'éleveur n'a plus à s'inquiéter sur le paiement des factures électriques pendant toute la durée du projet (25ans). Ce scénario peut être formulé par l'équation (4-15) suivante

$$\min_{Sys \in SS} C_f(Sys) \text{ Avec } \begin{cases} C_o \approx 0 \\ A_{sys} < A_{max} \end{cases} \quad (4-15)$$

Les résultats du dimensionnement optimal des fermes des sept régions étudiées pour ce scénario sont donnés par le tableau 4.5. On constate que la conception des systèmes à zéro coût de fonctionnement est réalisée en utilisant des générateurs photovoltaïques de puissance crête relativement réduite. Ceci est possible grâce au faible coût de fonctionnement des modules photovoltaïques et des onduleurs. En effet le coût de fonctionnement du système photovoltaïque raccordé au réseau se résume pratiquement par les dépenses d'achat d'électricité à partir du réseau afin de satisfaire les besoins énergétique de la ferme qui ne coïncident pas avec la disponibilité du rayonnement solaire. Grâce aux prix élevés de rachat de l'électricité propre appliqués par l'état algérien dans le but de promouvoir les énergies renouvelables, le remboursement économique des dépenses énergétiques de la ferme peut se faire par la réinjection de moins du tiers des énergies consommées ( $RF \approx 30\%$ ).

Tableau 4.5 : Résultats d'optimisation pour le scénario 3

Région	Système optimal	$C_o$ (achetée-vendue)	Fraction renouvelable
	PV (kWc)/OND (kW)	(\$/an)	(%)
Mitidja	1,92/1,5	-8	27
Sétif	1,44/1,0	-18	30
Annaba	1,44/1,0	-23	28
Chleff	1,92/1,5	-68	35
Tiaret	1,92/1,5	-55	36
Tizi-Ouzou	1,44/1,0	-14	27
Ghardaïa	1,92/1,5	-54	38

#### 4.3.5.4 Scénario 4

Le quatrième scénario consiste à identifier le système à zéro coût d'énergie ( $COE=0\$/kWh$ ) en investissant le minimum d'argent (coût initial  $C_I$ ) pour l'acquisition des équipements du système photovoltaïque. Ce système permet un remboursement de tout l'investissement par la vente d'électricité solaire produite localement au réseau électrique. Ce scénario définit la limite de production après laquelle le système devient générateur de bénéfices. Un coût d'énergie  $COE$  négatif signifie que plus le système produise de l'énergie plus il gagne de l'argent, ceci est possible grâce aux tarifs de rachat de l'énergie renouvelable. Ce scénario peut être formulé par l'équation (4-16) suivante

$$\min_{Sys \in SS} C_I(Sys) \text{ Avec } \begin{cases} COE \approx 0 \\ A_{sys} < A_{max} \end{cases} \quad (4-16)$$

Les résultats du dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques des fermes situées dans les sept régions étudiées sont donnés par le tableau 4.6.

Tableau 4.6 : Résultats d'optimisation pour le scénario 4

Région	Système optimal PV (kWc)/OND (kW)	$COE$ (kWh)	Fraction renouvelable (%)
Mitidja	5,28/3,5	0	52
Sétif	4,32/3,0	0	59
Annaba	3,84/3,0	-0,002	53
Chleff	4,80/3,5	0	59
Tiaret	5,76/4,0	-0,001	66
Tizi-Ouzou	3,84/3,0	-0,001	52
Ghardaïa	6,24/4,5	-0,002	70

#### 4.4. Impacts des systèmes photovoltaïques optimisés sur les fermes agricoles [310]

Nous pouvons distinguer trois types d'impact des systèmes photovoltaïques sur les fermes agricoles algériennes. Le premier est l'impact énergétique sur le bilan de la ferme après l'introduction d'une nouvelle source de production d'électricité propre qui s'ajoute au réseau conventionnel. Le deuxième type est l'impact économique qui représente les investissements réalisés et les bénéfices économiques de l'introduction des systèmes photovoltaïques dans les fermes agricoles algériennes. Cet impact économique est très important car il représente un paramètre essentiel dans la prise de décision de l'installation d'un tel type de système par les éleveurs locaux. Le troisième type d'impact est celui sur l'environnement. Cet impact influence aussi beaucoup sur la prise de décision des éleveurs du fait qu'ils sont les premières victimes du changement climatique et de la dégradation de l'environnement.

##### 4.4.1. Impact sur le bilan énergétique de la ferme

Il a été démontré dans la section précédente que la dimension optimale du système photovoltaïque raccordé au réseau à introduire dans les fermes agricoles algériennes dépend fortement des scénarios conçus. Ces scénarios définissent les exigences posées pour la production d'énergie et les objectifs attendus de l'installation d'un tel système par l'éleveur. Les dimensions optimales des composantes de ce système pour la région de Mitidja sont illustrées dans la figure 4.7.

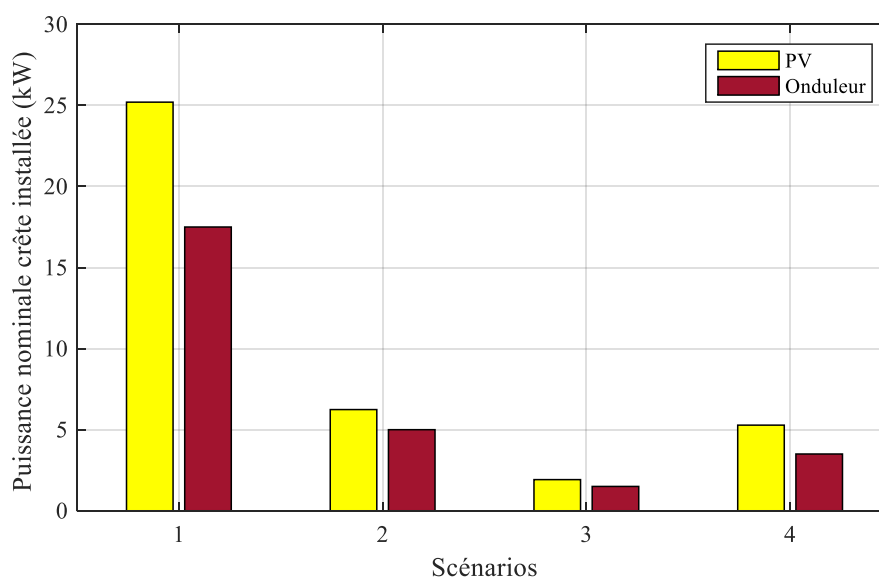


Figure 4.7 : Configurations optimales du système photovoltaïque pour la région de Mitidja

L'impact de l'introduction des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau BT sur le bilan énergétique de la ferme agricole de Mitidja est illustré dans la figure 4.8.

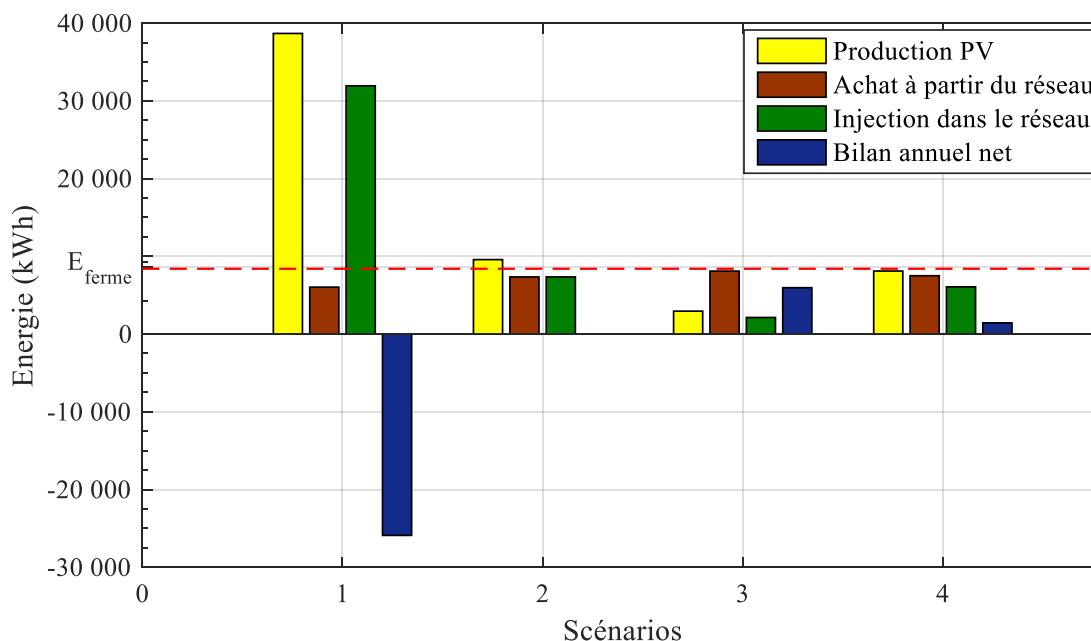


Figure 4.8 : Impact de l'introduction du système PV sur bilan énergétique de la ferme.

Avant l'introduction des systèmes photovoltaïques, toute l'énergie requise pour le fonctionnement de la ferme était importée du réseau de distribution. Cependant, la production locale de l'énergie photovoltaïque a permis la diversification des sources d'approvisionnement de la ferme. En plus, une partie de cette production sera injectée dans le réseau, permettant ainsi de renforcer ce dernier dans les périodes de grande consommation. L'apport annuel du système photovoltaïque au réseau varie de 2,5MWh/an pour le troisième scénario à 32MWh/an pour le premier scénario.

Comme illustré dans la figure 4.8, l'énergie absorbée du réseau est toujours inférieure à la consommation de la ferme ( $E_{ferme}$  en pointillés) ce qui démontre l'alimentation d'une partie de la charge par la production locale d'énergie photovoltaïque. Cette partie de la consommation de la ferme sera donc effacée de la courbe de charge nationale et invisible par rapport au réseau de distribution. La quantité de cette consommation effacée change d'un scénario à un autre et varie de 515kWh/an pour le troisième scénario à 2,6MWh/an pour le premier scénario.

Nous concluons de cette étude du bilan énergétique que le bénéfice net de la ferme par l'introduction du système photovoltaïque raccordé au réseau du premier scénario est de 25,9MWh/an, signifiant ainsi que la ferme est perçue par le réseau comme une source d'énergie et non pas une charge consommatrice. Dans le cas du deuxième scénario un équilibre dans le bilan énergétique est obtenu, Il signifie que toute l'énergie consommée par la ferme est réinjecté dans le réseau, rendant la consommation de la ferme agricole transparente énergétiquement par rapport au réseau. Ce type de système joue le rôle d'un convertisseur d'énergie qui permet la substitution de l'électricité fossile par l'énergie solaire propre. Les deux derniers scénarios présentent un bilan énergétique déficitaire du fait que le taux d'intégration de l'énergie photovoltaïque (fraction renouvelable) dans le système n'est pas suffisant pour couvrir toute l'énergie consommée par la ferme. Ce taux doit dépasser 57% (scénario 2) de l'énergie totale disponible (produite et achetée) afin d'avoir un bilan fructueux. La fraction renouvelable des systèmes raccordés au réseau des quatre scénarios est illustrée dans la figure 4.9.

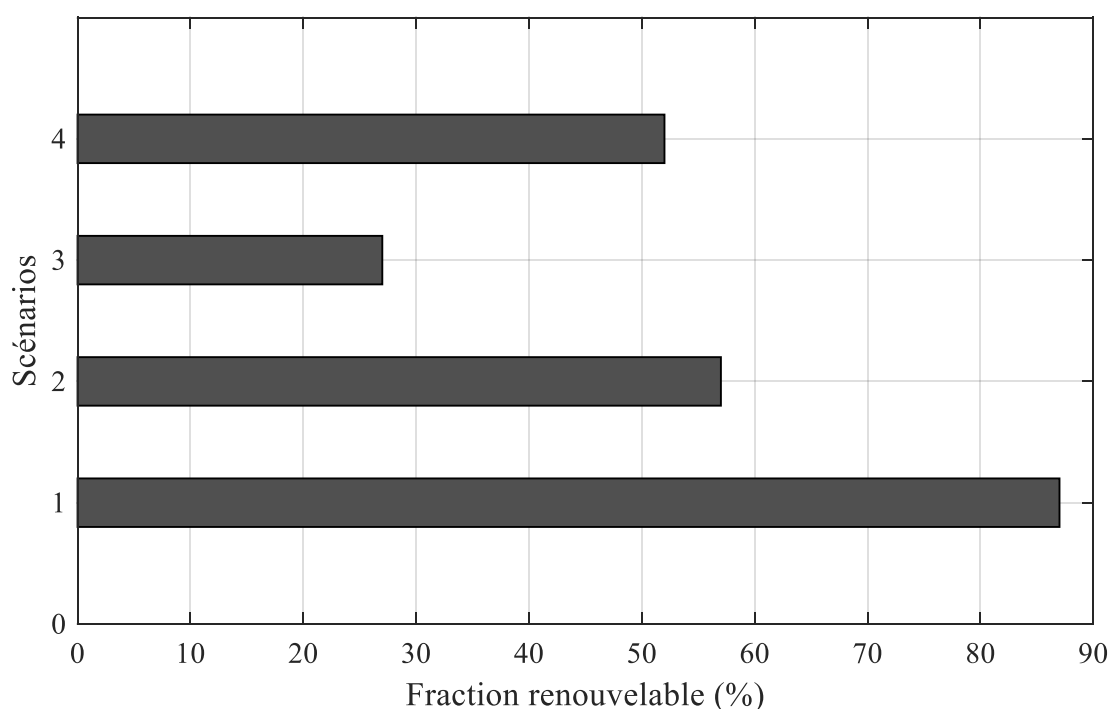


Figure 4.9 : Fraction renouvelables des systèmes optimaux pour la région de Mitidja

#### 4.4.2. Impact sur le bilan économique de la ferme

Nous entendons par bilan économique toutes les dépenses et revenus reliés directement à l’approvisionnement électrique de la ferme agricole. Ce bilan est déduit à partir des échanges énergétiques entre la ferme et le réseau. Avant l’introduction du système photovoltaïque raccordé au réseau, le bilan économique des fermes agricoles est tout le temps déficitaire du fait qu’elles n’ont aucune source d’énergie permettant de compenser les dépenses effectuées pour le paiement des factures électriques.

Le montant annuel des factures d’électricité change d’une région à une autre selon la taille des fermes de chaque région et la consommation électrique correspondante de chaque ferme. Ce montant varie de 180\$/an pour les fermes de Sétif à 279\$/an pour les fermes de la région de Mitidja avec un coût moyen d’électricité de 0,032\$/kWh. A l’opposé, le coût moyen d’électricité consommée par vache laitière varie de 10,7\$/vache/an pour la région de Mitidja à 18\$/vache/an pour la région de Sétif. Cette situation s’explique par l’amélioration de l’efficacité énergétique avec l’augmentation de la taille de la ferme (chapitre.3). La figure 4.10 illustre la facture électrique des fermes des sept régions étudiées avant l’introduction des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Les dépenses économiques sur l’achat d’électricité vont nous servir comme base de calcul pour la détermination de la durée de remboursement de l’investissement (payback time) pour les systèmes photovoltaïques.

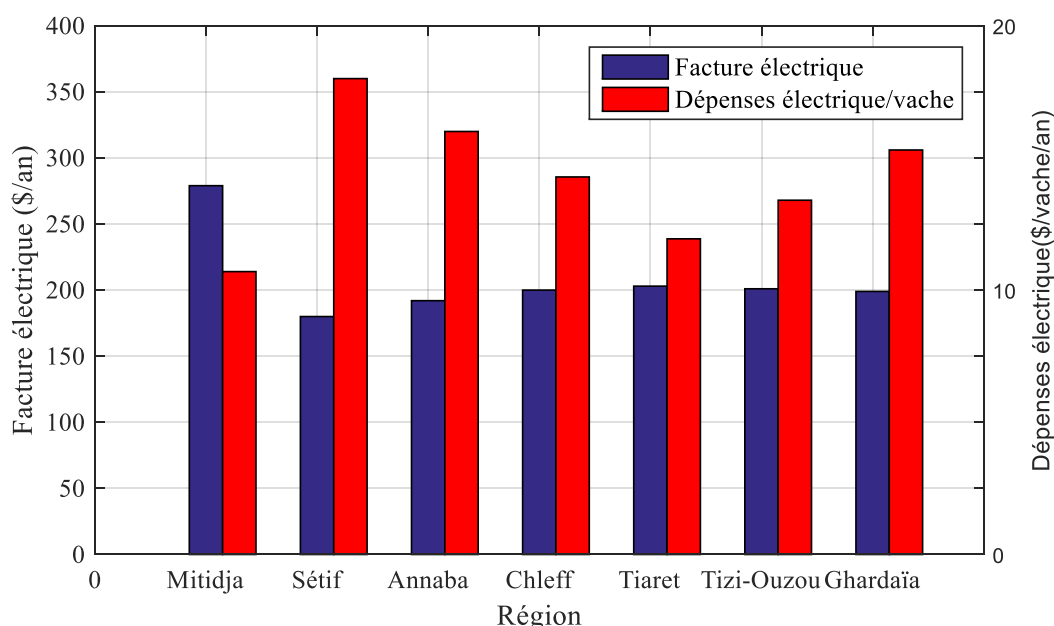


Figure 4.10 : Facture électrique de la ferme avant l’introduction du système PV



L'introduction des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau génère des bénéfices économiques à la ferme par la diminution de la facture d'achat d'électricité d'une part et la vente de l'énergie réinjectée dans le réseau avec des prix préférentiels fixés par l'état d'autre part. Ce prix de rachat garanti varie selon le potentiel en énergie renouvelable de chaque région et la productivité énergétique (kWh/kW) du système installé (tableau 4.2). Les prix de vente d'électricité pour les systèmes optimaux des sept régions étudiées sont donnés par la figure 4.11.

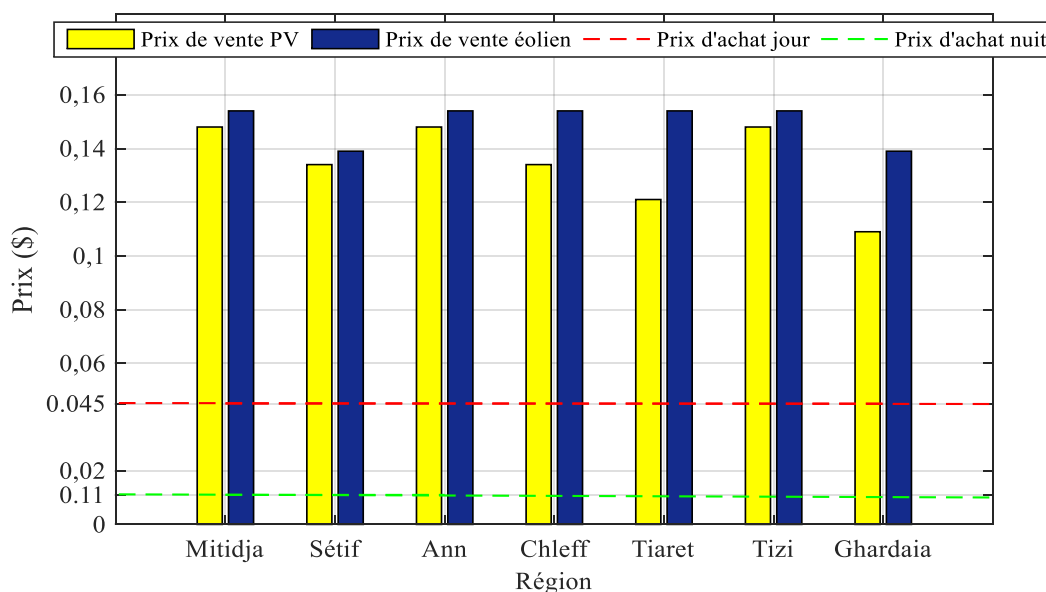


Figure 4.11 : Prix de l'électricité sur le marché algérien

On constate que ces prix préférentiels permettent de vendre l'électricité solaire avec presque le triple du prix d'achat de l'électricité conventionnelle. Comme illustré dans la figure 4.11, l'électricité produite à partir des systèmes photovoltaïques est réinjectée dans le réseau avec des prix variant de 0,148\$/kWh pour les régions de Mitidja, Annaba et Tizi-Ouzou à 0,134\$/kWh pour la région de Sétif et Chleff jusqu'à 0,109\$/kWh pour la région de Tiaret et Ghardaïa.

L'impact du système photovoltaïque raccordé au réseau sur le bilan économique de la ferme agricole change avec la dimension optimale de celui-ci. Le coût initial d'acquisition du système photovoltaïque est très déterminant dans la prise de décision par l'éleveur. Même si le système devient rentable à moyen terme et les banques sont prêtes à fournir les crédits financiers, les éleveurs algériens préfèrent investir dans des projets à

petit coût initial afin de limiter les risques économiques. Le coût initial du système photovoltaïque destiné à la ferme de Mitidja varie de 3 120\$ pour le troisième scénario à 40 075\$ pour le premier scénario.

Le coût de l'électricité conventionnelle achetée à partir du réseau, des revenus de la vente de l'électricité photovoltaïque ainsi que le bilan économique annuel des échanges électriques avec le réseau sont présentés dans la figure 4.12. Il est évident d'après cette figure que les revenus de la vente d'électricité sont dans un rapport de 17 fois supérieurs à la facture de consommation avant l'introduction du système photovoltaïque, pour le premier scénario. Le revenu annuel net des fermes de ce scénario dépasse les 4 564\$/an, un bénéfice important qui permet un remboursement de l'investissement sur l'acquisition du système photovoltaïque au bout de 9,28 ans. Après cette période tout l'argent reçu de la part du gestionnaire du réseau sera considéré comme un bénéfice net pour l'éleveur conduisant ainsi à un coût d'électricité COE négatif et un coût total sur la durée de vie NPC négatif aussi. L'introduction du système photovoltaïque dans la ferme agricole de Mitidja résulte donc pour le premier scénario au passage du coût moyen de l'énergie électrique de 0,032\$/kWh à -0,154\$/kWh.

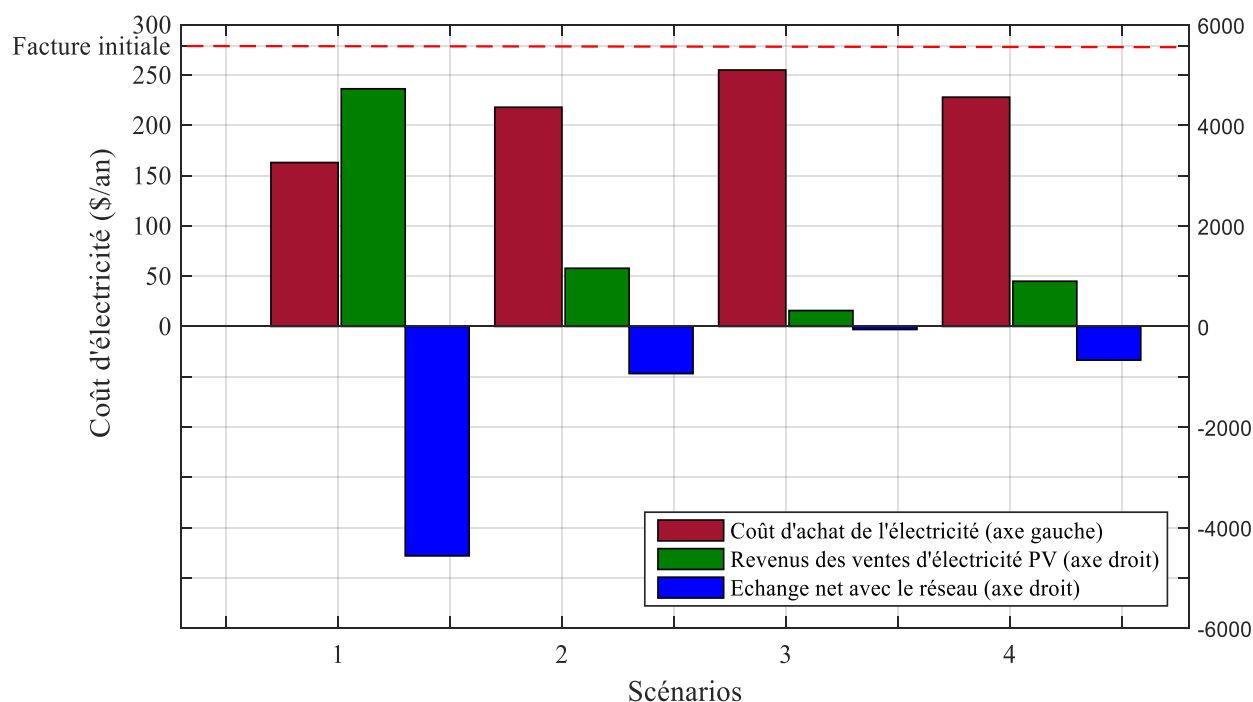


Figure 4.12 : Impact de l'introduction du système PV sur le bilan économique de la ferme

Le but du deuxième scénario était d'établir un équilibre entre l'énergie vendue au réseau et l'énergie achetée de ce dernier. Malgré l'échange énergétique net quasiment nul entre la ferme et le réseau, le bilan économique de ce système est bénéficiaire avec un revenu annuel de la vente de l'électricité de 938\$/an et un coût moyen négatif d'énergie de -0.005\$/kWh. La période de remboursement de ce système est estimée à 10ans.

Le système du troisième scénario a pu établir un équilibre entre le coût d'électricité acheté à partir du réseau et les revenus de la vente d'énergie renouvelable à ce dernier. L'échange économique net annuel entre le système et le réseau est presque nul (-61\$/an) ce qui permet à l'éleveur de ne plus payer de facture d'électricité pendant toute la durée du projet. Le retour d'investissement de ce système est estimé à 10,5 ans, ce qui est possible du faite que le coût initial d'investissement  $C_i=3120\$$  est inférieur aux dépenses énergétiques réalisées par la ferme avant l'installation du système ( $25 \times \text{facture annuel}$ ). Le coût d'énergie est donc réduit par l'introduction du système photovoltaïque raccordé au réseau de 0,032\$/kWh à 0,022\$/kWh.

L'introduction du système du quatrième scénario résulte en un coût d'énergie COE nul ce qui signifie que les revenus annuels de la vente d'électricité solaire ont pratiquement la même valeur que le coût d'investissement initial annualisé. Cette situation d'équilibre permet la génération d'énergie sans dépenser de l'argent, ce qui résulte en un coût moyen total sur la durée de vie du système NPC nul. La période de retour d'investissement pour ce système est estimée à 9,9ans. La figure 4.13 illustre les coûts initiaux  $C_i$  et les coûts totaux sur la durée de vie des systèmes installés à la ferme agricole de Mitidja pour les six scénarios proposés.

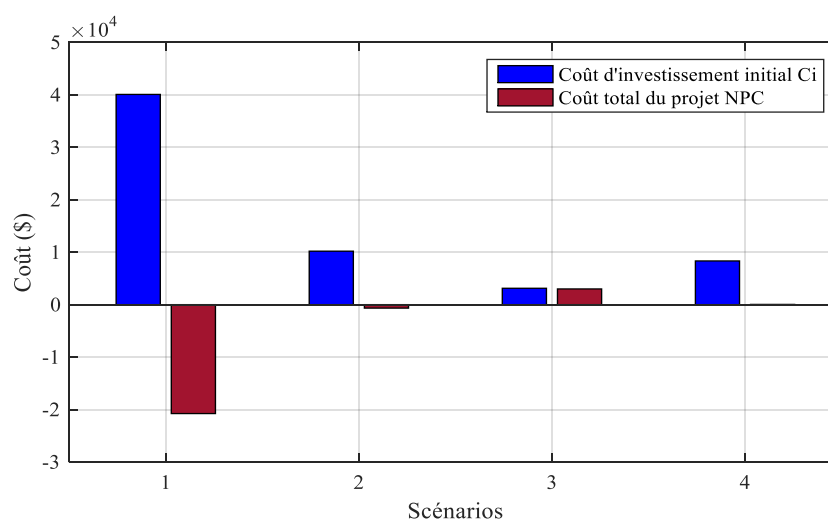


Figure 4.13 : Coûts initiaux et totaux sur la durée de vie des systèmes PV de la Mitidja

#### 4.4.3. Impact sur le bilan environnemental de la ferme

Il a été démontré dans les sections précédentes que l'introduction du système photovoltaïque raccordé au réseau permet une substitution partielle de l'électricité conventionnelle à effet nocif sur l'environnement par une électricité propre et non polluante. L'impact environnemental peut être donc estimé par le calcul de la quantité de gaz à effet de serre atténuée par la réduction de la consommation à partir du réseau et la quantité éventuelle de gaz à effet de serre abaissée par l'injection de l'énergie verte dans le réseau. Nous estimons dans la suite de cette section la quantité du gaz à effet de serre par le gaz dioxyde de carbone CO<sub>2</sub> équivalent résultant.

Selon le scénario adopté, le bilan environnemental de la ferme de Mitidja varie d'une absorption de 12 tonnes de gaz carbonique par an pour le premier scénario à l'émission de 2,7ton/an pour le système du troisième scénario. Malgré l'émission de cette grande quantité de CO<sub>2</sub> par ce système, le bilan environnemental de la ferme de ce scénario reste positif du fait que la ferme agricole avait une émission de 3.9ton/an avant l'introduction du photovoltaïque. On remarque que le système du deuxième scénario réalise un équilibre environnemental en compensant les émissions générées par le réseau pour produire l'énergie achetée par les émissions évitées par l'injection de la même quantité d'énergie dans le réseau. La figure 4.14 représente le bilan environnemental de la ferme de la région de Mitidja pour les six scénarios.

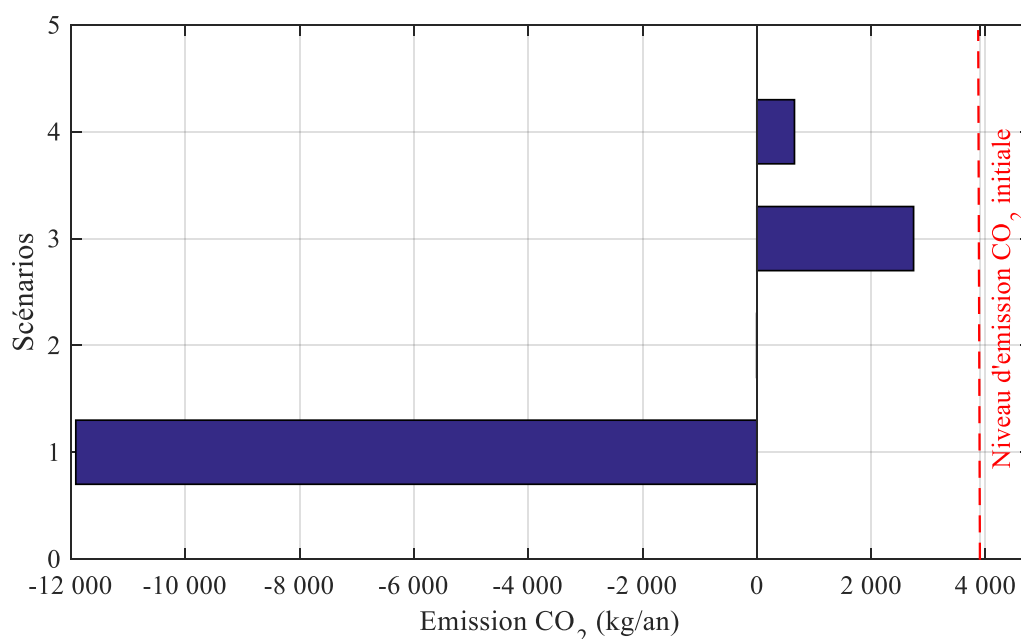


Figure 4.14 : Impact de l'introduction des systèmes PV sur le bilan environnemental.

#### 4.5. Caractérisation du système PV optimal vis à vis des entrées/sorties

##### 4.5.1. Identification du système PV optimal adapté à la ferme agricole

L'évaluation de l'impact des quatre scénarios sur le bilan de la ferme agricole réalisée dans la section précédente va nous servir comme base pour identifier le meilleur système photovoltaïque raccordé au réseau optimisé adapté aux fermes agricoles algériennes qui répond le mieux aux critères de choix suivants:

- Présenter un impact favorable sur les trois bilans énergétique, économique et environnemental.
- Demander un investissement à coût initial  $C_i$  à la portée de l'éleveur et à durée de remboursement raisonnable.

La configuration optimale du système photovoltaïque raccordé au réseau traduisant le scénario 2 constitue, à notre avis, le meilleur choix pour les sept régions étudiées. Ce système optimal permet un équilibre énergétique par la compensation du déficit produit en hiver par l'excès de production photovoltaïque durant la période estivale comme l'illustre la figure 4.15 pour la région de Mitidja.

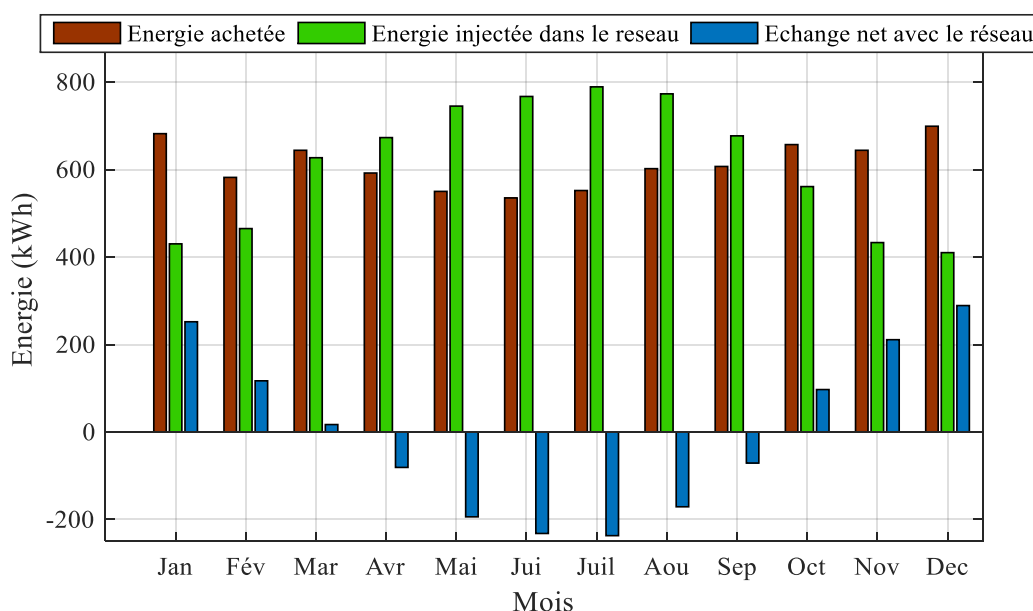


Figure 4.15 : Bilan énergétique mensuel du système PV optimal (Mitidja)

La forme particulière du profil de consommation des fermes agricoles (voir chapitre3) favorise l'injection dans le réseau de la majorité de l'énergie photovoltaïque produite. Les besoins énergétiques de la ferme sont satisfaits par le réseau à une proportion

de 85% et seulement 5% de la production photovoltaïque du système est autoconsommée comme le montre la figure 4.16.

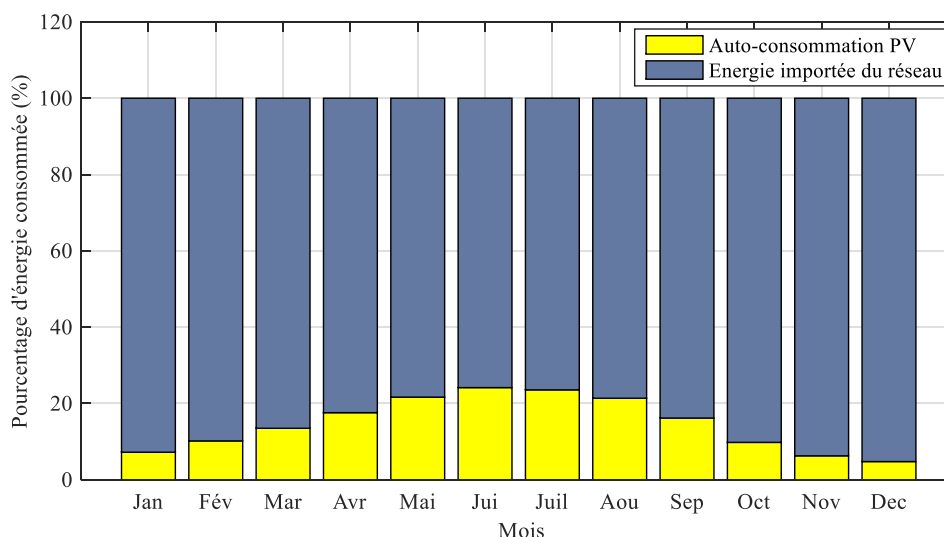


Figure 4.16 : Nature de l'énergie consommée par la ferme (Mitidja).

Le fonctionnement horaire du système optimal de la ferme de Mitidja pour deux journées typiques hivernale et estivale est illustré dans la figure 4.17 et la figure 4.18 respectivement. Nous avons utilisé pour la simulation de la production électrique le potentiel solaire réel et nous avons pris en compte l'effet de la température sur le fonctionnement du générateur PV. La production photovoltaïque illustrée dans ces deux figures présente la sortie de l'onduleur (après conversion) ce qui a permis d'injecter la totalité de cette énergie dans le réseau durant la période matinale (jusqu'à 15h) pour les deux saisons. La ferme absorbe la puissance correspondant à ses besoins durant la traite matinale (de 4h à 9h du matin) par contre, une partie de la consommation de la deuxième traite est alimentée par la production photovoltaïque locale.

D'une manière générale, nous pouvons diviser le bilan énergétique du système photovoltaïque raccordé au réseau installé à la ferme en trois parties selon le mode de fonctionnement de ce dernier. La première partie consiste à fonctionner en mode consommateur d'énergie en absorbant toute la puissance requise à partir du réseau de 19h à 9h pour la saison hivernale et de 20h à 9h pour la saison estivale. La deuxième partie est le fonctionnement en mode producteur d'énergie pour le réseau de 9h à 16h en hiver et de 7h à 16h en été, durant lequel le système fonctionne comme un générateur d'énergie distribuée en injectant toute la production électrique dans le réseau. La troisième partie consiste à fonctionner en mode autoconsommation durant la courte période de 16h à 18h en hiver et

de 15h à 20h en été où le système donne la priorité à l'alimentation de la ferme par la production photovoltaïque jusqu'à l'extinction de cette dernière avec le coucher du soleil et le retour au premier mode.

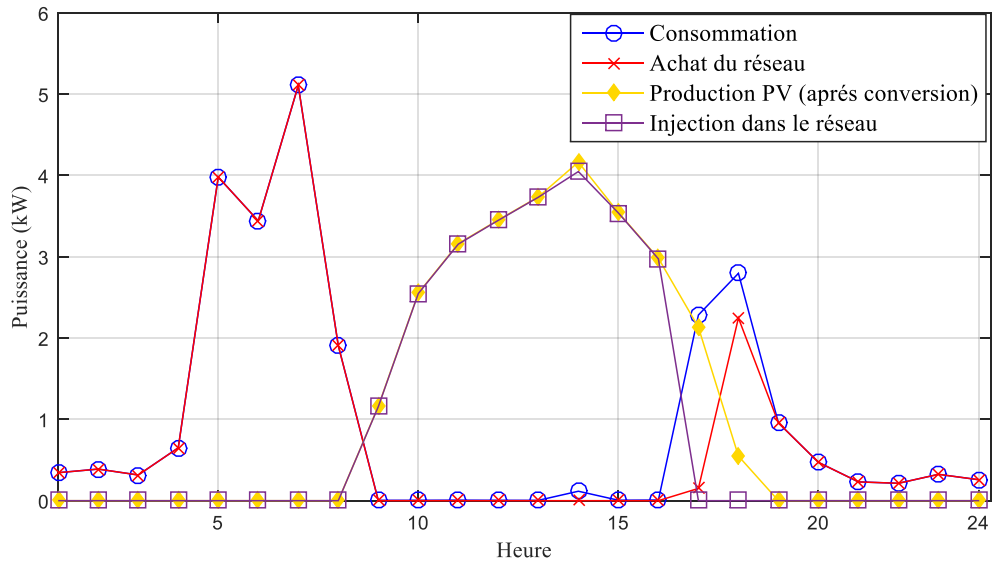


Figure 4.17 : Bilan énergétique horaire de la ferme de Mitidja avec PV (hiver)

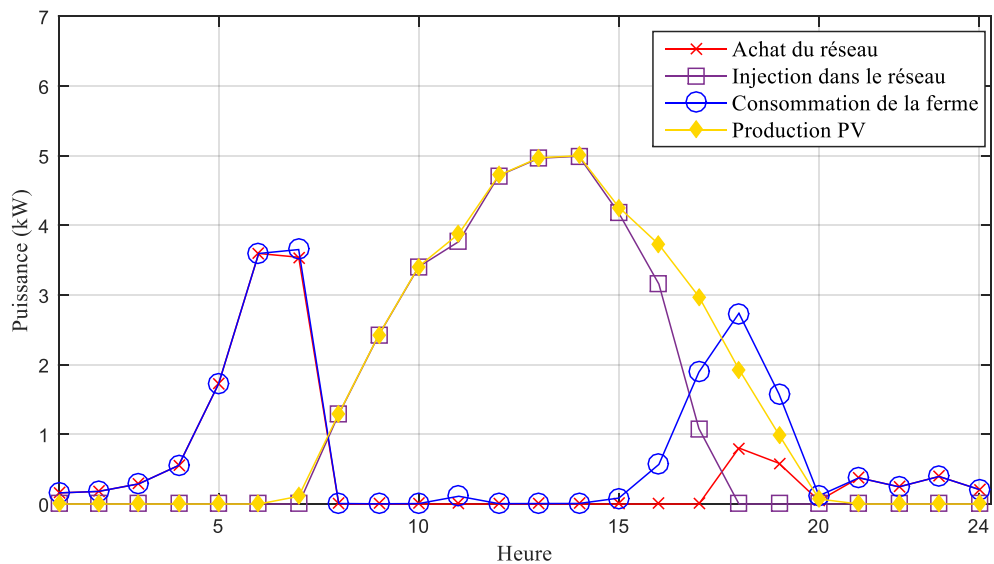


Figure 4.18 : Bilan énergétique horaire de la ferme de Mitidja avec PV (été)

#### 4.5.2. Etude de l'influence des paramètres d'entrée sur le système PV optimal

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau (PVRR) optimaux pour les fermes agricoles algériennes donnés par le tableau 4.7 ont été obtenus en fixant certains paramètres d'entrée qui peuvent varier avec le temps et rendre les résultats de nos simulations inexploitable. Nous proposons dans cette section une étude d'impact de la variation de ces paramètres sur le système optimal de la ferme de Mitidja afin de définir la sensibilité de ce dernier à la variation de chacun d'entre eux.

Tableau 4.7 : Systèmes PVRR optimaux pour les fermes agricoles algériennes

	Mitidj	Sétif	Annab	Chlef	Tiare	Tizi-	Ghard
<b>Potentiel solaire (kWh/m<sup>2</sup>/jour)</b>	4,51	4,62	4,48	4,65	4,93	4,55	5,43
<b>Température ambiante (°C)</b>	18,1	14,8	17,8	17	15,6	7,8	22,6
<b>Consommation ferme (kWh/an)</b>	8614	5660	6023	6278	6388	6314	6241
<b>PV(kWc)/Onduleur(kW)</b>	6,24/5	4,32/3,5	4,8/4	4,8/4	4,32/3,5	4,8/4	3,84/3
<b>Fraction renouvelable (%)</b>	57	59	59	60	58	58	57
<b>Productivité PV(kWh/kWc)</b>	1535	1586	1537	1587	1690	1553	1810
<b>Prix de vente d'élec (\$/kWh)</b>	0,148	0,134	0,148	0,134	0,121	0,148	0,109
<b>Investissement initial Ci(\$)</b>	10,190	7,070	7,900	7,900	7,070	7,900	6,240
<b>Coût de l'énergie COE(\$/kWh)</b>	-0,005	0,028	0,019	0,030	0,033	-0,008	0,012
<b>Temps de remboursement (ans)</b>	8,1	10,8	10	10,9	11,2	10	11,4
<b>Electricité injectée (kWh/an)</b>	7,351	5,287	5,743	5,795	5,531	5,726	5,331
<b>Electricité achetée (kWh/an)</b>	7,346	4,780	5,124	5,217	5,353	5,331	5,324
<b>Autoconsommation (kWh/an)</b>	1,268	880	900	1,061	1,035	983	917
<b>CO2 atténué (ton/durée de vie)</b>	0,057	5,825	7,125	6,650	2,055	4,550	0,075

##### 4.5.2.1 Impact de la variation des conditions climatiques sur le système optimal

Le potentiel solaire et la température ambiante sont les deux paramètres les plus importants influant sur la dimension du système optimal et sa production énergétique, comme le montre la figure 4.19, la dimension optimale du système augmente significativement avec la diminution des ressources solaires. Les emplacements possédant un rayonnement solaire moyen quotidien de moins de 3 kWh/m<sup>2</sup> nécessitent un générateur photovoltaïque supérieur à 9,6kWc pour répondre à la contrainte de l'équilibre énergétique, impliquant ainsi un coût d'investissement initial important.

Lorsque le rayonnement solaire augmente au-dessus de 5kWh/m<sup>2</sup>/jour, la dimension du système optimal diminue d'une manière plus lente avec cette augmentation.

Les effets de la température sont pris en compte pour le calcul de la puissance générée par l'installation photovoltaïque en considérant le coefficient de variation de la puissance maximale avec la température du module CEM240P-60 qui est de -0,37%/°C.



On remarque comme illustré par la figure 4.20, que l'augmentation de la température ambiante moyenne annuelle de 22°C (de 18°C à 40°C) accroît le système optimal par 480Wc. L'effet du rendement des modules photovoltaïques et du coefficient de température sur la production énergétique sont présentés par la figure 4.21.

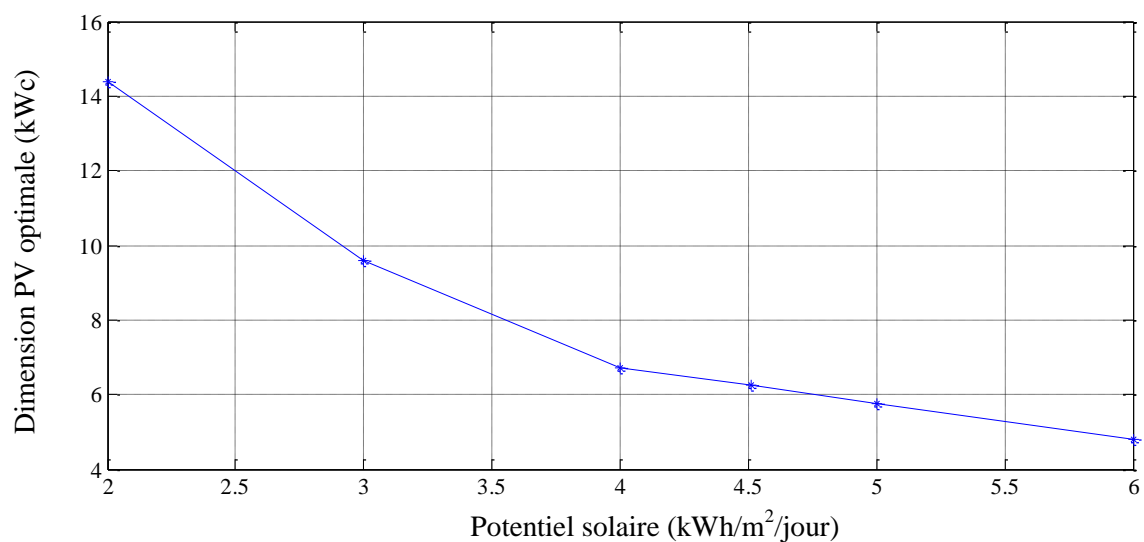


Figure 4.19 : Impact du rayonnement solaire sur le système PV optimal

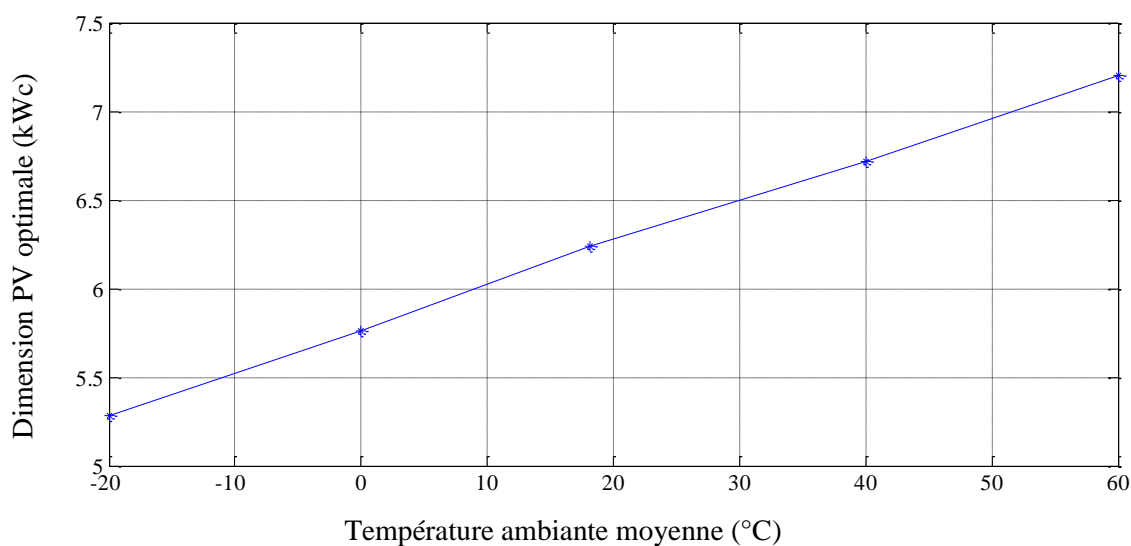


Figure 4.20 : Impact de la température sur le système PV optimal

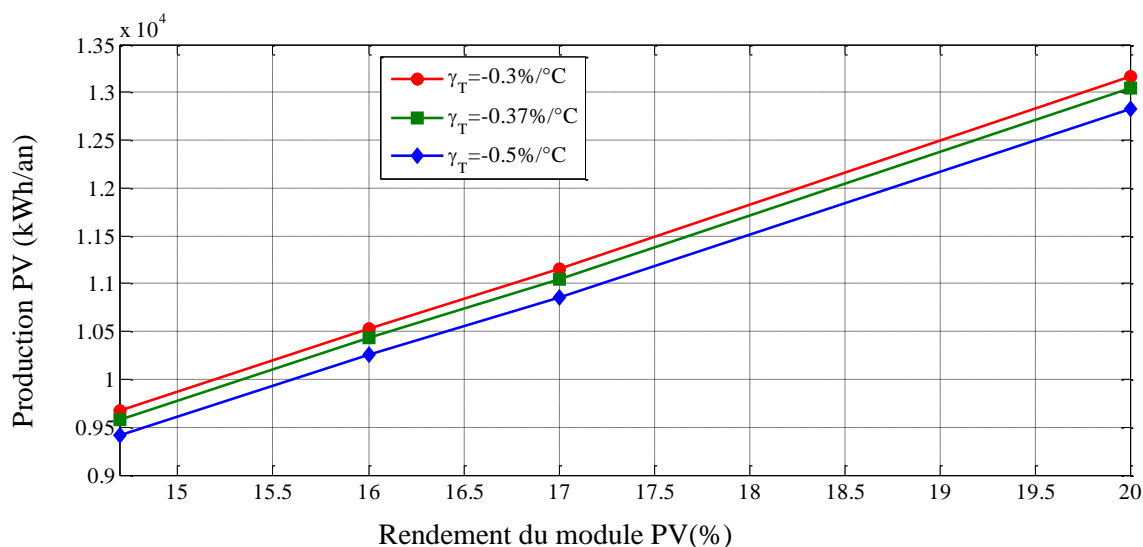


Figure 4.21 : Impacts du rendement PV et du coefficient de température sur le system optimal

#### 4.5.2.2 Impact de la variation de la consommation sur le système optimal

La variation de la consommation énergétique de la ferme agricole affecte directement la capacité du système photovoltaïque à satisfaire la charge et implique un redimensionnement du système.

Si on suppose que l'indice de consommation EUI de la ferme est fixe pour toutes les fermes de la région de Mitidja, cette hypothèse implique que la seule variable influant sur la consommation énergétique sera l'effectif du troupeau de la ferme (nombre de vaches laitières). On peut dans ce cas à partir de l'indice de consommation d'énergie des fermes laitières de Mitidja évalué à 330kWh/vache/an (chapitre.3), avec une production moyenne de lait de 5000litre/an déduire un indice de consommation modifié de 6,6kWh/100l de lait.

La figure 4.22 présente la dimension optimale du générateur photovoltaïque en fonction de la variation de la consommation énergétique exprimée par le nombre de modules PV en fonction de la taille du troupeau. Pour une ferme de 10 vaches, le système optimal est composé d'un générateur PV de 2.4kWc et d'un onduleur de 2kW. De même que pour une ferme de 30 vaches, le système optimal est composé d'un générateur PV de 6,5kWc et d'un onduleur de 5,5kW. On constate que le nombre de modules photovoltaïques du système optimal est quasiment identique à la taille du troupeau de la ferme. Cette constatation pourra faciliter aux agriculteurs l'estimation du nombre de modules photovoltaïques ainsi que la superficie du toit nécessaire pour l'installation du système d'une manière approximative.

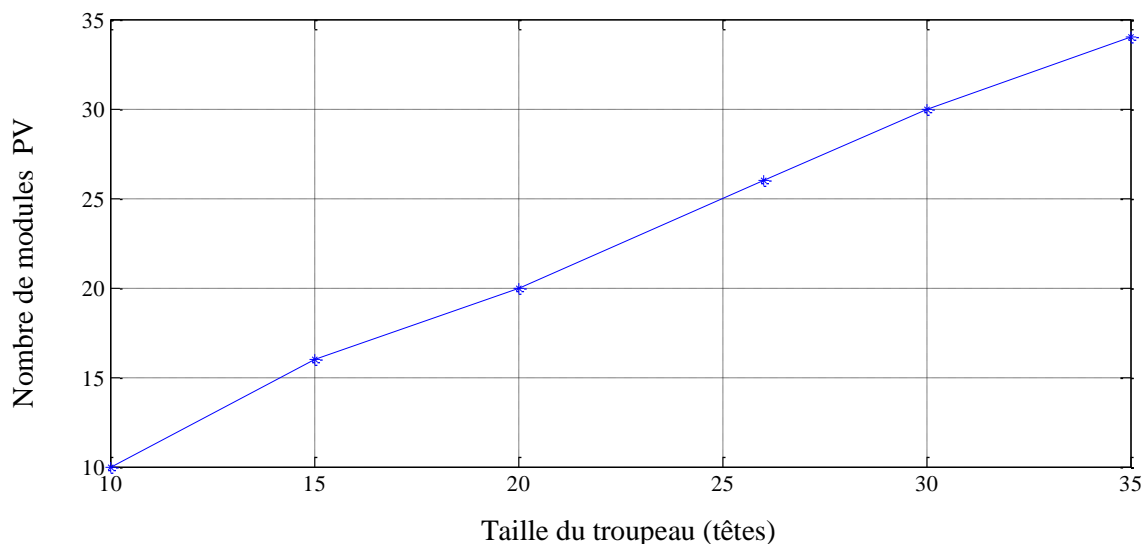


Figure 4.22 : Impact de la taille du troupeau sur le système PV optimal

#### 4.5.2.3 Impact de la variation des paramètres économiques sur le système optimal

Les paramètres économiques qui influent sur le coût total du système optimal comprennent les prix des composants du système, les prix d'achat et de vente de l'électricité et le taux d'intérêt. La figure 4.23 illustre les résultats de l'analyse effectuée en tenant compte de la variation de chaque paramètre au sein du système optimisé.

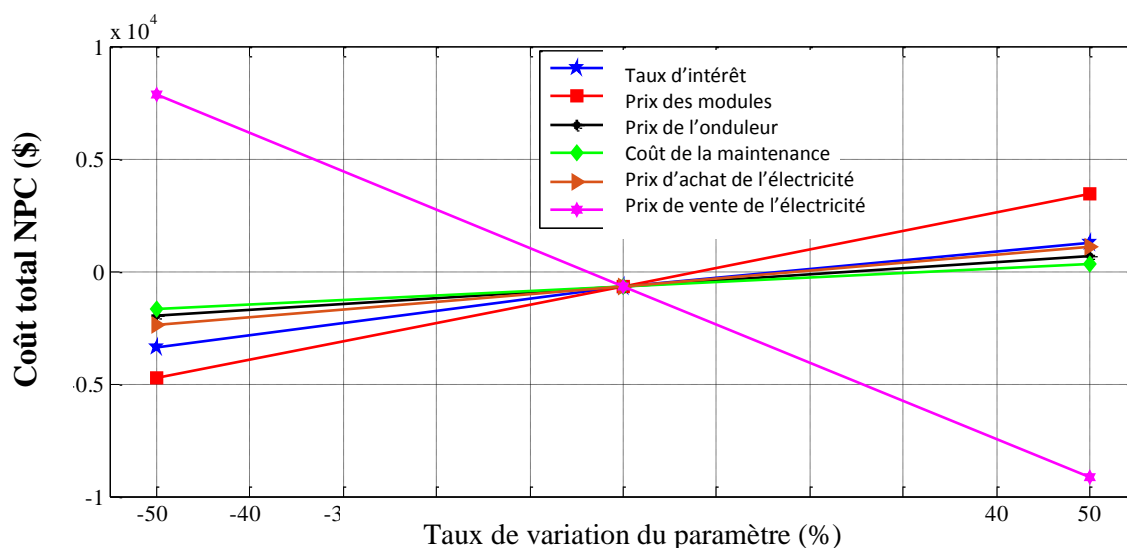


Figure 4.23 : Impact des paramètres économiques sur le coût du système PV optimal.

On constate que le coût du système est significativement affecté par les prix de l'électricité et proportionnel à ceux des composants: L'augmentation du prix de vente de l'électricité photovoltaïque de 50% se traduit par 13 fois plus de bénéfices et l'augmentation du coût initial d'acquisition des composants par 50% cause l'accroissement du coût total du système NPC de 600% pour les modules PV et de 200% pour l'onduleur.

Le taux d'intérêt  $i$  est le taux qui permet de faire la conversion entre le coût ponctuel et les coûts annualisés de l'investissement. Il est habituellement utilisé pour estimer le coût d'un projet qui possède des dépenses futures comme les frais d'entretien, les coûts de remplacement des composants et le coût net d'interaction avec le réseau. Il permet d'actualiser la valeur de ces dépenses pour estimer leur valeur actuelle et la comparer avec l'investissement initial. En Algérie, un taux d'intérêt nominal de 8% est utilisé pour emprunter de l'argent par les banques [311], et le taux d'inflation annuel est de 3,84% [312]. Une analyse de sensibilité du système au taux d'intérêt afin de considérer les variations liée aux fluctuations du marché montre que le coût total moyen du système NPC devient quatre fois plus faible en diminuant le taux d'intérêt réel  $i$  de 4% à 6%. Comme illustré par la figure 4.23, l'augmentation du taux d'intérêt réel provoque un accroissement du coût moyen total du système NPC due à la hausse du facteur de recouvrement CRF impliquant la réduction des revenus des échanges entre le système et le réseau.

#### 4.5.3. Impact du système photovoltaïque sur le réseau électrique BT

Le réseau électrique de distribution BT actuellement conçu pour transférer la puissance énergétique aux charges électriques n'est pas prévu pour être connecté à des sources d'énergie distribuées. Plusieurs études d'impact de l'introduction de ces sources de production distribuées d'électricité sur le réseau basse tension ont été effectuées [313].

L'injection de la puissance générée par le système photovoltaïque de la ferme dans le réseau électrique BT provoque une augmentation de la tension dans le point de connexion et dans le réseau environnant. Cette augmentation pourra affecter la régulation de la tension du réseau selon l'emplacement et la dimension du générateur photovoltaïque. Malgré que le système photovoltaïque optimal conçu pour la ferme est de petite dimension et constitue une faible pénétration, nous avons jugé utile de simuler le fonctionnement du réseau de distribution avant et après l'introduction de ce système. Cette simulation réalisée à l'aide du logiciel ETAP [314], spécialisé dans la modélisation et le contrôle des éléments

du réseau, a pour objectif de vérifier que la tension du réseau reste dans une plage admissible ( $U = U_n \pm 5\%$ ) après l'introduction de ce système.

Le réseau BT simulé est illustré dans la figure 4.24; il est constitué d'une source d'énergie U1 de 20kV/50Hz reliée à un transformateur T1 de 20kV/380V d'une puissance de 200kW et de huit points de raccordement (bus). La ferme est située sur le troisième bus de ce réseau à mi-chemin de 100m entre le transformateur et le quatrième bus. Son raccordement est suivi par 15 charges représentant des consommations résidentielles typiques de 15kWh/jour répartie sur cinq bus séparés par des longueurs de 20m. Les câbles électriques utilisés sont en aluminium et présentent une impédance  $Z=(0,19385+j0,10524)(\Omega/\text{km})$ .

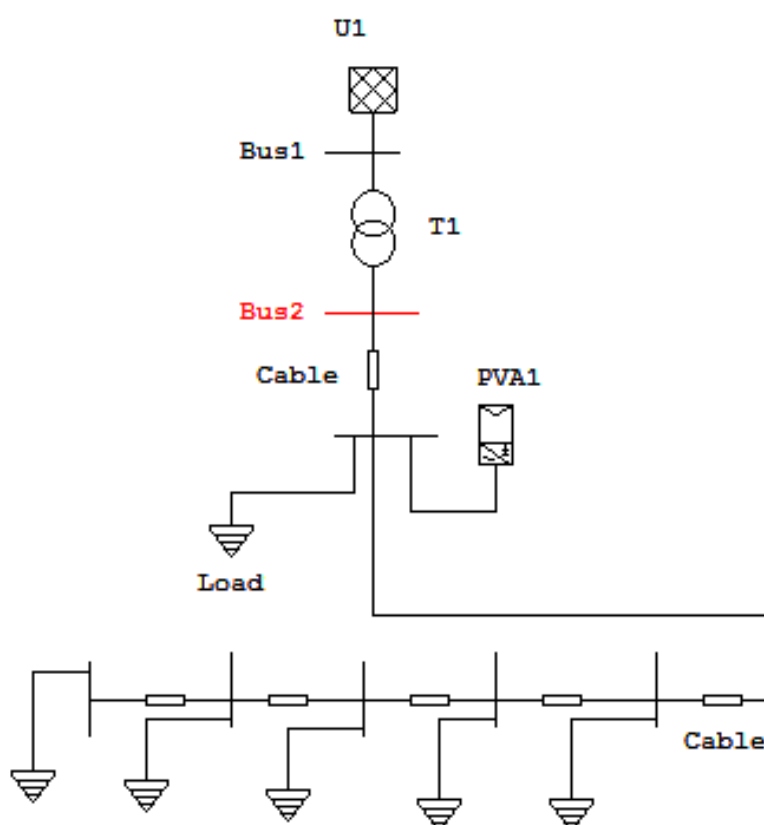


Figure 4.24 : Schéma unifilaire utilisé pour l'étude du système PV raccordé au réseau

Les résultats obtenus de la simulation du transfert de puissance en régime permanent permet de visualiser la tension dans tous les bus du réseau. Nous nous intéressons particulièrement à la tension du bus3 relié à la ferme et la tension du dernier bus (bus8) alimentant la charge la plus lointaine. Pour cela, deux cas ont été considérés :

-Cas du réseau seul (base de comparaison).

-Cas de l'introduction d'un système PV de 6,24kWc à la ferme (scénario4)

Un troisième cas supplémentaire introduisant un système PV optimisé de puissance crête maximale de 25,2kWc (scénario1) a été aussi considéré pour pouvoir comparer les résultats du deuxième cas précédent à ce cas limite.

Les résultats obtenus sont illustrés dans la figure 4.25 (bus3) et la figure 4.26 (bus8). On constate, ce qui est évident, que la chute du niveau de la tension du réseau avant l'introduction du système PV est proportionnelle à la puissance absorbée à partir du réseau. Dans ce cas, le niveau de tension du troisième bus varie entre 99,9% à 2h (pratiquement pas de charge) et 99,1% à 19h où la charge est maximale. En introduisant le système photovoltaïque de 6,24kWc, le niveau de tension augmente de 0.1% durant la période ensoleillée (de 10h à 17h). Cette augmentation de niveau de la tension devient plus significative en introduisant le système PV de 25,2kWc. Ce dernier permet de dépasser le seuil de 100% en ajoutant plus de 0.3% de la tension nominale. De même pour le bus 8, l'introduction des deux systèmes PV précédents permet le renforcement du niveau de tension du réseau. On constate qu'en s'éloignant de la source d'énergie la chute de tension devient plus importante (jusqu'à 1,4%) et se rapproche des seuils de  $\pm 2\%$ , ce qui nous permet de nous assurer que le système PV optimal choisi est loin de perturber le réseau de distribution BT auquel il est connecté.

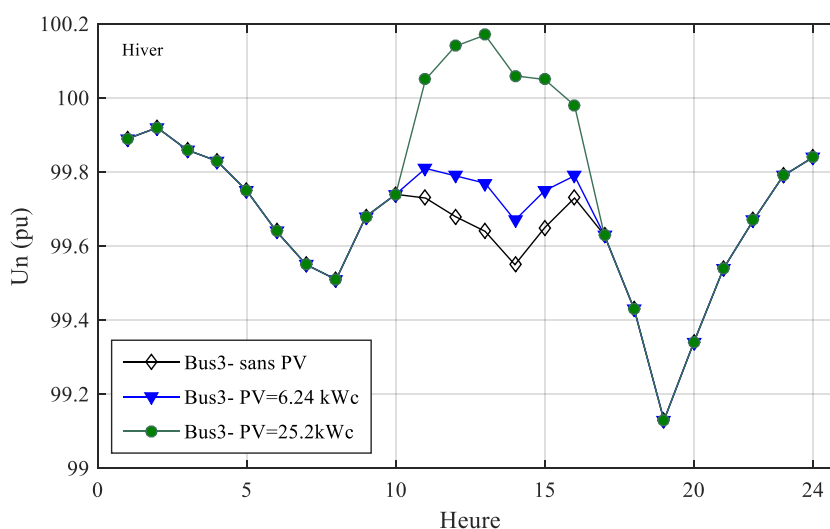


Figure 4.25 : Impact du système PV sur les niveaux de tension du bus 3 du réseau

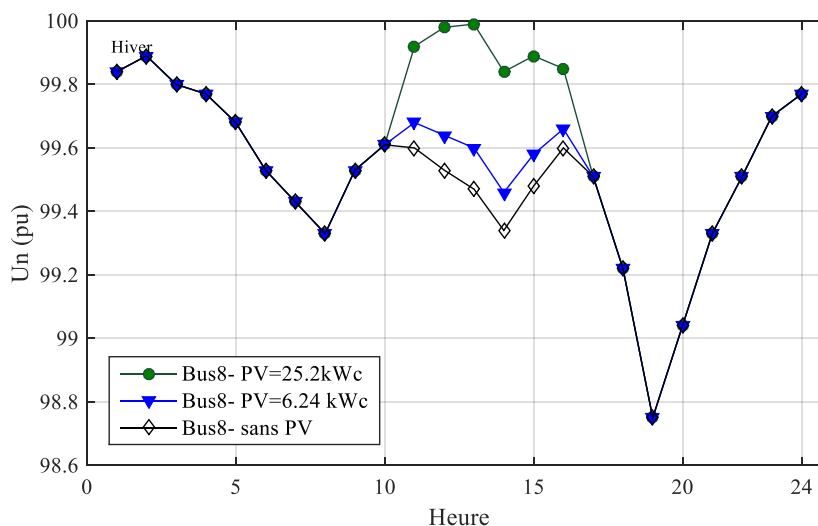


Figure 4.26 : Impact du système PV sur les niveaux de tension du bus 8 du réseau

#### 4.5.4. Impact de l'hybridation du système adapté à la ferme [315]

L'hybridation du système photovoltaïque avec d'autres sources d'énergie comme l'éolien permettra d'augmenter la disponibilité de l'énergie renouvelable au sein de la ferme agricole. En plus, l'introduction d'un dispositif de stockage pourra établir un décalage temporel de la production d'électricité renouvelable et la faire correspondre aux besoins de la charge. Cette hybridation s'avère donc la meilleure option permettant d'élever le taux d'autoconsommation de l'énergie propre dans les fermes agricoles algériennes. Cette section a pour but d'analyser l'impact de l'hybridation sur la fraction renouvelable et le taux d'autoconsommation du système et de comparer les performances du système hybride avec le système optimisé obtenu. Pour cela, nous considérons deux scénarios supplémentaires : le premier (scénario 5) permet la génération de plus de 80% de l'énergie disponible à partir de sources renouvelables ( $RF \geq 80\%$ ) et le deuxième (scénario 6) assure la satisfaction des besoins de la ferme par l'autoconsommation de l'énergie renouvelable produite localement in-situ. Pour réaliser ces scénarios, il a fallu prévoir les trois configurations réalisables, illustrées par la figure 4.27, suivantes [235] :

- Système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage
- Système hybride (PV/éolien) raccordé au réseau sans stockage
- Système hybride (PV/éolien) raccordé au réseau avec stockage

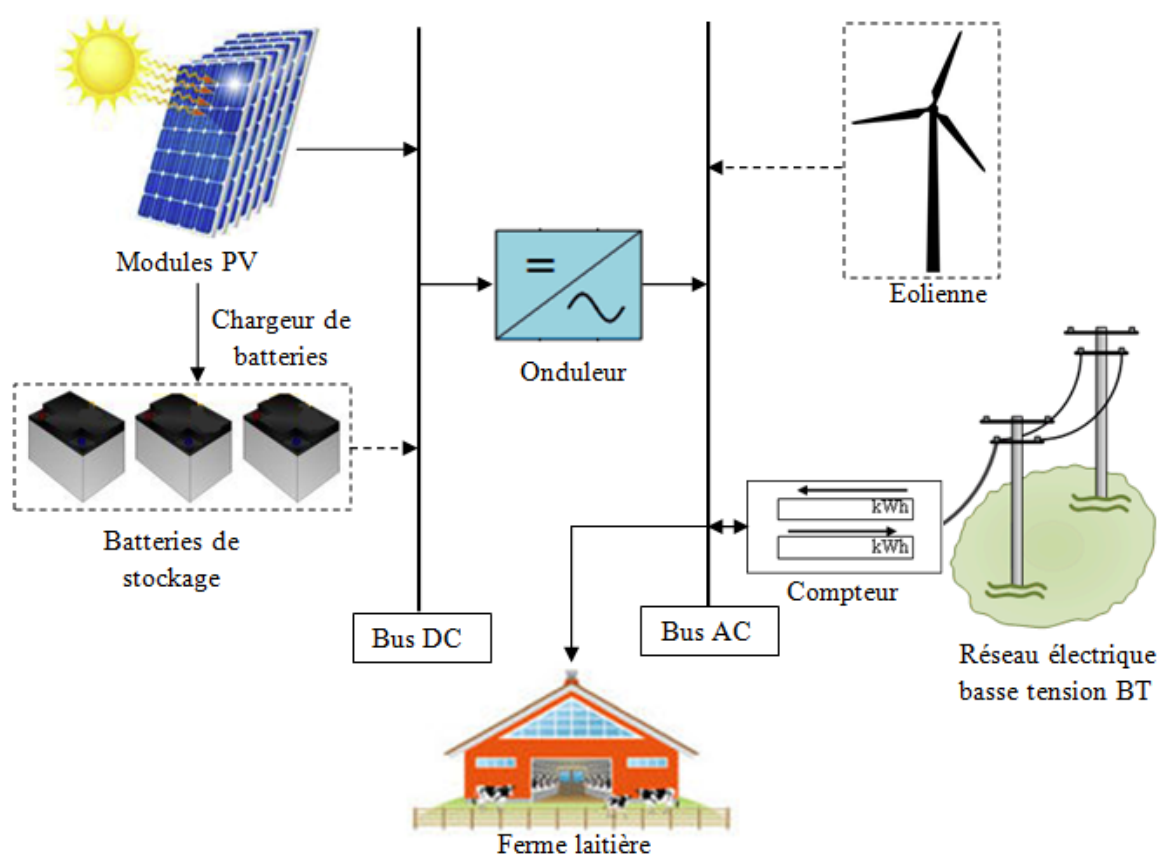


Figure 4.27 : Système photovoltaïque raccordé au réseau hybride.

Les systèmes optimaux des deux nouveaux scénarios pour les sept régions étudiées sont donnés par le tableau 4.8.

Tableau 4.8 : Résultats d'optimisation pour les scénarios 5 et 6.

Région	scénario 5			scénario 6	
	Système optimal PV/OND/EOL (kW)	Coût initial (\$)	Fraction renouvelable RF (%)	Système optimal PV/OND/EOL/#BAT (kW)	Coût initial (\$)
Mitidja	25,2/17,5/0	40,075	87	15,84/10,0/0/24	48,790
Sétif	9,6/7,0/25	65,400	96	8,16/5,0/0/24	36,710
Annaba	11,52/8,0/25	68,320	90	9,12/5,0/0/24	37,970
Chleff	13,44/9,5/0	21,440	82	13,44/6,0/0/16	36,040
Tiaret	16,32/11,5/0	26,020	86	12,96/5,5/0/16	35,210
Tizi-Ouz	14,4/10,0/0	22,900	83	10,08/5,5/0/24	39,430
Ghardaïa	12,48/9,0/0	19,980	83	7,2/5,5/0/16	27,650

On peut déduire de ce tableau que le système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage initial représente la configuration optimale pour le scénario 5 de la plupart des régions. Ceci est dû au faible gisement éolien de ces régions (une vitesse de vent moyenne



avoisinant les 3m/s) ce qui rend la production d'énergie à partir de cette ressource non rentable. Cependant, les systèmes optimaux pour les deux régions de Sétif et Annaba sont de type hybride photovoltaïque/éolien sans stockage raccordé au réseau. Ce qui s'explique par l'incapacité du système photovoltaïque seul de produire 80% de l'énergie totale disponible à cause de la consommation élevée des fermes de ces deux régions par rapport aux autres fermes (voir chapitre3).

La configuration optimale des systèmes des sept régions étudiées pour le scénario 6 est le photovoltaïque avec stockage raccordé au réseau. On constate que la capacité nominale des onduleurs utilisés pour ce scénario est faible devant celle des systèmes sans stockage. La diminution de cette puissance s'explique par le fonctionnement du chargeur des batteries, qui absorbe l'énergie produite par les modules photovoltaïques à partir du bus DC avant l'intervention de l'onduleur. Le dimensionnement des onduleurs dépend dans ce cas-là non pas de la puissance crête du générateur PV mais de la puissance maximale appelée par la ferme à partir des batteries. La capacité de stockage des batteries dépend essentiellement du nombre de jours successifs à faible disponibilité du rayonnement solaire où l'autonomie de la batterie doit être suffisante pour assurer la fiabilité du système. Les figures 4.28 et 4.29 représentent une comparaison des bilans énergétique et économique du système photovoltaïque raccordé au réseau adapté à la ferme et les deux systèmes correspondants aux scénarios 5 et 6 pour la région de Sétif.

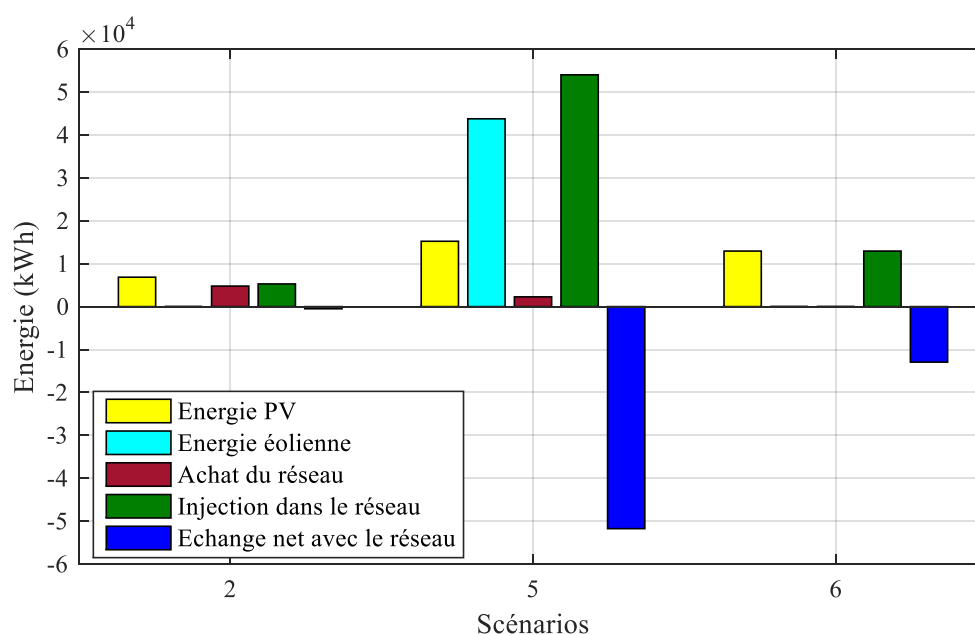


Figure 4.28 : Comparaison des bilans énergétiques du système optimal avec les systèmes des scénarios 5 et 6.

Le système hybride PV/éolien sans stockage (scénario 5) permet la production de 59MWh/an d'électricité renouvelable, plus de 90% de cette énergie est injectée dans le réseau permettant ainsi une augmentation de l'apport énergétique au réseau dix fois supérieur à celui du système PV raccordé au réseau adapté à la ferme du scénario 2. Pour le système du sixième scénario, tous les besoins énergétiques de la ferme sont couverts par l'autoconsommation de la production photovoltaïque locale et l'énergie excédentaire après la charge totale des batteries est injectée dans le réseau. A l'opposé du système PV du scénario 2 qui réalise un équilibre énergétique, les deux scénarios 5 et 6 proposent des systèmes qui injectent une quantité non négligeable d'électricité dans le réseau. Cependant, et comme illustré dans la figure 4.29, le bilan économique de ces deux scénarios n'est pas très attractif financièrement à cause du coût initial très élevé et le coût total du système qui ne permet pas de générer des revenus sur la durée de vie du projet. Le retour sur l'investissement se fait en 16,8 ans et 23 ans pour les scénarios 5 et 6 contre 10 ans pour le système du deuxième scénario. Nous concluons que malgré les avantages énergétiques de l'hybridation du système photovoltaïque par l'énergie éolienne et de l'introduction d'un dispositif de stockage, le système photovoltaïque raccordé au réseau est la configuration technico économiquement optimale et que le système retenu à l'issue de notre étude est le mieux adapté aux fermes agricoles algériennes.

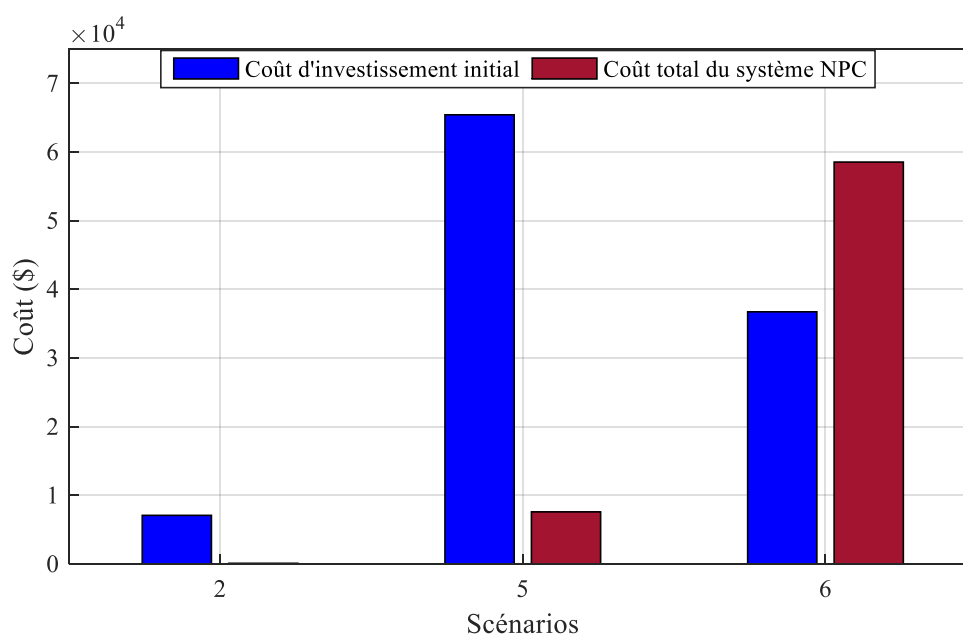


Figure 4.29 : Comparaison des bilans économiques du système optimal avec les systèmes des scénarios 5 et 6.

#### 4.6. Conclusion

Ce chapitre a été destiné à l'étude de l'impact de l'introduction des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau BT dans les fermes agricoles algériennes. Le dimensionnement du système photovoltaïque raccordé au réseau destiné aux fermes de sept régions algériennes a été réalisé, après avoir proposé quatre scénarios reposant sur des contraintes énergétiques et économiques pour leurs optimisations. Les systèmes optimaux correspondant à chaque scénario ont été enfin identifiés en utilisant la simulation par les deux environnements MATLAB et HOMER.

Une étude d'impact technico-économique et environnemental a été ensuite réalisée pour le système photovoltaïque optimal adapté aux exigences des agriculteurs locaux. Ce système permet de réaliser un équilibre dans le bilan énergétique de la ferme par la réinjection de toute l'énergie électrique achetée à partir du réseau. Une caractérisation portant sur les performances de ce système optimal adapté a été établie et son impact sur le niveau de tension du réseau BT environnant a été investigué. L'impact de l'hybridation du système PV par l'éolien et l'introduction du stockage a été aussi évalué. Malgré que cette hybridation permette d'améliorer le taux d'autoconsommation et d'injection, le système photovoltaïque raccordé au réseau constitue la configuration la plus rentable retenue pour les fermes algériennes. Les impacts les plus intéressants de l'introduction de ce système sont l'effacement du profil de la consommation de la ferme et l'injection d'une quantité non négligeable d'énergie de sources renouvelables et non polluantes dans le réseau contribuant ainsi dans son renforcement et la génération de revenus financiers à l'agriculteur.



## CONCLUSION GENERALE

Pour parvenir à une sécurité alimentaire nationale, l'Algérie doit d'abord passer par l'amélioration de la qualité de l'énergie et de sa disponibilité en milieu rural agricole. Le développement du secteur agricole se révèle pour cela indissociable de l'intensification de la consommation de l'énergie électrique dont l'accès nécessite de tenir compte du contexte spécifique de la nouvelle politique énergétique nationale d'intégration progressive des énergies renouvelables. L'évaluation, dans cette opération, de l'impact de l'introduction des systèmes solaires photovoltaïques raccordés au réseau BT sur le bilan électrique des fermes agricoles algériennes a fait l'objet du travail de cette thèse.

Dans le but d'évaluer la pertinence de la mise en place des systèmes photovoltaïques dans les fermes agricoles, il était nécessaire, pour ce premier objectif, de quantifier et d'analyser le potentiel des ressources solaires à travers les sept bassins laitiers étudiés du territoire national. Une approche à base d'une technique Top-Down qui subdivise ce potentiel en potentiel global, potentiel théorique et potentiel pratique a été appliquée. Les modèles mathématiques proposés offrent une estimation fiable et validée expérimentalement pour une région donnée. En plus, un modèle général pour des sites algériens a été proposé. Ce modèle sera une solution pour les régions qui ne disposent d'aucune source de données solaires. La validation de ces modèles a été établie expérimentalement par des données météorologiques de température, d'humidité et du rayonnement solaire obtenues à partir de mesures expérimentales locales pour la région de Mitidja et satellitaires pour les autres régions.

La production de l'énergie électrique a été calculée en exploitant les modèles basés sur les systèmes à onduleurs monophasés sans isolation galvanique vu leur supériorité pour les applications photovoltaïques distribuées de faible puissance (une dizaine de kilowatts). L'aspect "exigences techniques du raccordement au réseau BT" doit à notre avis être établi officiellement par le législateur algérien conformément aux recommandations des organismes de normalisation électrique internationales tels que l'IEEE, l'IEC, le CEN et le DIN, pour ouvrir la voie aux raccordements réseaux.

Après avoir défini tous les paramètres permettant de modéliser la production énergétique des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, il a été possible d'estimer la

consommation énergétique des fermes laitières algériennes. La méthodologie adoptée consiste à réaliser une typologie des fermes algériennes afin d'identifier les caractéristiques de la ferme typique pour chaque région et reconstituer cette ferme dans une exploitation expérimentale de l'institut technique de l'élevage ITELV. La consommation de ces fermes laitières a été déterminée en consultant les archives des factures électriques et en effectuant des mesures expérimentales au sein de la ferme à l'aide d'un analyseur de réseau professionnel. Les postes électriques les plus énergivores ont été identifiés comme la traite et le stockage du lait qui représentent plus de 60% de l'énergie totale consommée. Après l'interrogation des agriculteurs sur leurs pratiques d'élevage et la consultation des standards établis par l'ITELV, une méthode de rationalisation de cette consommation a été proposée par l'application des mesures d'efficacité énergétique sur trois niveaux d'intervention à savoir l'économie d'énergie, l'utilisation d'équipements efficaces et la gestion du temps d'utilisation. Cette procédure a permis d'estimer la consommation énergétique des fermes laitières algériennes et de parvenir à proposer un profil de charge de ces fermes. Les besoins énergétiques ont été estimés entre 330kWh/vache/an pour les fermes de la région de Mitidja et 560kWh/vache/an pour la région de Sétif. Ces besoins changent en fonction de plusieurs paramètres comme les conditions climatiques, la taille du troupeau de la ferme, l'efficacité énergétique des équipements utilisés et la production laitière totale.

La dimension optimale du système photovoltaïque raccordé au réseau le plus adapté au contexte énergétique algérien actuel a été identifiée. Ce système constitue une solution énergétique alternative et durable contribuant à la diminution de la consommation des énergies fossiles, ne dégageant pas de gaz à effet de serre, et permettant une injection d'un flux énergétiques dans le réseau électrique.

La configuration optimale a été obtenue après la définition des variables d'entrées du système et des critères d'optimisation économiques, techniques et environnementaux qui mettent en œuvre l'une des quatre situations considérées suivantes:

- Utiliser la totalité du toit du bâtiment d'élevage pour la production photovoltaïque.
- Couvrir la totalité de l'énergie importée du réseau afin d'établir un équilibre dans le bilan énergétique de la ferme (zero energy system).

- Obtenir un coût de fonctionnement nul sur la durée de vie du système (zero operation cost system).
- Obtenir un coût total sur la durée de vie du projet nul (zero cost system).

Les systèmes optimaux correspondant à chaque scénario cité précédemment ont été enfin identifiés après simulation de toutes les configurations possibles par le logiciel HOMER pour générer une liste des systèmes faisables classés par leurs coûts. Un programme de simulation développé dans l'environnement MATLAB a permis ensuite d'importer la liste des systèmes réalisables simulés auparavant et de les traiter selon le problème d'optimisation considéré jusqu'à l'identification du système optimal.

L'analyse des résultats obtenus sur le dimensionnement des systèmes PV montre que pour la région de Mitidja, le système optimal obtenu comporte un générateur photovoltaïque de 6,24kWc et un onduleur de 5kW. Ce système coûte lors de son installation à l'éleveur un peu plus de 10 mille dollars soit 1,1 million de dinar algérien. Cependant, cet investissement sera rapidement amorti par les revenus provenant de la vente de l'électricité verte produite par la ferme. Le bénéfice moyen de la production photovoltaïque in-situ dans la ferme est de l'ordre de 0,005\$/kWh. En plus de l'impact énergétique qui se traduit par l'autoproduction d'une partie de l'énergie consommée et l'injection du surplus dans le réseau, d'autres impacts de type économique et environnemental résultent de l'introduction du système photovoltaïque dans la ferme. Le profit net de cette introduction, en comparaison avec les dépenses avant l'installation du PV, est estimé à plus de 5000\$. De plus, la quantité de gaz à effet de serre résultante de la consommation énergétique de la ferme est réduite de 99 tonnes de CO<sub>2</sub> sur la durée de vie du projet.

Pour les autres régions étudiées du territoire national, nous avons conclu que le système photovoltaïque raccordé au réseau le plus adéquat pour les régions côtières (Annaba et Tizi-Ouzou) est constitué de 4,8kWc et d'un onduleur de 4kW. Pour les hauts plateaux (Sétif et Tiaret) le système constitué de 4,32kWc et d'un onduleur de 3,5kW est le mieux adapté. Enfin, le système photovoltaïque de 3,84kWc et d'un onduleur de 3kW représente la configuration optimale pour la région de Ghardaïa caractérisée par son potentiel solaire exceptionnel.

Les paramètres influant sur la dimension des systèmes optimisés sur laquelle nous avons travaillé sont :

- Les paramètres énergétiques comme le rayonnement solaire et la consommation énergétique des fermes.
- Les paramètres techniques du système comme le rendement des modules photovoltaïque et leur coefficient de température.
- Les paramètres économiques comme les prix des modules PV, de l'onduleur et leur coût de fonctionnement, les prix de l'électricité et le taux d'intérêt considéré.

L'évaluation de l'impact de ces paramètres nous servira comme outil pour la détermination d'éventuelles sources d'amélioration possibles sur lesquelles nous devons agir en vue d'obtenir un système optimal moins cher.

Les systèmes PV obtenus lors de cette étude peuvent être réalisés aisément par les investisseurs dans le domaine de production d'énergie. Ils génèrent beaucoup de profit pour la ferme sur les plans énergétique, économique et environnemental. Enfin, ils n'auront aucun impact sur le bon fonctionnement du réseau électrique de distribution BT du fait de leur faible pénétration dans celui-ci.

Les perspectives à ce travail de thèse sont:

- L'étude de l'introduction du système optimal photovoltaïque raccordé au réseau obtenu à d'autres cultures agricoles comme la viticulture qui nécessite beaucoup de lumière et chaleur ou les cultures dans les serres agricoles et hydroponiques hors sol qui possèdent des environnements contrôlés.
- L'étude de l'impact de l'hybridation du système photovoltaïque raccordé au réseau par des sources d'énergie renouvelable plus disponibles à la ferme comme la valorisation des déchets agricoles par la biomasse et le biogaz.



## APPENDICE

### A. LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

#### A.1. LISTES DES SYMBOLES

$\alpha\beta$	: Repère stationnaire	
$\beta$	: L'angle d'inclinaison du capteur solaire par rapport à l'horizontal	°
$\gamma$	: Facteur de dégradation	
$\gamma_{AC}$	: Facteur de perte des interconnexions du côté AC	
$\gamma_{AGE}$	: Facteur de dégradation causée par le vieillissement	
$\gamma_{DC}$	: Facteur de perte de puissance du côté continu	
$\gamma_{ext}$	: Facteur des pertes dues aux conditions externes	
$\gamma_s$	: L'azimut solaire	°
$\gamma_T$	: Coefficient de dégradation par la température	
$\delta$	: L'angle de déclinaison solaire	°
$\theta$	: L'angle d'incidence (entre $E_{bh}$ et la normale du capteur)	°
$\theta'$	: Phase de sortie du contrôleur PLL	rad
$\theta^*$	: Phase d'entrée au contrôleur PLL	rad
$\Delta\theta$	: L'erreur de phase	rad
$\theta_z$	: L'angle du zénith	°
$\rho$	: La réflectivité du sol	
$\sigma$	: La déviation standard de la fonction gaussienne	
$\phi$	: La latitude	°
$\omega$	: L'angle horaire du soleil	°
$\omega_s$	: L'angle horaire du coucher de soleil	°
$\eta_{cbat}$	: Rendement de charge de la batterie	%
$\eta_{dbat}$	: Rendement de décharge de la batterie	%
$\eta_{inv}$	: Rendements de l'onduleur	%
$\eta_{PV}$	: Rendements des modules PV	%
$A$	: Le facteur d'idéalité de la diode modifié (modèle PV)	
$A_{ref}$	: Le facteur d'idéalité modifié de référence	
$A_i$	: Gain en courant	
$A_v$	: Gain en tension	

$A_{PV}=A_{sys}$	: Surface du champ photovoltaïque	$m^2$
$A_{max}$	: Superficie disponible maximale du toit	$m^2$
$a, b, c, d, e,$ $f, g$	: Coefficients de régression	
$C_{DC}$	: Condensateur du bus DC	F
$C_{ex}$	: Coût net d'interaction avec le réseau	\$/an
$C_I$	: Coût d'investissement initial	\$
$C_R$	: Coût de remplacement	\$
$C_O$	: Coût de fonctionnement	\$/an
$C_s$	: La constante solaire	$W/m^2$
COE	: Cost of energie : coût de l'énergie actualisé	\$/kWh
$Cost$	: Coût du système	\$
CRF	: Capital recovery factor : facteur de récupération du capital	
$D$	: Rapport cyclique	
$dq$	: Repère synchrone	
$E_0$	: Le rayonnement solaire extraterrestre	$W/m^2$
$E_{gh}$	: Le rayonnement solaire global sur un plan horizontal	$W/m^2$
$E_{bh}$	: Le rayonnement solaire direct sur un plan horizontal	$W/m^2$
$E_{dh}$	: Le rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal	$W/m^2$
$E_{rh}$	: Le rayonnement solaire réfléchi sur un plan horizontal	$W/m^2$
$E_{gi}$	: Le rayonnement solaire global sur un plan incliné	$W/m^2$
$E_{bi}$	: Le rayonnement solaire direct sur un plan incliné	$W/m^2$
$E_{di}$	: Le rayonnement solaire diffus sur un plan incliné	$W/m^2$
$E_{d,iso}$	: Le rayonnement solaire diffus isotrope sur plan horizontal	$W/m^2$
$E_{d,cs}$	: Le rayonnement solaire diffus circum solaire sur plan horizontal	$W/m^2$
$E_{d,hz.}$	: Le rayonnement solaire diffus par la brillance de l'horizon	$W/m^2$
EL	: Consommation annuelle moyenne	kWh
$E_{tot}$	: Energie totale disponible	kWh
$E_{charge}$	: Consommation de la charge	kWh
$E_{ren}$	: Energie renouvelable générée	kWh
$E_{achetée}$	: Energie achetée à partir du réseau	kWh/an
$E_{vendue}$	: Energie vendue ou injectée dans le réseau	kWh/an
$E_{injectée}$		
$E_{net}$	: Echange énergétique avec le réseau	kWh/an
$E_{sys}$	: Energie garantie par le système	kWh/an
$E_{ferme}$	: La consommation de la ferme	kWh/an

$ET$	: L'équation du temps	minutes
$f$	: Fréquence	Hz
$f^*$	: Le taux d'inflation	%
$f_{an}$	: Fréquence anormale	Hz
$f_n$	: Fréquence normale	Hz
$f_{res}$	: Fréquence de résonance	Hz
$F_{cs}$	: Le facteur de la composante isotrope du rayonnement diffus	
$F_{c-hz}$	: Le facteur de la brillance de l'horizon du rayonnement diffus	
$FCG$	: Facteur de correction global	
$G$	: L'irradiation solaire globale	Wh/m <sup>2</sup> /jour
$\overline{G}$	: L'irradiation solaire moyenne mensuelle	Wh/m <sup>2</sup> /jour
$G_0$	: L'irradiation solaire extraterrestre	Wh/m <sup>2</sup> /jour
$G(p)$	: La fonction de transfert	
$Gh(p)$	: Fonction de transfert du compensateur d'harmonique PR	
$G_{PI}(p)$	: Fonction de transfert du contrôleur PI	
$Gf(p)$	: Fonction de transfert du filtre de sortie	
$Gd(p)$	: Fonction de transfert introduisant un retard d'une période $T_s$	
$G_{STC}$	: Rayonnement solaire aux conditions STC $G_{STC} = 1 \text{ kWh/m}^2$	kWh/m <sup>2</sup>
$g$	: Inductance instantanée	
$\Delta g$	: Inductance incrémentale	
$H$	: L'irradiation solaire horaire globale	Wh/m <sup>2</sup>
$i$	: Taux d'intérêt réel	%
$i'$	: Le taux d'intérêt nominal	%
$I$	: Le courant de sortie de la cellule PV (du module PV)	A
$I_0$	: Le courant de saturation de la diode (modèle PV)	A
$I_{0ref}$	: Le courant de saturation de référence	A
$I_g$	: Courant du point de raccordement au réseau	A
$I_{gref}$	: Courant de référence du réseau	A
$I_{PV}$	: Courant de sortie du générateur PV	A
$I_{mpp}$	: Le courant au point de puissance maximale	A
$I_{mref}$	: Le courant MPP aux conditions de référence	A
$I_{ph}$	: Le photo-courant (modèle PV)	A
$I_{phref}$	: Le photo-courant de référence	A
$I_{sc}$	: Le courant de court-circuit	A
$I_{scref}$	: Le courant de court-circuit aux conditions de référence	A

$k$	: La constante de Boltzmann	$\text{m}^2 \text{kg s}^{-2} \text{K}^{-1}$
$K_t$	: L'indice de clarté	
$K_s$	: L'indice d'ensoleillement	
$k_t$	: L'indice de clarté horaire	
$K_P, K_I, K_D$	: Coefficients du contrôleur PID	
$L$	: La durée de vie des composantes du système	Ans
$L_{site}$	: La longitude	°
$L_{std}$	: L'angle méridien standard	°
MAPE	: Le pourcentage des erreurs absolues	%
MBE	: L'erreur moyenne biaisée	%
MPE	: L'écart moyen entre les valeurs estimées et mesurées	%
$n$	: Le facteur d'idéalité de la diode (modèle PV)	
$n_{jour}$	: Le numéro de la journée de l'année	
$N$	: Le nombre de valeurs comparées	
$N_p$	: Le nombre de cellules (ou modules) PV connectées en parallèle	
$N_s$	: Le nombre de cellules PV (ou modules PV) connectées en série	
$NPC$	: Net Present Cost : cout total actualisé	\$
NSE	: L'indice d'efficacité de Nash–Sutcliffe	
$P_{DC}$	: Puissance continue	W
$P_g$	: Puissance injectée au réseau	W
$P_{in}$	: Puissance produite par le générateur PV	W
$P_n$	: Puissance nominale	kW
$q$	: La charge électronique	C
$R$	: Facteur de dimensionnement de l'onduleur	
$R^2$	: Le coefficient de détermination	
$rb$	: Facteur de conversion du rayonnement direct horizontal en incliné	
$rr$	: Facteur de conversion du rayonnement réfléchi (albedo)	
$rd$	: Facteur de conversion du rayonnement diffus horizontal en incliné	
$R_i$	: Impédance d'entrée	$\Omega$
$R_k$	: La valeur d'actualisation du paiement	
$R_L$	: Résistance de la charge	$\Omega$
$R_{sh}$	: La résistance parallèle de la cellule PV (ou module PV)	$\Omega$
$R_{shref}$	: La résistance parallèle de référence	$\Omega$
$R_s$	: La résistance série de la cellule PV (ou module PV)	$\Omega$
$R_{sref}$	: La résistance série de référence	$\Omega$

$RF_{sys}$	: Fraction renouvelable du système	%
$RF_{min}$	: Fraction renouvelable minimale	%
$RH$	: L'humidité de l'air	%
RMSE	: L'erreur moyenne quadratique	%
$S$	: La durée d'ensoleillement	h
$S_0$	: La longueur du jour	h
$T$	: La température ambiante moyenne	°C
T1	: Transformateur de tension	
$T_c$	: La température de la cellule PV	(°K)
$Temps_{std}$	: L'heure standard ou heure de la montre	h
$T_{max}$	: La température maximale	°C
$T_{min}$	: La température minimale	°C
$T_p$	: Durée de vie du système	ans
$T_s$	: Période d'échantillonnage	s
$T_{STC}$	: Température aux conditions STC $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$	°C
$T_v$	: L'heure solaire exacte locale	h
$TAC$	: Le coût total annuel du système	\$/an
U1	: Source d'énergie	
$V$	: La tension de sortie de la cellule PV (du module PV)	V
$V_e$	: La valeur estimée	
$V_{DC}$	: Tension continue de sortie du convertisseur DC-DC	V
$V_{DC\ ref}$	: Tension continue de référence	V
$\overline{V_e}$	: La moyenne des valeurs estimées	
$V_f$	: La vitesse maximale de coupure	m/s
$V_g$	: Tension du point de raccordement au réseau	V
$V_m$	: La valeur mesurée	
$\overline{V_m}$	: La moyenne des valeurs mesurées	
$V_{mpp}$	: La tension au point de puissance maximale	V
$V_{mref}$	: La tension MPP aux conditions de référence	V
$V_n$	: Tension nominale	V
$V_{oc}$	: La tension en circuit ouvert de la cellule PV (du module PV)	V
$V_{ocref}$	: La tension de circuit ouvert aux conditions de référence	V
$V_{out}$	: Tension de sortie	V
$V_{PLL}$	: Tension de sortie du contrôleur PLL	V
$V_{PV}$	: Tension de sortie du générateur PV	V

$w_{DC}$  : Energie emmagasinée dans  $C_{DC}$   
 $Z$  : Impédance des câbles électriques

Wh  
 $\Omega/\text{km}$

## A.2. LSTES DES ABREVIATIONS

ABC	: Artificial Bee Colony
AC	: Courant alternatif
A/D	: Analogique/Digital
AF	: Adaptive Filter
ANF	: Adaptive Notch filter
ASF	: Adaptable Sampling Frequency
BF	: Basse fréquence
BIPV	: Building Integrated Photovoltaic
BT	: Basse Tension
BTP	: Bâtiment et travaux publique
CEN	: Comité Européenne de la Normalisation
CHC	: Contrôle à Hystérésis du Courant
CDER	: Centre de Développement des Energies Renouvelables
CPR	: Le modèle de Collares-Pereira et Rabl
CREG	: Commission de Régulation d'Electricité et du Gaz
CSA	: Cuckoo search algorithm
CSP	: Concentrated Solar Power (système solaire )
DAD	: Délai Avant la Déconnection
DC	: Courant continu
DG	: Génération Distribuée
DIN	: Deutsches Institut für Normung
DSC	: Delayed Signal Cancellation
DSP	: Digital Signal Processor
DX	: Direct Expansion Tank
EGA	: Entreprise Electricité et Gaz d'Algérie

EOL	: Eolienne
EPLL	: Enhanced PLL
ER	: Energie Renouvelable
ETAP	: Electrical Transient Analysis Program
EUI	: Energie Use Index
FPGA	: Field-Programmable Gate Array
FNERC	: Le fond national pour les énergies renouvelables et les énergies à cycle combiné
GA	: Genetic Algorithm
GIS	: Geographical Information Systems
GMPP	: Global maximum power point
GPL	: Gaz de pétrole liquéfié
HB-ZVR	: Half-bridge zero voltage rectifier
HDKR	: Le modèle de Hay-Davies-Klucher-Reindl
HERIC	: Highly Efficient and Reliable Inverter Concept
HF	: Haute fréquence
HOGA	: Hybrid Optimization by Genetic Algorithms
HOMER	: Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	: International Electro-technical Commission
IncCond	: Incremental conductance
ITELV	: Institut Technique de l'élevage
LED	: Light-Emitting Diode
LF	: Loop Filter
LLP	: Loss of Load Probability
Mod	: Modèle
LPSP	: Loss of Power Source Probability
MPP	: Point de puissance maximale



MPPT	: Suiveur du point de puissance maximale
NASA	: National Aeronautics and Space Administration
NLS	: Nonlinear Least-Square
NOCT	: Normal Operating Cell Température
NREL	: National Renewable Energy Laboratory (USA)
OND	: Onduleur
ONM	: Office National de Météorologie
PD	: Phase Detector
PIB	: Produit Intérieur Brut
PID	: Régulateur Proportionnel, Intégrateur, Dérivateur
PLL	: Phase Locked Loop
PMA	: Puissance Maximale Appelée
PMD	: Puissance Maximale Disponible
PN-NPC	: Positive Negative Neutral Point Clamped inverter
PV	: Photovoltaïque
P&O	: Perturb and observe
pPLL	: Predictive PLL
PQ	: Power Quality
pq-PLL	: Real And Imaginary Power PLL
PR	: Régulateur Proportionnelle Résonnance
PSO	: L'optimisation par essais particuliers
PVRR	: Systèmes Photovoltaïques Raccordés au Réseau
PWM	: Pulse Width Modulation
Q-PLL	: Quadrature PLL
RF	: Renewable Fraction
RMS	: Root Mean Square
SAM	: System Advisor Model
SC	: Solidity Clamped inverter

SER	: Systèmes à Energies Renouvelables
SET	: Systèmes électriques et télécommande
SODA	: La base de données solaire Solar-Data
SOGI-PLL	: Second Order Generalized Integrator PLL
Sonelgaz	: Société nationale d'électricité et de gaz
SPVRR	Système PV raccordé au réseau
SS	: Search Space (espace de recherche)
SSE	: Surface Meteorology and Solar Energy
STC	: Standard Test Conditions
SVM	: La méthode de support vector machine
Sys	: Système
tep	: Tonne équivalent pétrole
THD	: Total Harmonic Distortion
UTC	: Le temps universel coordonné
VCO	: Voltage Controlled Oscillator
VSI	: Voltage Source Inverter
ZCD	: Zero Crossing Detection
ZSD	: Zero State Decoupled inverter
ZSMC	: Zero State Midpoint Clamped inverter

## APPENDICE

## B. TABLEAUX DES RESULTATS DU CHAPITRE 1

Tableau. B1-1 Coefficients des modèles basés sur le nombre du jour

Région	Modèle	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
Alger	Mod1-1	4,889	2,564	9,484				
	Mod1-2	1,219	5,739					
	Mod1-3	4,911	-2,549	-0,359	-4,732			
	Mod1-4	4,939	-2,528	-1,025	1,578	-0,142	3,526	-9,122
	Mod1-5	7,301	178,401	105,9				
	Mod1-6	7,400	-0,238	-3,921	0,049	0,772		
Annaba	Mod1-1	4,826	2,788	9,484				
	Mod1-2	0,879	6,187					
	Mod1-3	4,975	2,728	-0,344	-7,729			
	Mod1-4	4,808	0,177	2,059	1,026	2,806	-0,998	3,069
	Mod1-5	7,521	178,710	99,45				
	Mod1-6	7,611	-0,312	-4,457	0,091	0,923		
Blida	Mod1-1	4,814	2,925	9,373				
	Mod1-2	0,720	6,418					
	Mod1-3	5,079	-2,84	-0,329	-29,440			
	Mod1-4	4,147	0,653	1,969	1,249	3,368	-0,827	2,631
	Mod1-5	7,697	184,21	95,670				
	Mod1-6	7,771	0,283	-4,813	-0,173	1,026		
Chleff	Mod1-1	5,105	2,606	9,475				
	Mod1-2	1,357	5,876					
	Mod1-3	5,019	2,652	-0,376	-14,29			
	Mod1-4	4,679	0,327	2,207	0,097	2,916	-0,877	2,711
	Mod1-5	7,551	178,8	107,9				
	Mod1-6	7,616	-0,227	-3,766	0,045	0,692		
Ghardaïa	Mod1-1	6,062	2,373	9,645				
	Mod1-2	2,646	5,357					
	Mod1-3	5,835	-2,503	-0,398	-5,182			
	Mod1-4	6,029	-10,93	1,153	4,426	13,21	-1,118	3,312
	Mod1-5	8,180	171,1	127,1				
	Mod1-6	0,491	0,306	-3,056	-0,863	8,225		
Sétif	Mod1-1	5,260	2,751	9,487				
	Mod1-2	1,325	6,170					
	Mod1-3	5,259	-2,751	-0,364	7,791			
	Mod1-4	4,635	0,392	2,003	1,134	3,182	-0,8308	2,551
	Mod1-5	7,857	178	106,2				
	Mod1-6	7,942	-0,243	-4,120	0,029	0,793		
Tiaret	Mod1-1	5,317	2,69	9,474				
	Mod1-2	1,45	6,063					
	Mod1-3	5,228	-2,737	-0,376	-4,863			
	Mod1-4	5,134	0,266	2,125	0,063	2,803	-0,9424	2,911
	Mod1-5	7,834	178,6	108,6				
	Mod1-6	7,924	-0,183	-3,948	0,007	0,739		

Tableau. B1-2 Performances des modèles quotidiens basés sur le nombre du jour

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod1-1	17,2046	3,83 e-6	0,8242	0,8242	-10,512e-9	19,1480
	Mod1-2	19,2377	2,70 e-5	0,7802	0,7802	-74,079e-9	21,6520
	Mod1-3	17,2010	5,44 e-6	0,8243	0,8243	-14,900e-9	19,1626
	Mod1-4	<b>17,0792</b>	<b>0,13 e-2</b>	<b>0,8268</b>	<b>0,8268</b>	<b>-3,548e-6</b>	<b>19,0361</b>
	Mod1-5	17,7257	-117,82	0,8139	0,8134	3,228e-1	19,8140
	Mod1-6	17,1915	-4,82 e-11	0,8245	0,8245	2,005e-13	19,0533
Annaba	Mod1-1	19,3832	1,90 e-10	0,8171	0,8171	-5,16 e-13	23,1269
	Mod1-2	22,1847	2,05e-05	0,7604	0,7604	-5,62e-08	27,1413
	Mod1-3	19,2883	8,56e-04	0,8189	0,8189	-2,34e-06	22,9532
	Mod1-4	<b>19,2201</b>	<b>-2,58e-2</b>	<b>0,8202</b>	<b>0,8202</b>	<b>7,07e-05</b>	<b>22,8638</b>
	Mod1-5	20,0080	-185,3777	0,8060	0,8051	0,5079	23,9520
	Mod1-6	19,3904	-5,62e-11	0,8170	0,8170	3,13e-13	23,0774
Blida	Mod1-1	21,8095	-1,29e-06	0,7961	0,7961	3,55e-09	25,0680
	Mod1-2	25,3586	2,19e-05	0,7243	0,7243	-6,01e-08	30,2889
	Mod1-3	21,4897	4,30e-04	0,8020	0,8020	-1,18e-06	24,8851
	Mod1-4	<b>20,9393</b>	<b>-6,07e-05</b>	<b>0,8120</b>	<b>0,8120</b>	<b>1,66e-07</b>	<b>24,7784</b>
	Mod1-5	22,4159	-266,7884	0,7859	0,7846	0,7309	25,8139
	Mod1-6	21,7066	-5,63e-11	0,7980	0,7980	1,85e-13	24,9708
Chleff	Mod1-1	23,9640	1,16e-06	0,6952	0,6952	-3,18e-09	27,3034
	Mod1-2	25,0141	3,61e-05	0,6679	0,6679	-9,91e-08	28,6050
	Mod1-3	23,9501	-2,49e-05	0,6955	0,6955	6,82e-08	27,2027
	Mod1-4	<b>23,6413</b>	<b>-2,68e-04</b>	<b>0,7033</b>	<b>0,7033</b>	<b>7,36e-07</b>	<b>26,8583</b>
	Mod1-5	24,1482	-83,6021	0,6907	0,6905	0,2290	27,2852
	Mod1-6	23,9671	-4,92e-11	0,6951	0,6951	1,22e-13	27,3198
Ghardaïa	Mod1-1	4,8481	-6,73e-12	0,9704	0,9704	1,46e-13	4,1836
	Mod1-2	7,2115	7,59e-06	0,9344	0,9344	-2,08e-08	6,3248
	Mod1-3	4,4771	-5,73e-07	0,9747	0,9747	1,57e-09	3,5298
	Mod1-4	<b>4,3728</b>	<b>33,8533</b>	<b>0,9759</b>	<b>0,9759</b>	<b>-0,0927</b>	<b>3,4003</b>
	Mod1-5	5,4749	-44,9554	0,9625	0,9622	0,1232	4,5827
	Mod1-6	4,3911	-4,03e-11	0,9757	0,9757	1,47e-13	3,4335
Sétif	Mod1-1	21,9268	-2,57e-07	0,7409	0,7409	7,05e-10	26,0626
	Mod1-2	23,4296	8,61e-06	0,7042	0,7042	-2,36e-08	27,6448
	Mod1-3	21,9268	2,55e-04	0,7409	0,7409	-6,98e-07	26,0622
	Mod1-4	<b>21,6449</b>	<b>1,10e-06</b>	<b>0,7476</b>	<b>0,7476</b>	<b>-3,01e-09</b>	<b>25,7124</b>
	Mod1-5	22,2428	-110,0710	0,7338	0,7334	0,3016	26,1926
	Mod1-6	21,9368	-4,35e-11	0,7407	0,7407	5,07e-14	26,1268
Tiaret	Mod1-1	20,8800	2,52e-07	0,7469	0,7469	-6,90e-10	23,1876
	Mod1-2	22,0776	1,39e-05	0,7170	0,7170	-3,81e-08	25,1367
	Mod1-3	20,8641	-1,55e-05	0,7473	0,7473	4,26e-08	23,1434
	Mod1-4	<b>20,5905</b>	<b>5,19e-05</b>	<b>0,7539</b>	<b>0,7539</b>	<b>-1,42e-07</b>	<b>23,1037</b>
	Mod1-5	21,1176	-80,2716	0,7414	0,7411	0,2199	23,4301
	Mod1-6	20,7861	-4,36e-11	0,7492	0,7492	2,01e-13	23,0096

Tableau. B1-3 Performances des modèles mensuels basés sur le nombre du jour

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod1-1	4,0616	-0,0222	0,9880	0,9880	0,0018	3,0995
	Mod1-2	9,1112	1,0088	0,9395	0,9395	-0,0841	9,8549
	Mod1-3	4,0281	-0,0605	0,9882	0,9882	0,0050	3,1123
	Mod1-4	<b>3,7606</b>	<b>-0,2927</b>	<b>0,9897</b>	<b>0,9897</b>	<b>0,0244</b>	<b>3,1167</b>
	Mod1-5	5,6875	-3,4739	0,9769	0,9764	0,2895	5,5878
	Mod1-6	4,0389	-0,0895	0,9881	0,9881	0,0075	2,7665
Annaba	Mod1-1	4,0260	0,0703	0,9903	0,9903	0,0059	-2,9265
	Mod1-2	10,9934	1,2150	0,9279	0,9277	-0,1013	11,6843
	Mod1-3	3,5167	-0,1302	0,9926	0,9926	0,0108	2,3347
	Mod1-4	<b>3,1142</b>	<b>0,0648</b>	<b>0,9942</b>	<b>0,9942</b>	<b>-0,0054</b>	<b>1,7788</b>
	Mod1-5	6,1252	-5,6844	0,9782	0,9776	0,4737	6,1693
	Mod1-6	3,9162	-0,1718	0,9908	0,9908	0,0143	2,7825
Blida	Mod1-1	7,6426	0,0482	0,9694	0,9693	-0,0040	6,8734
	Mod1-2	14,8052	1,6349	0,8850	0,8848	-0,1362	15,4022
	Mod1-3	6,3848	-0,3019	0,9786	0,9786	0,0252	6,0145
	Mod1-4	<b>3,4885</b>	<b>0,3786</b>	<b>0,9937</b>	<b>0,9936</b>	<b>-0,0316</b>	<b>3,3490</b>
	Mod1-5	9,1243	-8,4467	0,9574	0,9563	0,7039	9,1950
	Mod1-6	7,0270	-0,2293	0,9741	0,9741	0,0191	5,5795
Chleff	Mod1-1	3,6750	-0,0874	0,9899	0,9898	0,0073	3,1624
	Mod1-2	8,3936	0,9329	0,9469	0,9468	-0,0777	8,9777
	Mod1-3	3,7656	0,0037	0,9894	0,9893	-0,0003	3,1319
	Mod1-4	<b>2,0718</b>	<b>0,3488</b>	<b>0,9969</b>	<b>0,9968</b>	<b>-0,0291</b>	<b>2,0100</b>
	Mod1-5	5,1258	-2,3941	0,9802	0,9801	0,1995	4,9941
	Mod1-6	3,7762	0,0026	0,9893	0,9892	-0,0002	2,4203
Ghardaïa	Mod1-1	2,5083	0,0190	0,9917	0,9917	-0,0016	2,3676
	Mod1-2	5,7535	0,4034	0,9565	0,9565	-0,0336	5,6807
	Mod1-3	1,8759	0,2081	0,9954	0,9954	-0,0173	1,8067
	Mod1-4	<b>1,6478</b>	<b>1,3159</b>	<b>0,9965</b>	<b>0,9964</b>	<b>-0,1097</b>	<b>1,4792</b>
	Mod1-5	3,5037	-1,0005	0,9840	0,9839	0,0834	3,1506
	Mod1-6	1,6634	0,2207	0,9964	0,9964	-0,0184	1,5732
Sétif	Mod1-1	3,4892	0,2203	0,9911	0,9911	-0,0184	3,1843
	Mod1-2	8,7522	1,2376	0,9441	0,9440	-0,1031	9,6117
	Mod1-3	3,4902	0,2216	0,9911	0,9911	-0,0185	3,1821
	Mod1-4	<b>2,3238</b>	<b>0,5984</b>	<b>0,9961</b>	<b>0,9961</b>	<b>0,0499</b>	<b>1,9495</b>
	Mod1-5	5,2130	-2,9555	0,9804	0,9801	0,2463	5,3772
	Mod1-6	3,4771	0,2431	0,9912	0,9912	-0,0203	2,6192
Tiaret	Mod1-1	4,3233	0,0913	0,9856	0,9856	-0,0076	3,7489
	Mod1-2	7,8689	1,1054	0,9524	0,9522	-0,0921	8,4961
	Mod1-3	4,2500	0,1843	0,9861	0,9861	-0,0154	3,6269
	Mod1-4	<b>2,8595</b>	<b>0,4092</b>	<b>0,9938</b>	<b>0,9937</b>	<b>-0,0341</b>	<b>2,8882</b>
	Mod1-5	5,0559	-2,0846	0,9803	0,9803	0,1737	4,9617
	Mod1-6	4,0593	0,1666	0,9873	0,9873	-0,0139	2,9227

Tableau. B1-4 Coefficients des modèles à base de la durée d'ensoleillement

Région	Modèle	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>
Alger	Mod2-1	0,583	0,089		
	Mod2-2	0,574	0,124	0,009	
	Mod2-3	0,569	0,134	0,018	0,001
	Mod2-4	0,702	1,074		
	Mod2-5	-3,814	4,613	-2,327	
	Mod2-6	-1,151	0,706		
	Mod2-7	-2,054	-4,273	2,635	
	Mod2-8	0,144	0,718	4,797	
Annaba	Mod2-1	0,573	0,108		
	Mod2-2	0,541	0,202	0,033	
	Mod2-3	0,531	0,213	0,058	0,005
	Mod2-4	0,703	1,057		
	Mod2-5	-8,781	9,658	-6,307	
	Mod2-6	-1,048	0,665		
	Mod2-7	-3,290	-10,150	5,284	
	Mod2-8	498,400	-497,700	-0,002	
Chleff	Mod2-1	0,610	0,109		
	Mod2-2	0,597	0,164	0,013	
	Mod2-3	0,586	0,183	0,031	0,002
	Mod2-4	0,728	1,105		
	Mod2-5	-4,154	5,003	-2,370	
	Mod2-6	-1,410	0,819		
	Mod2-7	-2,596	-5,487	3,303	
	Mod2-8	0,149	0,801	5,786	
Ghardaïa	Mod2-1	0,707	0,004		
	Mod2-2	0,709	0,004	-0,002	
	Mod2-3	0,709	-0,0003	-0,002	0,001
	Mod2-4	0,724	0,225		
	Mod2-5	15,45	-14,760	13,880	
	Mod2-6	0,467	0,095		
	Mod2-7	1,671	16,060	-6,273	
	Mod2-8	-11,57	12,310	0,01793	
Sétif	Mod2-1	0,627	0,115		
	Mod2-2	0,605	0,194	0,022	
	Mod2-3	0,595	0,212	0,042	0,003
	Mod2-4	0,767	1,378		
	Mod2-5	-8,412	9,325	-5,815	
	Mod2-6	-1,503	0,859		
	Mod2-7	-3,584	-10,500	5,535	
	Mod2-8	882,500	-881,700	-0,001	
Tiaret	Mod2-1	0,628	0,105		
	Mod2-2	0,616	0,143	0,012	
	Mod2-3	0,618	0,141	0,009	-0,0003
	Mod2-4	0,771	1,400		
	Mod2-5	-6,065	6,939	-4,051	
	Mod2-6	-1,425	0,829		
	Mod2-7	-2,496	-5,973	3,446	
	Mod2-8	1031	-1030	-0,001	

Tableau B1-5 Performance des modèles à base de la durée d'ensoleillement quotidiens

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod2-1	13,1413	8,8009	0,8982	0,8974	-0,0241	13,3124
	Mod2-2	12,1685	157,4059	0,9122	0,9121	-0,4312	11,6540
	Mod2-3	<b>12,0414</b>	<b>185,1639</b>	<b>0,9141</b>	<b>0,9139</b>	<b>-0,5073</b>	<b>11,2565</b>
	Mod2-4	13,9371	-93,4539	0,8868	0,8846	0,256	14,4905
	Mod2-5	12,3120	132,6032	0,9101	0,9100	-0,3633	11,8597
	Mod2-6	12,7369	64,7326	0,9040	0,9037	-0,1773	12,6304
	Mod2-7	12,1339	164,1631	0,9127	0,9126	-0,4498	11,5890
	Mod2-8	12,0667	179,5865	0,9137	0,9135	-0,4920	11,4324
Annaba	Mod2-1	14,9238	-268,8204	0,8965	0,8916	0,7365	15,0968
	Mod2-2	13,0154	-31,8282	0,9180	0,9176	0,0872	12,2350
	Mod2-3	13,0321	2,9507	0,9175	0,9173	-0,0081	11,8363
	Mod2-4	15,5703	-333,4939	0,8887	0,8820	0,9137	15,9171
	Mod2-5	13,0892	-54,4679	0,9173	0,9166	0,1492	12,4526
	Mod2-6	14,4716	-221,5448	0,9018	0,8981	0,6070	14,4976
	Mod2-7	<b>13,0058</b>	<b>-24,8074</b>	<b>0,9181</b>	<b>0,9177</b>	<b>0,0680</b>	<b>12,1665</b>
	Mod2-8	15,5906	-353,2944	0,8886	0,8817	0,9679	15,9215
Chleff	Mod2-1	17,9263	138,7335	0,8299	0,8294	-0,3801	20,1427
	Mod2-2	16,3599	335,3272	0,8588	0,8579	-0,9187	16,4806
	Mod2-3	<b>16,1815</b>	<b>385,2586</b>	<b>0,8628</b>	<b>0,861</b>	<b>-1,0555</b>	<b>15,2008</b>
	Mod2-4	19,4605	-24,5472	0,8011	0,799	0,0673	22,6227
	Mod2-5	16,6113	296,1482	0,8540	0,8535	-0,8114	16,9958
	Mod2-6	17,2529	216,7284	0,8422	0,842	-0,5938	18,7682
	Mod2-7	16,3067	346,3833	0,8599	0,8589	-0,949	16,3123
	Mod2-8	16,2313	377,2314	0,8617	0,8602	-1,0335	15,6888
Ghardaïa	Mod2-1	4,6097	-76,8669	0,9740	0,9732	0,2106	3,5881
	Mod2-2	<b>4,5874</b>	<b>-61,6957</b>	<b>0,9740</b>	<b>0,9735</b>	<b>0,169</b>	<b>3,5904</b>
	Mod2-3	4,5973	-67,9928	0,9739	0,9734	0,1863	3,5919
	Mod2-4	4,6091	-76,4925	0,9740	0,9732	0,2096	3,5883
	Mod2-5	<b>4,5873</b>	<b>-61,5707</b>	<b>0,9740</b>	<b>0,9735</b>	<b>0,1687</b>	<b>3,5905</b>
	Mod2-6	4,6103	-77,2140	0,9740	0,9732	0,2115	3,5879
	Mod2-7	<b>4,5875</b>	<b>-61,7571</b>	<b>0,9740</b>	<b>0,9735</b>	<b>0,1692</b>	<b>3,5904</b>
	Mod2-8	4,6093	-77,0045	0,9740	0,9732	0,2110	3,5874
Sétif	Mod2-1	15,6357	-119,4014	0,8712	0,8683	0,3271	17,4671
	Mod2-2	13,8302	-16,4643	0,8973	0,8969	0,0451	14,1567
	Mod2-3	13,8483	3,0976	0,8969	0,8967	-0,0085	13,5388
	Mod2-4	16,4884	-173,1684	0,8580	0,8535	0,4744	18,9408
	Mod2-5	13,9922	-33,2279	0,8951	0,8945	0,0910	14,6397
	Mod2-6	15,1213	-86,6507	0,8789	0,8768	0,2374	16,5335
	Mod2-7	<b>13,8122</b>	<b>-11,9974</b>	<b>0,8975</b>	<b>0,8972</b>	<b>0,0329</b>	<b>14,0320</b>
	Mod2-8	16,5185	-201,3555	0,8577	0,8530	0,5517	18,9558
Tiaret	Mod2-1	15,4348	-1,6212	0,8626	0,8617	0,0044	16,2158
	Mod2-2	<b>14,6281</b>	<b>122,8087</b>	<b>0,8758</b>	<b>0,8758</b>	<b>-0,3365</b>	<b>14,3557</b>
	Mod2-3	<b>14,6249</b>	<b>117,9576</b>	<b>0,8759</b>	<b>0,8758</b>	<b>-0,3232</b>	<b>14,3878</b>
	Mod2-4	16,0630	-75,0383	0,8522	0,8502	0,2056	17,375
	Mod2-5	14,6428	112,2271	0,8756	0,8755	-0,3075	14,449
	Mod2-6	15,1125	41,5440	0,8678	0,8674	-0,1138	15,5339
	Mod2-7	14,6357	125,3796	0,8757	0,8756	-0,3435	14,3384
	Mod2-8	16,1130	-151,7828	0,8518	0,8493	0,4158	17,4181

Tableau B1-6 Performance des modèles à base de la durée d'ensoleillement mensuels

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod2-1	5,5792	0,6928	0,9775	0,9772	-0,0577	4,3134
	Mod2-2	5,2766	5,6655	0,9800	0,9796	-0,4721	4,3918
	Mod2-3	<b>5,2694</b>	<b>6,6004</b>	<b>0,9804</b>	<b>0,9797</b>	<b>-0,5500</b>	<b>4,4274</b>
	Mod2-4	5,9462	-2,7071	0,9756	0,9741	0,2256	4,2410
	Mod2-5	5,2957	4,8335	0,9797	0,9795	-0,4028	4,3746
	Mod2-6	5,4304	2,5582	0,9785	0,9784	-0,2132	4,3795
	Mod2-7	5,2736	5,8927	0,9801	0,9797	-0,4911	4,3995
	Mod2-8	<b>5,2690</b>	<b>6,4128</b>	<b>0,9803</b>	<b>0,9797</b>	<b>-0,5344</b>	<b>4,4180</b>
Annaba	Mod2-1	6,4052	-8,7175	0,9809	0,9754	0,7265	3,7154
	Mod2-2	5,3313	-1,2756	0,9835	0,9829	0,1063	3,3086
	Mod2-3	5,4091	-0,1570	0,9827	0,9824	0,0131	3,6717
	Mod2-4	6,8190	-10,7742	0,9798	0,9721	0,8979	3,8911
	Mod2-5	<b>5,3419</b>	<b>-2,0015</b>	<b>0,9836</b>	<b>0,9829</b>	<b>0,1668</b>	<b>3,2563</b>
	Mod2-6	6,1310	-7,2162	0,9815	0,9774	0,6014	3,6075
	Mod2-7	5,3373	-1,0515	0,9834	0,9829	0,0876	3,3409
	Mod2-8	6,8544	-11,4236	0,9797	0,9718	0,9520	3,8887
Chleff	Mod2-1	<b>5,4141</b>	<b>5,7535</b>	<b>0,9781</b>	<b>0,9778</b>	<b>-0,4795</b>	<b>4,4014</b>
	Mod2-2	5,8263	12,2832	0,9782	0,9743	-1,0236	5,1211
	Mod2-3	6,3070	13,9521	0,9760	0,9699	-1,1627	5,4866
	Mod2-4	5,6261	0,3002	0,9768	0,9761	-0,0252	4,0102
	Mod2-5	5,6121	10,9834	0,9789	0,9762	-0,9153	4,9262
	Mod2-6	5,4891	8,3532	0,9783	0,9772	-0,6961	4,7336
	Mod2-7	5,9090	12,6524	0,9779	0,9736	-1,0544	5,1899
	Mod2-8	6,2221	13,6916	0,9764	0,9707	-1,1410	5,4381
Ghardaïa	Mod2-1	2,2819	-2,4731	0,9941	0,9931	0,2061	2,0111
	Mod2-2	<b>2,2055</b>	<b>-1,9738</b>	<b>0,9942</b>	<b>0,9936</b>	<b>0,1645</b>	<b>1,9439</b>
	Mod2-3	<b>2,2171</b>	<b>-2,1854</b>	<b>0,9943</b>	<b>0,9935</b>	<b>0,1821</b>	<b>1,9954</b>
	Mod2-4	2,2812	-2,4606	0,9941	0,9932	0,2051	2,0112
	Mod2-5	<b>2,2047</b>	<b>-1,9697</b>	<b>0,9942</b>	<b>0,9936</b>	<b>0,1641</b>	<b>1,9437</b>
	Mod2-6	2,2825	-2,4846	0,9941	0,9931	0,2071	2,0123
	Mod2-7	<b>2,2059</b>	<b>-1,9758</b>	<b>0,9942</b>	<b>0,9936</b>	<b>0,1646</b>	<b>1,944</b>
	Mod2-8	2,2793	-2,4778	0,9941	0,9932	0,2065	2,0098
Sétif	Mod2-1	<b>5,5837</b>	<b>-3,4217</b>	<b>0,9790</b>	<b>0,9773</b>	<b>0,2851</b>	<b>4,9418</b>
	Mod2-2	5,9008	-0,5074	0,9747	0,9746	0,0423	5,2026
	Mod2-3	6,3301	0,1360	0,9708	0,9708	-0,0113	5,4748
	Mod2-4	<b>5,7111</b>	<b>-5,0427</b>	<b>0,9792</b>	<b>0,9762</b>	<b>0,4202</b>	<b>4,8582</b>
	Mod2-5	5,7220	-1,0216	0,9764	0,9761	0,0851	5,1392
	Mod2-6	5,5772	-2,4400	0,9784	0,9773	0,2033	5,0062
	Mod2-7	5,9810	-0,3657	0,9741	0,9739	0,0305	5,242
	Mod2-8	<b>5,7374</b>	<b>-5,9650</b>	<b>0,9792</b>	<b>0,9760</b>	<b>0,4971</b>	<b>4,8396</b>
Tiaret	Mod2-1	5,9313	0,9443	0,9729	0,9727	-0,0787	4,6814
	Mod2-2	6,2397	5,2713	0,9702	0,9698	-0,4393	5,4338
	Mod2-3	6,1916	5,1057	0,9706	0,9702	-0,4255	5,3885
	Mod2-4	<b>5,9766</b>	<b>-1,5818</b>	<b>0,9732</b>	<b>0,9723</b>	<b>0,1318</b>	<b>4,5146</b>
	Mod2-5	6,1539	4,9078	0,9710	0,9706	-0,409	5,3393
	Mod2-6	5,9812	2,4342	0,9723	0,9722	-0,2029	4,8350
	Mod2-7	6,2705	5,3585	0,9700	0,9695	-0,4465	5,4592
	Mod2-8	<b>6,0121</b>	<b>-4,1161</b>	<b>0,9732</b>	<b>0,9719</b>	<b>0,3430</b>	<b>4,5086</b>



Tableau B1-7 Coefficients des modèles d'estimation à base de la température

Région	Modèle	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>
Alger	Mod3-1	0,2546				
	Mod3-2	0,1538	0,2468			
	Mod3-3	0,1811	0,3034			
	Mod3-4	0,7070	0,3983	0,9762		
	Mod3-5	-0,6459	0,4563	0,2359		
	Mod3-6	1,5203	0,0730			
	Mod3-7	-0,6145	-0,0655	0,4459		
	Mod3-8	-0,5119	0,7436	0,4457		
	Mod3-9	-0,6213	1,4262	0,0963	-7,1064	-226,9834
Annaba	Mod3-1	0,1790				
	Mod3-2	0,1764	0,0087			
	Mod3-3	0,2872	-0,0894			
	Mod3-4	0,6592	0,0223	2,0279		
	Mod3-5	-0,4888	0,2440	0,4083		
	Mod3-6	0,8476	0,0437			
	Mod3-7	-0,5562	-0,0153	0,2495		
	Mod3-8	-0,4932	0,8038	0,1561		
	Mod3-9	-0,3560	3,2893	-0,0041	-1,2625	-0,1135
Chlef	Mod3-1	0,2704				
	Mod3-2	0,1288	0,3384			
	Mod3-3	0,1437	0,3992			
	Mod3-4	0,7538	0,6508	0,6474		
	Mod3-5	-0,5858	0,5195	0,1811		
	Mod3-6	1,7802	0,0758			
	Mod3-7	-0,5551	-0,0860	0,5056		
	Mod3-8	-0,5625	0,7412	0,6099		
	Mod3-9	-0,5703	2,5609	0,0078	-0,7366	-0,0868
Ghardaïa	Mod3-1	0,1789				
	Mod3-2	0,0850	0,3365			
	Mod3-3	0,1437	0,2759			
	Mod3-4	0,7164	0,3321	0,7601		
	Mod3-5	-1,2482	0,5548	0,1319		
	Mod3-6	1,2030	0,0388			
	Mod3-7	-1,1937	-0,0479	0,3883		
	Mod3-8	-1,2457	0,7935	0,3214		
	Mod3-9	-1,2572	0,5868	0,1106	0,2474	1,601
Sétif	Mod3-1	0,2193				
	Mod3-2	0,1544	0,1846			
	Mod3-3	0,2103	0,1888			
	Mod3-4	0,6779	0,1654	1,3729		
	Mod3-5	-0,6609	0,3945	0,2728		
	Mod3-6	1,3248	0,0571			
	Mod3-7	-0,6909	-0,0458	0,3787		
	Mod3-8	-0,6100	0,7622	0,3155		
	Mod3-9	-0,5736	0,7906	-0,0214	0,3819	0,9693
Tiaret	Mod3-1	0,1848				
	Mod3-2	0,1656	0,0634			
	Mod3-3	0,2588	-0,0032			
	Mod3-4	0,6804	0,0643	1,5463		
	Mod3-5	-0,6793	0,3013	0,3441		
	Mod3-6	0,9996	0,0447			
	Mod3-7	-0,7346	-0,0246	0,2915		
	Mod3-8	-0,6125	0,7883	0,1889		
	Mod3-9	-0,6300	1,202	0,1407	3,2035	-29,654

Tableau B1-8 Performance des modèles d'estimation quotidiens à base de la température

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod3-1	22,4639	-120,8854	0,7433	0,7429	0,3312	28,5741
	Mod3-2	21,4912	408,0186	0,7704	0,7647	-1,1179	29,6169
	Mod3-3	21,3283	376,5153	0,7730	0,7682	-1,0315	29,1861
	Mod3-4	21,2130	340,5728	0,7746	0,7707	-0,9331	28,9144
	Mod3-5	21,0732	-0,0013	0,7737	0,7737	0	28,034
	Mod3-6	27,3917	0,0001	0,6177	0,6177	0	35,3406
	Mod3-7	<b>20,9478</b>	<b>0</b>	<b>0,7764</b>	<b>0,7764</b>	<b>0</b>	<b>27,8169</b>
	Mod3-8	20,9883	0	0,7756	0,7756	0	27,9009
	Mod3-9	21,0392	0,0438	0,7745	0,7745	-0,0001	27,8769
Annaba	Mod3-1	23,3299	281,5711	0,7531	0,7510	-0,7714	29,0591
	Mod3-2	23,3290	296,9313	0,7534	0,7510	-0,8135	29,1688
	Mod3-3	22,9826	268,3801	0,7603	0,7584	-0,7353	28,1080
	Mod3-4	22,4212	233,6565	0,7714	0,7700	-0,6402	27,0205
	Mod3-5	23,1087	-0,0009	0,7557	0,7557	0	28,4378
	Mod3-6	26,1981	0	0,6860	0,6860	0	29,7474
	Mod3-7	23,0152	0	0,7577	0,7577	0	28,4573
	Mod3-8	<b>22,6389</b>	<b>-0,0342</b>	<b>0,7655</b>	<b>0,7655</b>	<b>0,0001</b>	<b>27,4961</b>
	Mod3-9	22,7297	-11,3866	0,7637	0,7637	0,0312	27,6107
Chlef	Mod3-1	23,3855	-379,6375	0,7098	0,7055	1,0401	31,7178
	Mod3-2	21,7559	338,2349	0,7495	0,7451	-0,9267	33,152
	Mod3-3	21,6946	333,8275	0,7508	0,7465	-0,9146	32,9603
	Mod3-4	21,6724	333,7770	0,7513	0,7470	-0,9145	32,8452
	Mod3-5	21,4733	-0,0006	0,7517	0,7517	0	31,8710
	Mod3-6	27,5183	0	0,5922	0,5922	0	38,4433
	Mod3-7	<b>21,4349</b>	<b>0</b>	<b>0,7525</b>	<b>0,7525</b>	<b>0</b>	<b>31,5645</b>
	Mod3-8	21,5126	0	0,7508	0,7508	0	31,6583
	Mod3-9	21,4494	2,3290	0,7522	0,7522	-0,0064	31,8169
Ghardaia	Mod3-1	19,8861	125,3988	0,7406	0,7397	-0,3436	18,4832
	Mod3-2	18,8755	535,7300	0,7838	0,7655	-1,4678	18,4269
	Mod3-3	18,8382	530,1290	0,7842	0,7664	-1,4524	18,3873
	Mod3-4	18,8194	528,1208	0,7845	0,7669	-1,4469	18,4092
	Mod3-5	17,9243	-0,0009	0,7886	0,7886	0	16,3607
	Mod3-6	23,9124	0	0,6237	0,6237	0	22,6926
	Mod3-7	17,9403	0	0,7882	0,7882	0	16,3483
	Mod3-8	17,9305	-0,0026	0,7884	0,7884	0	16,3668
	Mod3-9	<b>17,8772</b>	<b>-0,0583</b>	<b>0,7897</b>	<b>0,7897</b>	<b>0,0002</b>	<b>16,2541</b>
Setif	Mod3-1	21,3613	14,0695	0,7687	0,7687	-0,0385	23,2576
	Mod3-2	20,8330	396,2855	0,7853	0,7800	-1,0857	25,0867
	Mod3-3	20,5636	368,2516	0,7901	0,7857	-1,0089	24,0857
	Mod3-4	20,2842	348,0495	0,7954	0,7915	-0,9536	23,056
	Mod3-5	20,3790	0	0,7895	0,7895	0	23,4926
	Mod3-6	25,8694	0	0,6608	0,6608	0	27,7141
	Mod3-7	20,1840	0	0,7935	0,7935	0	22,9778
	Mod3-8	20,0311	-0,0333	0,7966	0,7966	0,0001	22,2507
	Mod3-9	<b>20,0117</b>	<b>-0,0194</b>	<b>0,7970</b>	<b>0,7970</b>	<b>0,0001</b>	<b>22,2204</b>
Tiaret	Mod3-1	19,0413	239,2869	0,8160	0,8143	-0,6556	21,6464
	Mod3-2	18,9794	366,6974	0,8198	0,8155	-1,0047	22,2123
	Mod3-3	18,6805	334,7513	0,8248	0,8213	-0,9171	21,5711
	Mod3-4	18,2986	283,2698	0,8310	0,8285	-0,7761	20,6752
	Mod3-5	18,5340	-0,0008	0,8241	0,8241	0	20,8873
	Mod3-6	22,7011	-0,0001	0,7361	0,7361	0	24,1146
	Mod3-7	18,3827	0	0,8269	0,8269	0	20,7265
	Mod3-8	<b>18,1361</b>	<b>-0,0015</b>	<b>0,8315</b>	<b>0,8315</b>	<b>0</b>	<b>20,1993</b>
	Mod3-9	18,4303	0,0011	0,8260	0,8260	0	20,6416

Tableau B1-9 Performance des modèles d'estimation mensuels à base de la température

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod3-1	6,9295	34,9638	0,9713	0,9652	-2,9136	6,2594
	Mod3-2	6,9444	52,8777	0,9811	0,9650	-4,4065	7,3750
	Mod3-3	6,7809	51,8372	0,9816	0,9667	-4,3198	7,0894
	Mod3-4	6,5243	50,6470	0,9830	0,9691	-4,2206	6,7607
	Mod3-5	6,0352	38,8567	0,9839	0,9736	-3,2381	3,9628
	Mod3-6	12,383	39,4747	0,9412	0,8888	-3,2896	14,4697
	Mod3-7	<b>5,9241</b>	<b>38,8921</b>	<b>0,9850</b>	<b>0,9745</b>	<b>-3,241</b>	<b>3,9250</b>
	Mod3-8	5,8563	38,9530	0,9849	0,9751	-3,2461	4,0830
	Mod3-9	6,0241	38,8775	0,9840	0,9737	-3,2398	3,9762
Annaba	Mod3-1	8,2957	59,9871	0,9726	0,9550	-4,9989	8,2610
	Mod3-2	8,3044	60,5086	0,9729	0,9549	-5,0424	8,3321
	Mod3-3	8,1108	59,5777	0,9741	0,9570	-4,9648	8,0030
	Mod3-4	7,4502	58,5204	0,9800	0,9637	-4,8767	7,4135
	Mod3-5	7,4383	50,1750	0,9763	0,9638	-4,1812	5,4014
	Mod3-6	10,9037	50,7206	0,9489	0,9222	-4,2267	11,9754
	Mod3-7	7,3154	50,1496	0,9779	0,9650	-4,1791	5,2250
	Mod3-8	<b>7,2206</b>	<b>50,2257</b>	<b>0,9787</b>	<b>0,9659</b>	<b>-4,1855</b>	<b>5,4066</b>
	Mod3-9	7,3703	49,9029	0,9763	0,9645	-4,1586	5,8428
Chleff	Mod3-1	5,2152	14,4472	0,9807	0,9796	-1,2039	4,4809
	Mod3-2	5,2792	38,7834	0,9903	0,9791	-3,2319	6,1533
	Mod3-3	5,2331	38,6470	0,9905	0,9794	-3,2206	6,1170
	Mod3-4	5,1954	38,6610	0,9909	0,9797	-3,2218	6,0979
	Mod3-5	4,0872	27,2859	0,9919	0,9874	-2,2738	3,1749
	Mod3-6	11,6153	27,5369	0,9573	0,8986	-2,2947	13,3416
	Mod3-7	3,9905	27,3239	0,9923	0,9880	-2,277	3,2388
	Mod3-8	<b>3,9397</b>	<b>27,3399</b>	<b>0,9926</b>	<b>0,9883</b>	<b>-2,2783</b>	<b>3,2592</b>
	Mod3-9	4,0761	27,3734	0,9919	0,9875	-2,2811	3,2133
Ghardaïa	Mod3-1	5,9056	-4,4587	0,9960	0,9721	0,3716	6,1586
	Mod3-2	7,2696	8,7348	0,9968	0,9577	-0,7279	8,2257
	Mod3-3	7,1959	8,5759	0,9969	0,9585	-0,7147	8,1660
	Mod3-4	7,1528	8,5374	0,9970	0,9590	-0,7115	8,1478
	Mod3-5	2,8829	-9,0368	0,9958	0,9933	0,7531	2,8253
	Mod3-6	10,6318	-8,1933	0,9852	0,9095	0,6828	10,9448
	Mod3-7	<b>2,8437</b>	<b>-8,9568</b>	<b>0,9962</b>	<b>0,9935</b>	<b>0,7464</b>	<b>2,7859</b>
	Mod3-8	2,9115	-8,9852	0,9957	0,9932	0,7488	2,8528
	Mod3-9	2,9212	-9,0172	0,9956	0,9932	0,7514	2,8551
Sétif	Mod3-1	8,2592	71,0213	0,9773	0,9533	-5,9184	7,9915
	Mod3-2	8,7749	84,3045	0,9827	0,9473	-7,0254	9,7545
	Mod3-3	8,5800	83,3773	0,9838	0,9496	-6,9481	9,4390
	Mod3-4	8,1824	82,8047	0,9878	0,9541	-6,9004	9,1370
	Mod3-5	7,7482	70,3400	0,9855	0,9589	-5,8617	6,1306
	Mod3-6	12,1975	70,8493	0,9525	0,8981	-5,9041	14,7347
	Mod3-7	7,6228	70,3747	0,9872	0,9602	-5,8646	6,0226
	Mod3-8	7,5038	70,4611	0,9880	0,9614	-5,8718	6,1108
	Mod3-9	<b>7,4333</b>	<b>70,5052</b>	<b>0,9884</b>	<b>0,9622</b>	<b>-5,8754</b>	<b>6,1648</b>
Tiaret	Mod3-1	6,9013	45,6714	0,9754	0,9647	-3,8059	5,8871
	Mod3-2	6,9724	50,0022	0,9769	0,9639	-4,1669	6,4189
	Mod3-3	6,7900	48,9729	0,9782	0,9658	-4,0811	6,1471
	Mod3-4	6,3722	47,3193	0,9814	0,9699	-3,9433	5,7767
	Mod3-5	6,7693	37,4132	0,9799	0,9660	-3,1178	4,1672
	Mod3-6	8,9184	37,6954	0,9575	0,9410	-3,1413	9,0842
	Mod3-7	6,7232	37,4300	0,9813	0,9665	-3,1192	4,2655
	Mod3-8	<b>6,5636</b>	<b>37,5127</b>	<b>0,9819</b>	<b>0,9680</b>	<b>-3,1261</b>	<b>4,1784</b>
	Mod3-9	6,7219	37,4444	0,9800	0,9665	-3,1204	4,1386

Tableau B1-10 Coefficients des modèles d'estimation à base de plusieurs paramètres

Région	Modèle	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>
Alger	Mod4-1	-0,6065	1,4558	-0,002			
	Mod4-2	-0,7647	1,4781	0,0012			
	Mod4-3	-42,2205	0,2437	0,0002			
	Mod4-4	2,6978	0,222	-38,773			
	Mod4-5	-0,0476	0,7304	4,9071	0,2234		
	Mod4-6	5,1023	0,7187	0,549	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	-21,9147	-2,0543	-4,2732	2,6345	2,4339	3,941
Annaba	Mod4-1	-0,5337	1,3293	-0,0015			
	Mod4-2	-0,6751	1,3248	0,004			
	Mod4-3	606,82	0,2049	-0,0036			
	Mod4-4	3,3487	0,1382	-46,8152			
	Mod4-5	0,0394	-216,9352	-0,0048	217,5427		
	Mod4-6	38,7735	0,7168	0,5141	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	3,2746	-3,2902	-10,151	5,2843	4,872	2,7104
Chleff	Mod4-1	-0,9418	1,7274	-0,0001			
	Mod4-2	-0,9306	1,6948	0,0008			
	Mod4-3	-137,129	0,237	0,0016			
	Mod4-4	0,3977	0,2622	-4,9509			
	Mod4-5	-0,0709	0,8217	5,9563	0,2598		
	Mod4-6	-9,7685	0,7483	0,5946	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	-50,4507	-2,6973	-5,8122	3,4634	-1,2175	2,3397
Ghardaïa	Mod4-1	0,5686	0,1652	-0,0005			
	Mod4-2	0,513	0,2026	0,0003			
	Mod4-3	-278,8417	0,1891	0,0028			
	Mod4-4	-0,7849	0,2082	19,9664			
	Mod4-5	0,0608	52,3901	0,0022	-51,8251		
	Mod4-6	12,8187	0,726	-0,4465	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	10,2471	1,6706	16,0566	-6,2709	8,4445	4,7282
Sétif	Mod4-1	-0,9591	1,8196	-0,0011			
	Mod4-2	-1,0301	1,7989	0,0019			
	Mod4-3	515,0804	0,2381	-0,0017			
	Mod4-4	2,8217	0,1878	-34,3601			
	Mod4-5	-0,0054	0,8417	7,0716	0,1897		
	Mod4-6	19,8757	0,7803	0,7817	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	-6,1131	-3,5754	-10,5932	5,5683	-164,7718	1,328
Tiaret	Mod4-1	-0,944	1,7807	-0,0009			
	Mod4-2	-1,0097	1,7899	0,0012			
	Mod4-3	820,3043	0,2097	-0,0031			
	Mod4-4	2,8162	0,1583	-38,2194			
	Mod4-5	-0,0242	0,7932	4,6906	0,1729		
	Mod4-6	5,3474	0,7837	0,7895	0,3816	0,7655	
	Mod4-7	-18,2367	-2,4962	-5,9733	3,4457	-24,7869	1,7531

Tableau B1-11 performance quotidienne des modèles d'estimation à base de plusieurs paramètres

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod4-1	12,8781	149,7222	0,9016	0,9015	-0,4102	13,0219
	Mod4-2	13,0374	91,9199	0,8993	0,8991	-0,2518	13,1369
	Mod4-3	19,0147	0	0,7853	0,7853	0	21,0413
	Mod4-4	18,7555	0	0,7911	0,7911	0	20,8639
	Mod4-5	<b>12,0870</b>	<b>97,6923</b>	<b>0,9133</b>	<b>0,9132</b>	<b>-0,2677</b>	<b>11,4014</b>
	Mod4-6	13,5653	0	0,8923	0,8907	0	13,9005
	Mod4-7	12,1255	0	0,9127	0,9127	0	11,6233
Annaba	Mod4-1	14,3684	22,2496	0,9000	0,8995	-0,061	14,6683
	Mod4-2	14,2772	-12,697	0,9016	0,9008	0,0348	14,4782
	Mod4-3	21,4474	0	0,7761	0,7761	0	25,3401
	Mod4-4	21,1595	0	0,7821	0,7821	0	25,1386
	Mod4-5	15,5636	-273,3979	0,8871	0,8821	0,749	15,9832
	Mod4-6	15,2374	-0,0003	0,8928	0,8870	0	15,5909
	Mod4-7	<b>13,0057</b>	<b>-0,0001</b>	<b>0,9181</b>	<b>0,9177</b>	<b>0</b>	<b>12,1679</b>
Chleff	Mod4-1	17,9245	143,0149	0,8299	0,8295	-0,3918	20,1377
	Mod4-2	17,8874	209,4039	0,8304	0,8302	-0,5737	20,0093
	Mod4-3	24,6086	0	0,6785	0,6785	0	27,9671
	Mod4-4	24,6383	0	0,6778	0,6778	0	28,015
	Mod4-5	16,2377	262,7614	0,8606	0,86	-0,7199	15,6396
	Mod4-6	18,8072	0	0,8138	0,8122	0	21,4302
	Mod4-7	<b>16,2407</b>	<b>0,0003</b>	<b>0,8608</b>	<b>0,8600</b>	<b>0</b>	<b>16,2287</b>
Ghardaïa	Mod4-1	4,5378	-12,5936	0,9741	0,9740	0,0345	3,5202
	Mod4-2	4,5916	-52,1456	0,9738	0,9734	0,1429	3,5638
	Mod4-3	5,3432	0	0,9640	0,9640	0	4,3135
	Mod4-4	5,4792	0	0,9622	0,9622	0	4,4579
	Mod4-5	<b>4,5300</b>	<b>-21,3668</b>	<b>0,9742</b>	<b>0,9741</b>	<b>0,0585</b>	<b>3,5160</b>
	Mod4-6	4,6059	0	0,9740	0,9733	0	3,5856
	Mod4-7	4,5844	0	0,9740	0,9735	0	3,5884
Sétif	Mod4-1	15,4631	47,0133	0,8718	0,8712	-0,1288	17,3035
	Mod4-2	15,3597	65,9558	0,8734	0,8729	-0,1807	17,2123
	Mod4-3	23,245	-0,0001	0,7089	0,7089	0	27,4274
	Mod4-4	23,0699	0	0,7132	0,7132	0	27,4879
	Mod4-5	13,9653	-15,1001	0,8953	0,8949	0,0414	13,7925
	Mod4-6	16,1495	0	0,8635	0,8595	0	18,4016
	Mod4-7	<b>13,7800</b>	<b>0</b>	<b>0,8978</b>	<b>0,8977</b>	<b>0</b>	<b>13,9024</b>
Tiaret	Mod4-1	15,33	122,5802	0,8637	0,8636	-0,3358	15,997
	Mod4-2	15,3397	101,8284	0,8635	0,8634	-0,279	15,9657
	Mod4-3	21,1142	0	0,7412	0,7412	0	23,4667
	Mod4-4	21,0403	0	0,743	0,743	0	23,3684
	Mod4-5	14,6973	83,4845	0,8747	0,8746	-0,2287	14,2855
	Mod4-6	15,8012	0	0,8567	0,855	0	16,8831
	Mod4-7	<b>14,6317</b>	<b>0,0004</b>	<b>0,8757</b>	<b>0,8757</b>	<b>0</b>	<b>14,3119</b>

Tableau B1-12 Performance mensuelle des modèles d'estimation à base de plusieurs paramètres

Région	Modèle	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod4-1	<b>4,7524</b>	<b>5,1532</b>	<b>0,9838</b>	<b>0,9835</b>	<b>-0,4294</b>	<b>4,0531</b>
	Mod4-2	5,028	3,3057	0,9816	0,9815	-0,2755	4,137
	Mod4-3	8,0517	0,053	0,9528	0,9526	-0,0044	6,1565
	Mod4-4	6,4121	-0,1894	0,9705	0,9699	0,0158	4,6653
	Mod4-5	5,2136	3,7699	0,9802	0,9801	-0,3142	4,0918
	Mod4-6	5,7724	0,3843	0,9765	0,9756	-0,032	4,2055
	Mod4-7	5,2508	0,4883	0,9801	0,9798	-0,0407	4,4477
Annaba	Mod4-1	4,8562	0,5976	0,9860	0,9858	-0,0498	3,334
	Mod4-2	<b>4,5477</b>	<b>-0,6266</b>	<b>0,9880</b>	<b>0,9876</b>	<b>0,0522</b>	<b>3,1849</b>
	Mod4-3	7,5023	-0,2147	0,9670	0,9662	0,0179	5,9617
	Mod4-4	7,0406	-0,347	0,9709	0,9702	0,0289	6,096
	Mod4-5	6,7315	-8,8188	0,9781	0,9728	0,7349	4,1054
	Mod4-6	6,5963	0,1745	0,9803	0,9739	-0,0145	4,3815
	Mod4-7	5,3366	-0,2347	0,9834	0,9829	0,0196	3,3477
Chleff	Mod4-1	5,3946	5,8887	0,9783	0,978	-0,4907	4,4049
	Mod4-2	<b>4,9879</b>	<b>7,9759</b>	<b>0,9821</b>	<b>0,9812</b>	<b>-0,6647</b>	<b>4,3699</b>
	Mod4-3	7,4992	0,4877	0,9577	0,9575	-0,0406	6,0359
	Mod4-4	7,0803	0,3955	0,9625	0,9621	-0,033	5,8083
	Mod4-5	6,1126	10,0137	0,9744	0,9718	-0,8345	5,0436
	Mod4-6	5,4828	1,1287	0,9775	0,9773	-0,0941	4,0174
	Mod4-7	5,9007	1,2554	0,9777	0,9737	-0,1046	5,3035
Ghardaïa	Mod4-1	2,0506	-0,4124	0,9945	0,9945	0,0344	1,7864
	Mod4-2	2,2274	-1,6927	0,9939	0,9935	0,1411	1,9172
	Mod4-3	2,2877	0,1187	0,9932	0,9931	-0,0099	1,8816
	Mod4-4	<b>1,8663</b>	<b>0,0244</b>	<b>0,9957</b>	<b>0,9954</b>	<b>-0,002</b>	<b>1,7229</b>
	Mod4-5	1,9379	-0,6835	0,9952	0,9951	0,057	1,6772
	Mod4-6	2,2761	0,0565	0,9941	0,9932	-0,0047	2,0512
	Mod4-7	2,1998	0,0565	0,9942	0,9936	-0,0047	1,9848
Sétif	Mod4-1	4,7357	1,9186	0,9837	0,9836	-0,1599	4,4092
	Mod4-2	<b>4,4421</b>	<b>2,4900</b>	<b>0,9856</b>	<b>0,9856</b>	<b>-0,2075</b>	<b>4,2005</b>
	Mod4-3	6,1891	0,8991	0,9728	0,9721	-0,0749	5,1436
	Mod4-4	5,141	0,7642	0,9816	0,9807	-0,0637	4,3491
	Mod4-5	6,3099	-0,4132	0,9711	0,971	0,0344	5,4706
	Mod4-6	5,6542	0,6099	0,9791	0,9767	-0,0508	4,9902
	Mod4-7	5,9699	0,0738	0,974	0,974	-0,0061	5,1637
Tiaret	Mod4-1	5,4578	4,8853	0,9772	0,9769	-0,4071	4,7919
	Mod4-2	5,2459	4,1852	0,9788	0,9786	-0,3488	4,5767
	Mod4-3	5,397	-0,3175	0,9778	0,9774	0,0265	4,8693
	Mod4-4	<b>5,1088</b>	<b>-0,2745</b>	<b>0,9801</b>	<b>0,9797</b>	<b>0,0229</b>	<b>4,1449</b>
	Mod4-5	6,3495	4,0117	0,9689	0,9687	-0,3343	5,331
	Mod4-6	5,9505	0,9268	0,9731	0,9725	-0,0772	4,4991
	Mod4-7	6,2554	1,2312	0,97	0,9696	-0,1026	5,5872

	Alger	Annaba	Chleff	Ghardaïa	Sétif	Tiaret
Valeurs quotidiennes	Mod4-5	Mod4-7	Mod4-7	Mod4-5	Mod4-7	Mod4-7
RMSE	12,0870	13,0057	16,2407	4,5300	13,7800	14,6317
R <sup>2</sup>	0,9133	0,9181	0,8608	0,9742	0,8978	0,8757
MAPE	11,4014	12,1679	16,2287	3,5160	13,9024	14,3119
Moyennes mensuelles	Mod4-1	Mod4-2	Mod4-2	Mod4-4	Mod4-2	Mod4-4
RMSE	4,7524	3,1849	4,9879	1,8663	4,4421	5,1088
R <sup>2</sup>	0,9838	0,9880	0,9821	0,9957	0,9856	0,9801
MAPE	4,0531	4,5477	4,3699	1,7229	4,2005	4,1449

Tableau B1-13 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Alger)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	17,1078	-136,1826	0,8263	0,8262	0,3731	19,0936
ModN-2		10	16,4901	-217,8256	0,8388	0,8385	0,5968	17,9929
ModN-3		24	15,5743	60,2527	0,8561	0,856	-0,1651	17,2277
ModN-4		<b>32</b>	<b>14,6446</b>	<b>68,2581</b>	<b>0,8728</b>	<b>0,8726</b>	<b>-0,1870</b>	<b>16,2193</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	11,5646	-97,0603	0,9206	0,9206	0,2659	10,6731
ModN-6		10	10,5539	-190,1653	0,9340	0,9339	0,5210	10,0175
ModN-7		24	10,5551	-89,7806	0,9339	0,9338	0,2460	9,3638
ModN-8		<b>32</b>	<b>10,5326</b>	<b>12,0414</b>	<b>0,9343</b>	<b>0,9341</b>	<b>-0,0330</b>	<b>9,3010</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	17,5456	-176,0146	0,8173	0,8172	0,4822	19,3472
ModN-10		10	17,7039	-79,3132	0,8140	0,8139	0,2173	19,3736
ModN-11		<b>24</b>	<b>17,0193</b>	<b>-488,0201</b>	<b>0,8291</b>	<b>0,828</b>	<b>1,3370</b>	<b>18,4904</b>
ModN-12		32	17,3747	131,4539	0,8216	0,8207	-0,3601	18,5572
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	10,7826	-11,6449	0,9310	0,931	0,0319	10,2179
ModN-14		10	10,6000	-262,2684	0,9337	0,9333	0,7185	9,4315
ModN-15		24	10,1487	-143,2245	0,9393	0,9388	0,3924	9,0940
ModN-16		<b>32</b>	<b>9,7606</b>	<b>-48,9866</b>	<b>0,9434</b>	<b>0,9434</b>	<b>0,1342</b>	<b>8,7084</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	11,0316	69,9425	0,9278	0,9277	-0,1916	10,3832
ModN-18		10	10,3653	21,2107	0,9362	0,9362	-0,0581	9,7311
ModN-19		24	10,1007	-113,3404	0,9395	0,9394	0,3105	9,4807
ModN-20		<b>32</b>	<b>10,0669</b>	<b>-42,6898</b>	<b>0,9399</b>	<b>0,9398</b>	<b>0,1170</b>	<b>9,1418</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	10,9301	109,5284	0,9292	0,9291	-0,3001	10,9873
ModN-22		10	10,4579	-248,5485	0,9360	0,9351	0,6810	10,1479
ModN-23		<b>24</b>	<b>10,0491</b>	<b>-175,9728</b>	<b>0,9403</b>	<b>0,9400</b>	<b>0,4821</b>	<b>10,0301</b>
ModN-24		32	10,3922	303,0459	0,9371	0,9359	-0,8303	9,7805

Tableau B1-14 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Alger)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	3,0139	-4,2983	0,9936	0,9934	0,3582	1,9901
ModN-2		<b>10</b>	<b>1,9832</b>	<b>-6,8856</b>	<b>0,9976</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,5738</b>	<b>1,5685</b>
ModN-3		24	2,0449	1,9165	0,9974	0,997	-0,1597	1,8753
ModN-4		32	1,9416	2,2683	0,9975	0,9973	-0,189	1,7394
ModN-5	S/S0 G0	3	4,6832	-2,9088	0,9841	0,984	0,2424	3,5744
ModN-6		<b>10</b>	<b>3,6759</b>	<b>-5,7428</b>	<b>0,9904</b>	<b>0,9902</b>	<b>0,4786</b>	<b>2,8489</b>
ModN-7		24	4,2382	-2,7552	0,9869	0,9869	0,2296	2,9008
ModN-8		32	3,9883	0,8264	0,9887	0,9884	-0,0689	2,6312
ModN-9	Tmax-Tmin G0	<b>3</b>	<b>6,2252</b>	<b>-5,3516</b>	<b>0,9719</b>	<b>0,9718</b>	<b>0,4460</b>	<b>4,7087</b>
ModN-10		10	6,2478	-2,2852	0,9717	0,9716	0,1904	3,7429
ModN-11		24	6,7913	-15,3318	0,9677	0,9664	1,2776	5,0296
ModN-12		32	6,8864	4,9411	0,9661	0,9654	-0,4118	4,5629
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	3,1597	-0,1413	0,9927	0,9927	0,0118	2,5963
ModN-14		10	3,3054	-8,2667	0,9927	0,9920	0,6889	2,8679
ModN-15		<b>24</b>	<b>2,425</b>	<b>-4,4408</b>	<b>0,9962</b>	<b>0,9957</b>	<b>0,3701</b>	<b>2,1212</b>
ModN-16		32	2,7059	-1,5131	0,9947	0,9947	0,1261	2,2107
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	4,0681	2,6814	0,9880	0,9879	-0,2235	3,0659
ModN-18		10	4,1054	0,8912	0,9877	0,9877	-0,0743	2,8794
ModN-19		24	3,7375	-3,633	0,9899	0,9898	0,3028	2,6157
ModN-20		<b>32</b>	<b>3,6883</b>	<b>-1,1742</b>	<b>0,9903</b>	<b>0,9901</b>	<b>0,0978</b>	<b>2,6605</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	<b>5</b>	<b>2,3986</b>	<b>3,782</b>	<b>0,9959</b>	<b>0,9958</b>	<b>-0,3152</b>	<b>2,504</b>
ModN-22		10	3,0528	-7,9868	0,9936	0,9932	0,6656	3,0605
ModN-23		24	2,8896	-5,8553	0,9944	0,9939	0,4879	2,4909
ModN-24		32	2,7271	10,2678	0,9953	0,9946	-0,8557	2,2382

Tableau B1-15 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Annaba)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	19,2478	-64,0994	0,8200	0,8197	0,1756	22,9542
ModN-2		10	19,0263	-177,1885	0,8240	0,8238	0,4854	22,0596
ModN-3		24	18,6682	-99,4932	0,8304	0,8304	0,2726	21,39
ModN-4		<b>32</b>	<b>18,3708</b>	<b>162,5291</b>	<b>0,8359</b>	<b>0,8357</b>	<b>-0,4453</b>	<b>20,9150</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	12,0604	93,139	0,9293	0,9292	-0,2552	10,3763
ModN-6		10	9,8175	234,7421	0,9533	0,9531	-0,6431	8,3749
ModN-7		24	9,7085	-58,9094	0,9545	0,9541	0,1614	8,3076
ModN-8		<b>32</b>	<b>8,7768</b>	<b>-119,5827</b>	<b>0,9626</b>	<b>0,9625</b>	<b>0,3276</b>	<b>7,2428</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	19,6929	197,7124	0,8116	0,8112	-0,5417	23,268
ModN-10		10	19,3048	221,8184	0,8190	0,8186	-0,6077	22,7403
ModN-11		24	19,4209	868,8062	0,8197	0,8164	-2,3803	22,7693
ModN-12		<b>32</b>	<b>18,4828</b>	<b>-38,4212</b>	<b>0,8340</b>	<b>0,8337</b>	<b>0,1053</b>	<b>20,0932</b>
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	11,4796	-119,9419	0,9359	0,9359	0,3286	10,0802
ModN-14		10	10,7249	-247,5909	0,9444	0,944	0,6783	9,7114
ModN-15		24	9,3329	-189,0415	0,9582	0,9576	0,5179	8,0431
ModN-16		<b>32</b>	<b>9,2618</b>	<b>430,8783</b>	<b>0,9597</b>	<b>0,9583</b>	<b>-1,1805</b>	<b>8,2620</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	11,9538	3,5984	0,9305	0,9305	-0,0099	10,636
ModN-18		10	9,282	148,8654	0,9582	0,9581	-0,4079	8,2139
ModN-19		24	9,8059	-347,9314	0,9538	0,9532	0,9532	8,5978
ModN-20		<b>32</b>	<b>9,7182</b>	<b>185,4471</b>	<b>0,9542</b>	<b>0,954</b>	<b>-0,5081</b>	<b>9,4783</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	10,8161	-415,2572	0,9440	0,9431	1,1377	10,4468
ModN-22		<b>10</b>	<b>9,8408</b>	<b>-179,6834</b>	<b>0,9530</b>	<b>0,9529</b>	<b>0,4923</b>	<b>9,14390</b>
ModN-23		24	10,0057	63,7916	0,9513	0,9513	-0,1748	9,5311
ModN-24		32	10,3023	32,5065	0,9484	0,9483	-0,0891	9,4711

Tableau B1-16 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Annaba)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	3,2722	-1,9372	0,9942	0,9936	0,1614	2,011
ModN-2		10	2,8006	-5,4456	0,9956	0,9953	0,4538	2,2451
ModN-3		<b>24</b>	<b>2,2176</b>	<b>-3,1839</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,2653</b>	<b>2,1075</b>
ModN-4		32	2,6973	5,0304	0,9958	0,9956	-0,4192	2,5477
ModN-5	S/S0 G0	3	4,2659	2,894	0,9892	0,9891	-0,2412	2,6897
ModN-6		10	3,0486	7,7368	0,9947	0,9944	-0,6447	1,5303
ModN-7		24	3,0866	-1,8124	0,9950	0,9943	0,151	1,8243
ModN-8		<b>32</b>	<b>2,3657</b>	<b>-3,8233</b>	<b>0,9967</b>	<b>0,9967</b>	<b>0,3186</b>	<b>1,3091</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	5,0946	6,8383	0,9847	0,9845	-0,5699	3,4793
ModN-10		10	4,7432	7,6935	0,9868	0,9865	-0,6411	3,0231
ModN-11		24	5,4487	28,8923	0,9859	0,9822	-2,4077	4,1555
ModN-12		<b>32</b>	<b>4,286</b>	<b>-0,6332</b>	<b>0,9891</b>	<b>0,989</b>	<b>0,0528</b>	<b>2,8712</b>
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	2,9347	-4,0418	0,9949	0,9948	0,3368	1,9921
ModN-14		10	2,3077	-8,2538	0,9971	0,9968	0,6878	1,7202
ModN-15		<b>24</b>	<b>1,7126</b>	<b>-6,164</b>	<b>0,9989</b>	<b>0,9982</b>	<b>0,5137</b>	<b>1,6869</b>
ModN-16		32	2,6818	14,4158	0,9977	0,9957	-1,2013	2,0328
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	4,0461	-0,1696	0,9902	0,9902	0,0141	2,2193
ModN-18		<b>10</b>	<b>2,6772</b>	<b>4,9997</b>	<b>0,9958</b>	<b>0,9957</b>	<b>-0,4166</b>	<b>1,8337</b>
ModN-19		24	2,9458	-11,2677	0,9956	0,9948	0,939	1,7254
ModN-20		32	3,0023	6,2898	0,9949	0,9946	-0,5242	2,0440
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	3,2977	-13,7463	0,9945	0,9935	1,1455	2,7141
ModN-22		<b>10</b>	<b>1,8768</b>	<b>-5,7179</b>	<b>0,9980</b>	<b>0,9979</b>	<b>0,4765</b>	<b>1,3247</b>
ModN-23		24	2,2992	2,1899	0,9969	0,9968	-0,1825	1,4994
ModN-24		32	2,0709	1,098	0,9977	0,9974	-0,0915	1,6995



Tableau B1-17 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Chleff)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE	
ModN-1	Jour de l'année	2	23,711	219,383	0,7018	0,7016	-0,601	27,1803	
ModN-2		10	22,863	827,5563	0,7256	0,7225	-2,2673	26,904	
ModN-3		24	22,6328	-142,3143	0,7293	0,7281	0,3899	23,6517	
ModN-4		<b>32</b>	<b>22,2452</b>	<b>110,3189</b>	<b>0,7385</b>	<b>0,7373</b>	<b>-0,3022</b>	<b>25,1448</b>	
ModN-5	S/S0	3	14,8562	-115,4185	0,8830	0,8828	0,3162	13,16	
ModN-6	G0	10	13,8657	-118,1553	0,8980	0,8979	0,3237	11,7516	
ModN-7		24	12,985	-173,5612	0,9109	0,9105	0,4755	11,334	
ModN-8		<b>32</b>	<b>12,5811</b>	<b>336,0572</b>	<b>0,9167</b>	<b>0,916</b>	<b>-0,9207</b>	<b>10,3245</b>	
ModN-9		Tmax-Tmin	3	24,0932	-109,0327	0,6921	0,6919	0,2987	27,3083
ModN-10	G0	10	24,2564	423,6792	0,6889	0,6877	-1,1608	27,602	
ModN-11		24	23,2992	-700,2286	0,7141	0,7118	1,9184	25,1891	
ModN-12		<b>32</b>	<b>22,8152</b>	<b>-162,7616</b>	<b>0,7239</b>	<b>0,7237</b>	<b>0,4459</b>	<b>24,8516</b>	
ModN-13		Humidité	4	13,8107	50,6686	0,8989	0,8988	-0,1388	12,2448
ModN-14	S/S0	10	12,4972	-133,8841	0,9172	0,9171	0,3668	10,8841	
ModN-15		G0	24	13,5225	312,2108	0,9033	0,9029	-0,8554	13,0466
ModN-16		<b>32</b>	<b>12,064</b>	<b>-143,3301</b>	<b>0,9234</b>	<b>0,9227</b>	<b>0,3927</b>	<b>10,7098</b>	
ModN-17		Tmax-Tmin	4	14,3133	91,6262	0,8919	0,8913	-0,251	12,2841
ModN-18	S/S0	<b>10</b>	<b>12,6598</b>	<b>-93,5121</b>	<b>0,9153</b>	<b>0,9149</b>	<b>0,2562</b>	<b>11,4451</b>	
ModN-19		G0	24	12,8106	121,4671	0,9133	0,9129	-0,3328	11,4246
ModN-20		<b>32</b>	<b>12,9515</b>	<b>-512,0602</b>	<b>0,9124</b>	<b>0,911</b>	<b>1,4029</b>	<b>11,5262</b>	
ModN-21		Tmax-Tmin	5	12,8163	-71,1103	0,9128	0,9128	0,1948	12,7369
ModN-22	Humidité	10	13,5285	257,448	0,9032	0,9028	-0,7053	12,7246	
ModN-23		S/S0	24	13,0719	-136,975	0,9094	0,9093	0,3753	11,2023
ModN-24		G0	<b>32</b>	<b>11,6455</b>	<b>108,0592</b>	<b>0,9283</b>	<b>0,928</b>	<b>-0,2961</b>	<b>9,3264</b>

Tableau B1-18 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Chleff)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE	
ModN-1	Jour de l'année	2	2,1926	7,3794	0,9968	0,9964	-0,6149	1,8163	
ModN-2		<b>10</b>	<b>3,1828</b>	<b>27,5554</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,9923</b>	<b>-2,2963</b>	<b>3,2861</b>	
ModN-3		24	2,3885	-4,3461	0,9958	0,9957	0,3622	2,0505	
ModN-4		<b>32</b>	<b>3,5300</b>	<b>3,8020</b>	<b>0,9909</b>	<b>0,9906</b>	<b>-0,3168</b>	<b>3,5495</b>	
ModN-5	S/S0	3	5,0139	-2,9093	0,9811	0,981	0,2424	3,9630	
ModN-6		G0	10	4,2956	-3,2433	0,9861	0,9861	0,2703	3,2071
ModN-7		24	3,4021	-5,0074	0,9918	0,9913	0,4173	2,4150	
ModN-8		<b>32</b>	<b>3,2389</b>	<b>11,4301</b>	<b>0,9928</b>	<b>0,9921</b>	<b>-0,9525</b>	<b>2,4096</b>	
ModN-9	Tmax-Tmin	3	6,0808	-3,0083	0,9721	0,972	0,2507	4,4719	
ModN-10		G0	<b>10</b>	<b>5,5705</b>	<b>14,0386</b>	<b>0,9776</b>	<b>0,9765</b>	<b>-1,1699</b>	<b>4,7489</b>
ModN-11		24	5,7955	-22,7029	0,9774	0,9746	1,8919	4,2387	
ModN-12		<b>32</b>	<b>5,9837</b>	<b>-4,7700</b>	<b>0,9731</b>	<b>0,9729</b>	<b>0,3975</b>	<b>4,1309</b>	
ModN-13	Humidité	<b>4</b>	<b>2,8419</b>	<b>2,3142</b>	<b>0,9940</b>	<b>0,9939</b>	<b>-0,1928</b>	<b>2,6349</b>	
ModN-14		S/S0	10	3,1181	-3,9556	0,9928	0,9927	0,3296	2,5707
ModN-15		G0	24	2,9762	10,6657	0,9939	0,9933	-0,8888	2,2176
ModN-16		<b>32</b>	<b>3,0567</b>	<b>-4,4461</b>	<b>0,9935</b>	<b>0,9929</b>	<b>0,3705</b>	<b>2,6431</b>	
ModN-17	Tmax-Tmin	4	4,3509	3,7382	0,9861	0,9857	-0,3115	3,2152	
ModN-18		S/S0	<b>10</b>	<b>2,9485</b>	<b>-2,6659</b>	<b>0,9935</b>	<b>0,9934</b>	<b>0,2222</b>	<b>2,1535</b>
ModN-19		G0	24	3,2832	4,6793	0,9925	0,9919	-0,3899	2,6961
ModN-20		<b>32</b>	<b>3,3773</b>	<b>-16,454</b>	<b>0,9935</b>	<b>0,9914</b>	<b>1,3712</b>	<b>2,5603</b>	
ModN-21	Tmax-Tmin	5	2,8426	-1,7534	0,9940	0,9939	0,1461	2,5293	
ModN-22		Humidité	10	3,7093	9,0272	0,9900	0,9896	-0,7523	3,4361
ModN-23		S/S0	24	2,8498	-4,1032	0,9943	0,9939	0,3419	2,6420
ModN-24		G0	<b>32</b>	<b>2,2170</b>	<b>3,7121</b>	<b>0,9964</b>	<b>0,9963</b>	<b>-0,3093</b>	<b>1,6446</b>

Tableau B1-19 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Ghardaïa)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	28,1642	-10,0931	0,1336	0	0,0277	29,2103
ModN-2		10	3,9811	11,2782	0,9800	0,9800	-0,0309	3,0879
ModN-3		24	3,8434	69,0947	0,9814	0,9814	-0,1893	2,8705
ModN-4		<b>32</b>	<b>3,6748</b>	<b>39,1189</b>	<b>0,9830</b>	<b>0,9830</b>	<b>-0,1072</b>	<b>2,8365</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	4,3879	33,1848	0,9757	0,9757	-0,0909	3,4511
ModN-6		10	3,7023	69,4428	0,9828	0,9827	-0,1903	2,7029
ModN-7		24	3,2394	-25,187	0,9868	0,9868	0,069	2,4793
ModN-8		<b>32</b>	<b>3,0263</b>	<b>-58,8845</b>	<b>0,9886</b>	<b>0,9885</b>	<b>0,1613</b>	<b>2,5290</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	4,5165	48,1939	0,9743	0,9743	-0,132	3,5404
ModN-10		10	4,3010	53,4893	0,9768	0,9767	-0,1465	3,2884
ModN-11		24	4,2519	-50,8953	0,9773	0,9772	0,1394	3,3156
ModN-12		<b>32</b>	<b>4,0690</b>	<b>4,6116</b>	<b>0,9792</b>	<b>0,9791</b>	<b>-0,0126</b>	<b>3,1114</b>
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	4,3270	39,6016	0,9764	0,9764	-0,1085	3,5186
ModN-14		10	3,6154	-37,8894	0,9835	0,9835	0,1038	2,8090
ModN-15		24	3,3870	12,5335	0,9856	0,9855	-0,0343	2,6332
ModN-16		<b>32</b>	<b>3,3461</b>	<b>-109,074</b>	<b>0,9860</b>	<b>0,9859</b>	<b>0,2988</b>	<b>2,7355</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	4,2897	29,6641	0,9768	0,9768	-0,0813	3,2733
ModN-18		10	4,2180	-114,5436	0,9777	0,9776	0,3138	3,3337
ModN-19		24	3,8131	27,4049	0,9817	0,9817	-0,0751	3,0008
ModN-20		<b>32</b>	<b>3,7268</b>	<b>-39,6393</b>	<b>0,9825</b>	<b>0,9825</b>	<b>0,1086</b>	<b>2,9299</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	4,2365	-124,2668	0,9775	0,9774	0,3405	3,3935
ModN-22		10	3,5375	52,0379	0,9843	0,9842	-0,1426	2,9133
ModN-23		<b>24</b>	<b>2,8574</b>	<b>63,6959</b>	<b>0,9898</b>	<b>0,9897</b>	<b>-0,1745</b>	<b>2,3359</b>
ModN-24		<b>32</b>	<b>3,2150</b>	<b>48,6785</b>	<b>0,9870</b>	<b>0,9870</b>	<b>-0,1334</b>	<b>2,5383</b>

Tableau B1-20 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Ghardaïa)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	27,5829	0,8882	0,2353	0	-0,074	28,1465
ModN-2		10	0,8871	0,5043	0,9990	0,9990	-0,042	0,6233
ModN-3		24	0,7022	2,3593	0,9994	0,9994	-0,1966	0,4935
ModN-4		<b>32</b>	<b>0,3602</b>	<b>1,3221</b>	<b>0,9999</b>	<b>0,9998</b>	<b>-0,1102</b>	<b>0,3545</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	1,9015	1,1595	0,9953	0,9952	-0,0966	1,5267
ModN-6		10	0,8906	2,3709	0,9990	0,9990	-0,1976	0,8711
ModN-7		24	0,9271	-0,8502	0,9989	0,9989	0,0708	0,6764
ModN-8		<b>32</b>	<b>0,8125</b>	<b>-1,8933</b>	<b>0,9993</b>	<b>0,9991</b>	<b>0,1578</b>	<b>0,7350</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	1,8268	1,5966	0,9956	0,9956	-0,133	1,6836
ModN-10		10	1,5736	1,806	0,9968	0,9967	-0,1505	1,3293
ModN-11		<b>24</b>	<b>1,4905</b>	<b>-1,6779</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,9971</b>	<b>0,1398</b>	<b>1,2453</b>
ModN-12		<b>32</b>	<b>1,5239</b>	<b>0,0874</b>	<b>0,9970</b>	<b>0,9969</b>	<b>-0,0073</b>	<b>1,3576</b>
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	1,8841	1,2852	0,9954	0,9953	-0,1071	1,5266
ModN-14		10	1,2226	-1,1672	0,9981	0,9980	0,0973	0,9953
ModN-15		24	0,9681	0,4852	0,9988	0,9988	-0,0404	0,7742
ModN-16		<b>32</b>	<b>0,9402</b>	<b>-3,5261</b>	<b>0,9990</b>	<b>0,9988</b>	<b>0,2938</b>	<b>0,7390</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	1,7379	1,023	0,9960	0,9960	-0,0853	1,4464
ModN-18		10	1,6282	-3,7717	0,9967	0,9965	0,3143	1,3306
ModN-19		24	1,5114	0,9521	0,9970	0,9970	-0,0793	1,2474
ModN-20		<b>32</b>	<b>1,3108</b>	<b>-1,2721</b>	<b>0,9978</b>	<b>0,9977</b>	<b>0,106</b>	<b>0,9897</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	1,5099	-4,0556	0,9972	0,9970	0,338	1,2055
ModN-22		10	0,9283	1,8249	0,9989	0,9989	-0,1521	0,8757
ModN-23		<b>24</b>	<b>0,6326</b>	<b>2,1671</b>	<b>0,9995</b>	<b>0,9995</b>	<b>-0,1806</b>	<b>0,5567</b>
ModN-24		<b>32</b>	<b>0,7060</b>	<b>1,6673</b>	<b>0,9994</b>	<b>0,9993</b>	<b>-0,1389</b>	<b>0,5914</b>

Tableau B1-21 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Sétif)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	21,6883	-236,0785	0,7471	0,7466	0,6468	25,8664
ModN-2		10	21,4707	-17,6275	0,7518	0,7516	0,0483	25,1446
ModN-3		24	20,6760	-310,6898	0,7702	0,7697	0,8512	22,7872
ModN-4		<b>32</b>	<b>19,4041</b>	<b>-222,5588</b>	<b>0,7980</b>	<b>0,7971</b>	<b>0,6098</b>	<b>20,7724</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	13,2598	-36,8972	0,9053	0,9053	0,1011	12,5470
ModN-6		10	11,4282	221,8546	0,9298	0,9296	-0,6078	10,9133
ModN-7		24	12,2428	-83,194	0,9199	0,9192	0,2279	10,7407
ModN-8		<b>32</b>	<b>11,0545</b>	<b>88,5716</b>	<b>0,9345</b>	<b>0,9342</b>	<b>-0,2427</b>	<b>9,9765</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	22,2452	314,2822	0,7338	0,7334	-0,8610	26,7057
ModN-10		10	22,0884	120,8393	0,7372	0,7371	-0,3311	25,7317
ModN-11		<b>24</b>	<b>21,5067</b>	<b>197,5004</b>	<b>0,7510</b>	<b>0,7508</b>	<b>-0,5411</b>	<b>24,7809</b>
ModN-12		32	21,9523	-419,059	0,7422	0,7403	1,1481	23,3226
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	11,5958	-31,5473	0,9277	0,9276	0,0864	11,6468
ModN-14		10	11,9814	-228,4446	0,9229	0,9227	0,6259	11,2386
ModN-15		<b>24</b>	<b>10,4646</b>	<b>-224,7038</b>	<b>0,9412</b>	<b>0,9410</b>	<b>0,6156</b>	<b>9,6200</b>
ModN-16		32	10,9952	-555,6541	0,9362	0,9349	1,5223	10,2570
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	12,6519	-171,7542	0,9139	0,9138	0,4706	11,5757
ModN-18		10	11,7062	150,6345	0,9264	0,9262	-0,4127	10,5947
ModN-19		24	12,3814	-322,7794	0,9191	0,9174	0,8843	11,9289
ModN-20		<b>32</b>	<b>11,3267</b>	<b>-16,0933</b>	<b>0,9310</b>	<b>0,9309</b>	<b>0,0441</b>	<b>10,4456</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	11,6326	44,3809	0,9271	0,9271	-0,1216	10,8016
ModN-22		10	12,0172	120,6322	0,9238	0,9222	-0,3305	11,2007
ModN-23		24	11,2283	337,1808	0,9326	0,9321	-0,9238	10,1685
ModN-24		<b>32</b>	<b>10,4514</b>	<b>-125,1537</b>	<b>0,9413</b>	<b>0,9411</b>	<b>0,3429</b>	<b>9,4030</b>

Tableau B1-22 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Sétif)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	<b>2</b>	<b>2,5784</b>	<b>-7,2408</b>	<b>0,9960</b>	<b>0,9951</b>	<b>0,6034</b>	<b>2,1950</b>
ModN-2		10	4,0094	-0,2333	0,9888	0,9882	0,0194	3,2368
ModN-3		24	2,7363	-10,2548	0,9951	0,9945	0,8546	2,6139
ModN-4		32	3,0341	-7,7635	0,9943	0,9933	0,647	3,1445
ModN-5	S/S0 G0	3	5,5833	-0,8921	0,9772	0,9772	0,0743	4,9360
ModN-6		10	4,0094	7,9399	0,9886	0,9882	-0,6617	3,8903
ModN-7		24	3,9921	-2,3987	0,9884	0,9883	0,1999	2,5417
ModN-8		<b>32</b>	<b>3,6579</b>	<b>3,194</b>	<b>0,9903</b>	<b>0,9902</b>	<b>-0,2662</b>	<b>2,3991</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	<b>3</b>	<b>5,4323</b>	<b>10,8569</b>	<b>0,9792</b>	<b>0,9784</b>	<b>-0,9047</b>	<b>4,1601</b>
ModN-10		10	5,7025	5,0483	0,9764	0,9762	-0,4207	4,0273
ModN-11		24	5,8563	7,368	0,9754	0,9749	-0,614	4,5477
ModN-12		32	5,6080	-13,4313	0,9779	0,9770	1,1193	3,0860
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	3,2919	-1,133	0,9923	0,9921	0,0944	3,3875
ModN-14		10	2,6710	-7,3193	0,9952	0,9948	0,6099	2,2234
ModN-15		24	2,6640	-7,0578	0,9955	0,9948	0,5882	2,5977
ModN-16		<b>32</b>	<b>2,8728</b>	<b>-18,1375</b>	<b>0,9957</b>	<b>0,9940</b>	<b>1,5115</b>	<b>2,6055</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	5,0050	-5,5623	0,9819	0,9817	0,4635	4,0857
ModN-18		10	3,7175	5,2398	0,9901	0,9899	-0,4367	3,3412
ModN-19		24	4,9060	-10,3899	0,9854	0,9824	0,8658	4,1146
ModN-20		<b>32</b>	<b>3,4689</b>	<b>-0,349</b>	<b>0,9916</b>	<b>0,9912</b>	<b>0,0291</b>	<b>2,6938</b>
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	3,1793	1,645	0,9927	0,9926	-0,1371	3,3892
ModN-22		10	3,6759	3,915	0,9926	0,9901	-0,3263	3,2512
ModN-23		<b>24</b>	<b>2,3527</b>	<b>11,209</b>	<b>0,9967</b>	<b>0,9960</b>	<b>-0,9341</b>	<b>2,1554</b>
ModN-24		32	2,3634	-4,0357	0,9961	0,9959	0,3363	1,9376

Tableau B1-23 Performance quotidienne des modèles à base de réseau de neurones (Tiaret)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	20,6147	179,5947	0,7534	0,7533	-0,492	23,082
ModN-2		10	19,7019	114,9222	0,7747	0,7746	-0,3149	21,806
ModN-3		24	18,7637	-205,3471	0,7958	0,7956	0,5626	20,5929
ModN-4		<b>32</b>	<b>17,3977</b>	<b>-171,4522</b>	<b>0,8244</b>	<b>0,8243</b>	<b>0,4697</b>	<b>19,0733</b>
ModN-5	S/S0 G0	3	14,1433	-27,9232	0,8839	0,8839	0,0765	13,3318
ModN-6		10	12,2185	34,4017	0,9133	0,9133	-0,0943	11,8501
ModN-7		24	11,4395	-19,3886	0,9241	0,924	0,0531	11,0586
ModN-8		<b>32</b>	<b>10,3655</b>	<b>83,6651</b>	<b>0,9377</b>	<b>0,9376</b>	<b>-0,2292</b>	<b>9,6678</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	20,9549	-24,8565	0,7453	0,7451	0,0681	23,751
ModN-10		10	20,6265	-267,4332	0,7539	0,753	0,7327	22,6852
ModN-11		24	21,2354	-357,583	0,7426	0,7382	0,9797	22,5178
ModN-12		<b>32</b>	<b>20,033</b>	<b>-2,1801</b>	<b>0,7673</b>	<b>0,767</b>	<b>0,006</b>	<b>21,1555</b>
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	11,3805	-236,8682	0,9251	0,9248	0,649	11,9863
ModN-14		10	11,0973	-201,7416	0,9291	0,9285	0,5527	11,0431
ModN-15		24	10,7659	58,5734	0,9327	0,9327	-0,1605	9,8925
ModN-16		<b>32</b>	<b>10,6045</b>	<b>-80,7083</b>	<b>0,9348</b>	<b>0,9347</b>	<b>0,2211</b>	<b>9,5164</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	12,3917	191,733	0,9110	0,9108	-0,5253	12,4859
ModN-18		10	11,6482	-63,0428	0,9213	0,9212	0,1727	10,7528
ModN-19		<b>24</b>	<b>11,5352</b>	<b>99,878</b>	<b>0,9229</b>	<b>0,9227</b>	<b>-0,2736</b>	<b>11,6478</b>
ModN-20		32	12,5248	-592,3787	0,9114	0,9089	1,623	11,0498
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	12,3496	-12,8392	0,9115	0,9115	0,0352	12,6448
ModN-22		10	11,4515	-129,3446	0,9239	0,9239	0,3544	11,4424
ModN-23		24	10,8488	-9,6135	0,9317	0,9317	0,0263	10,1152
ModN-24		<b>32</b>	<b>10,3216</b>	<b>-347,2762</b>	<b>0,9388</b>	<b>0,9381</b>	<b>0,9514</b>	<b>9,4858</b>

Tableau B1-24 Performance mensuelle des modèles à base de réseau de neurones (Tiaret)

Modèles	Input	N de neurone	RMSE	MBE	R2	NSE	MPE	MAPE
ModN-1	Jour de l'année	2	2,9324	6,2709	0,9936	0,9934	-0,5226	2,3058
ModN-2		10	2,5659	3,8244	0,9950	0,9949	-0,3187	1,9366
ModN-3		<b>24</b>	<b>2,2015</b>	<b>-7,0381</b>	<b>0,9968</b>	<b>0,9963</b>	<b>0,5865</b>	<b>1,6294</b>
ModN-4		32	2,3896	-5,6235	0,9958	0,9956	0,4686	2,1021
ModN-5	S/S0 G0	3	5,5945	0,2389	0,9758	0,9758	-0,0199	4,7945
ModN-6		10	4,3052	1,9035	0,9857	0,9857	-0,1586	4,3973
ModN-7		24	3,5831	-0,1786	0,9901	0,9901	0,0149	3,3934
ModN-8		<b>32</b>	<b>3,0623</b>	<b>3,2048</b>	<b>0,9929</b>	<b>0,9928</b>	<b>-0,2671</b>	<b>3,1422</b>
ModN-9	Tmax-Tmin G0	3	6,4311	-0,2318	0,9686	0,9681	0,0193	4,9273
ModN-10		10	6,2746	-8,0008	0,9713	0,9696	0,6667	4,7915
ModN-11		<b>24</b>	<b>5,7625</b>	<b>-11,1373</b>	<b>0,9760</b>	<b>0,9744</b>	<b>0,9281</b>	<b>4,3152</b>
ModN-12		32	5,7335	0,1997	0,9747	0,9746	-0,0166	4,1573
ModN-13	Humidité S/S0 G0	4	3,9824	-6,843	0,9880	0,9878	0,5702	3,5451
ModN-14		10	2,8502	-6,146	0,9951	0,9937	0,5122	2,9141
ModN-15		24	2,8904	2,3366	0,9936	0,9935	-0,1947	3,0770
ModN-16		<b>32</b>	<b>2,3203</b>	<b>-2,4021</b>	<b>0,9960</b>	<b>0,9958</b>	<b>0,2002</b>	<b>2,4239</b>
ModN-17	Tmax-Tmin S/S0 G0	4	4,4472	7,1709	0,9850	0,9847	-0,5976	4,4193
ModN-18		10	4,0802	-1,5105	0,9876	0,9871	0,1259	3,6660
ModN-19		<b>24</b>	<b>3,5770</b>	<b>3,735</b>	<b>0,9904</b>	<b>0,9901</b>	<b>-0,3112</b>	<b>3,2740</b>
ModN-20		32	4,5086	-18,7859	0,9871	0,9843	1,5655	4,5658
ModN-21	Tmax-Tmin Humidité S/S0 G0	5	3,0264	0,0474	0,9930	0,9929	-0,0039	3,5034
ModN-22		10	2,4995	-3,7921	0,9953	0,9952	0,3160	2,3658
ModN-23		24	2,3135	-0,162	0,9959	0,9959	0,0135	2,4499
ModN-24		<b>32</b>	<b>1,9639</b>	<b>-11,4125</b>	<b>0,9978</b>	<b>0,9970</b>	<b>0,9510</b>	<b>1,8237</b>

Tableau B1-25 Coefficients des modèles empiriques généraux

	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
Mod1-4G	5,0369	-0,1938	-2,1678	6,0456	-2,8606	0,9358	2,7600
Mod2-3G	-0,7151	5,1213	-9,5964	6,1314			
Mod3-8G	-0,7108	0,7354	0,5406	0			
Mod4-7G	-0,9801	-41,4958	-114,7429	60,5024	0,0207	0,5834	

Tableau B1-26 Performance des modèles généraux empiriques

		RMSE	R <sup>2</sup>	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mod1-4G	18,7122	0,8253	0,7921	-7,4251	20,8883
	<b>Mod2-3G</b>	<b>12,7056</b>	<b>0,9164</b>	<b>0,9041</b>	<b>-3,801</b>	<b>11,7069</b>
	Mod3-8G	18,5701	0,8044	0,7952	-3,3837	20,1899
	Mod4-7G	13,6846	0,9109	0,8888	4,9348	13,1831
Annaba	Mod1-4G	21,3779	0,8165	0,7776	-8,6421	26,5322
	<b>Mod2-3G</b>	<b>13,3666</b>	<b>0,9172</b>	<b>0,913</b>	<b>-2,9319</b>	<b>12,4048</b>
	Mod3-8G	22,4001	0,7971	0,7558	-9,1987	27,0224
	Mod4-7G	16,429	0,9021	0,8686	-8,2002	16,1849
Chleff	Mod1-4G	23,8765	0,7012	0,6974	-2,6685	27,7588
	<b>Mod2-3G</b>	<b>16,359</b>	<b>0,8609</b>	<b>0,8579</b>	<b>-1,9361</b>	<b>15,6054</b>
	Mod3-8G	24,5833	0,6831	0,6792	2,5385	27,3087
	Mod4-7G	18,103	0,8593	0,826	6,7594	17,3545
Ghardaia	Mod1-4G	15,3144	0,9500	0,7043	13,5653	15,6895
	<b>Mod2-3G</b>	<b>8,9335</b>	<b>0,9329</b>	<b>0,8994</b>	<b>5,1359</b>	<b>8,1520</b>
	Mod3-8G	9,3048	0,9740	0,8909	8,117	9,3736
	Mod4-7G	9,7719	0,9115	0,8796	-4,3417	8,2501
Sétif	Mod1-4G	21,7871	0,7460	0,7442	0,3441	26,2207
	<b>Mod2-3G</b>	<b>14,1408</b>	<b>0,8942</b>	<b>0,8923</b>	<b>-0,1175</b>	<b>14,3394</b>
	Mod3-8G	22,6111	0,7248	0,7245	0,5761	26,7599
	Mod4-7G	15,5763	0,8919	0,8693	3,9282	15,0072
Tiaret	Mod1-4G	20,7348	0,7520	0,7504	1,406	23,36
	<b>Mod2-3G</b>	<b>14,6805</b>	<b>0,8762</b>	<b>0,8749</b>	<b>1,0943</b>	<b>14,1473</b>
	Mod3-8G	21,3962	0,7348	0,7342	-0,813	24,0772
	Mod4-7G	15,0959	0,8723	0,8677	-2,5123	14,6271
Alger	Mod1-4G	8,0076	0,9939	0,9531	-7,4176	8,1775
	<b>Mod2-3G</b>	<b>6,9474</b>	<b>0,9807</b>	<b>0,9647</b>	<b>-3,8054</b>	<b>5,5908</b>
	Mod3-8G	8,1364	0,9630	0,9516	-3,3828	5,3727
	Mod4-7G	8,3811	0,9806	0,9486	4,9134	5,2101
Annaba	Mod1-4G	9,8608	0,9902	0,9416	-8,657	11,8169
	<b>Mod2-3G</b>	<b>6,0693</b>	<b>0,9829</b>	<b>0,9779</b>	<b>-2,8755</b>	<b>4,6672</b>
	Mod3-8G	11,8642	0,9669	0,9155	-9,2235	12,2084
	Mod4-7G	10,3609	0,9754	0,9356	-8,1401	9,9226
Chleff	Mod1-4G	3,5935	0,9958	0,9902	-2,6923	3,4918
	<b>Mod2-3G</b>	<b>6,4544</b>	<b>0,9767</b>	<b>0,9685</b>	<b>-2,0202</b>	<b>5,521</b>
	Mod3-8G	7,1135	0,9668	0,9617	2,5111	6,6007
	Mod4-7G	10,0799	0,9713	0,9232	6,6607	6,3728
Ghardaia	Mod1-4G	14,7315	0,9714	0,7144	13,6089	15,5048
	<b>Mod2-3G</b>	<b>7,0414</b>	<b>0,9693</b>	<b>0,9348</b>	<b>5,1188</b>	<b>5,8396</b>
	Mod3-8G	8,3633	0,9950	0,908	8,1306	8,8953
	Mod4-7G	6,4662	0,9715	0,945	-4,3647	5,8582
Sétif	<b>Mod1-4G</b>	<b>3,0636</b>	<b>0,9959</b>	<b>0,9932</b>	<b>0,2687</b>	<b>2,5364</b>
	Mod2-3G	5,9895	0,9745	0,9738	-0,1592	5,3098
	Mod3-8G	6,2525	0,972	0,9715	0,4902	4,7626
	Mod4-7G	9,4471	0,968	0,9349	3,8892	6,7628
Tiaret	<b>Mod1-4G</b>	<b>3,6083</b>	<b>0,9925</b>	<b>0,9899</b>	<b>1,4226</b>	<b>3,0569</b>
	Mod2-3G	6,5972	0,9689	0,9662	1,0335	6,7022
	Mod3-8G	6,6413	0,9668	0,9658	-0,8138	5,1984
	Mod4-7G	6,8716	0,9686	0,9633	-2,5874	5,0543

Tableau B1-27 Performance des modèles généraux à base des réseaux de neurones

RN généraux		RMSE	R2	NSE	MPe	MAPE
Alger	ModN-1G	18,5945	0,8262	0,7947	-7,2578	20,7883
	ModN-5G	12,4241	0,9199	0,9083	-3,5668	11,1763
	ModN-9G	18,2461	0,8109	0,8023	-3,5723	19,9895
	<b>ModN21G</b>	<b>11,6561</b>	<b>0,9232</b>	<b>0,9193</b>	<b>-2,125</b>	<b>10,7902</b>
Annaba	ModN-1G	21,269	0,8181	0,7798	-8,4729	26,5513
	<b>ModN-5G</b>	<b>12,901</b>	<b>0,9232</b>	<b>0,9190</b>	<b>-2,9365</b>	<b>11,7401</b>
	ModN-9G	22,7651	0,7918	0,7478	-9,5026	27,1324
	ModN21G	13,3386	0,9230	0,9134	-4,1851	12,7412
chleff	ModN-1G	23,8823	0,7006	0,6972	-2,5086	27,8707
	ModN-5G	15,9154	0,8676	0,8655	-1,6374	14,5482
	ModN-9G	24,4766	0,6828	0,6820	1,1455	27,7179
	<b>ModN21G</b>	<b>15,7037</b>	<b>0,8692</b>	<b>0,8691</b>	<b>0,0248</b>	<b>14,6476</b>
ghardaia	<b>ModN-1G</b>	<b>18,5945</b>	<b>0,8262</b>	<b>0,7947</b>	<b>-7,2578</b>	<b>20,7883</b>
	ModN-5G	27,4169	0,7484	0,5536	-18,0723	33,323
	ModN-9G	24,5455	0,8022	0,6422	-16,4089	28,7878
setif	ModN21G	30,3724	0,7617	0,4522	-22,8197	37,0656
	ModN-1G	21,7835	0,7467	0,7443	0,4992	26,2129
	<b>ModN-5G</b>	<b>13,6197</b>	<b>0,9025</b>	<b>0,9001</b>	<b>-0,1826</b>	<b>13,64</b>
	ModN-9G	22,5847	0,7288	0,7252	2,3474	26,5906
Tiaret	ModN21G	13,6827	0,9008	0,8991	0,5281	14,0932
	ModN-1G	20,7744	0,7516	0,7494	1,5595	23,3802
	ModN-5G	14,3615	0,8806	0,8803	0,5992	13,6879
	ModN-9G	21,273	0,7373	0,7373	-0,1603	23,9034
<b>ModN21G</b>	<b>14,1975</b>	<b>0,8846</b>	<b>0,883</b>	<b>-1,1704</b>	<b>13,7487</b>	
Mensuelle						
Alger	ModN-1G	7,7724	0,9945	0,9558	-7,2452	8,1498
	ModN-5G	6,5149	0,9833	0,9690	-3,5649	4,6092
	ModN-9G	7,549	0,9691	0,9583	-3,5694	4,9697
	<b>ModN21G</b>	<b>4,9808</b>	<b>0,9865</b>	<b>0,9819</b>	<b>-2,1057</b>	<b>3,665</b>
Annaba	ModN-1G	9,6443	0,9919	0,9442	-8,4826	11,8069
	<b>ModN-5G</b>	<b>5,2499</b>	<b>0,9884</b>	<b>0,9835</b>	<b>-2,875</b>	<b>4,2297</b>
	ModN-9G	12,3095	0,9634	0,9091	-9,5169	12,1316
	ModN21G	5,9148	0,9900	0,9790	-4,0966	4,7192
chleff	<b>ModN-1G</b>	<b>3,4173</b>	<b>0,9962</b>	<b>0,9912</b>	<b>-2,5274</b>	<b>3,4699</b>
	ModN-5G	5,7475	0,9805	0,9750	-1,7189	4,1971
	ModN-9G	6,2523	0,9714	0,9704	1,1174	4,5583
	ModN21G	4,7639	0,9830	0,9828	-0,0433	3,2381
ghardaia	ModN-1G	14,951	0,9667	0,7058	13,7476	15,5462
	ModN-5G	6,9682	0,9691	0,9361	4,9894	5,3368
	ModN-9G	6,6752	0,9966	0,9414	6,3535	7,3128
	<b>ModN21G</b>	<b>4,7751</b>	<b>0,9741</b>	<b>0,9700</b>	<b>1,1763</b>	<b>3,6156</b>
setif	<b>ModN-1G</b>	<b>3,1041</b>	<b>0,9965</b>	<b>0,9930</b>	<b>0,4288</b>	<b>2,6672</b>
	ModN-5G	5,5091	0,9794	0,9779	-0,2214	5,0988
	ModN-9G	6,3228	0,9759	0,9708	2,2698	4,7511
	ModN21G	5,1076	0,9820	0,9810	0,5147	4,9355
Tiaret	<b>ModN-1G</b>	<b>3,7817</b>	<b>0,9923</b>	<b>0,9889</b>	<b>1,5809</b>	<b>2,9483</b>
	ModN-5G	6,0712	0,9720	0,9714	0,5350	5,6797
	ModN-9G	6,4735	0,9675	0,9675	-0,148	5,1355
	ModN21G	5,5402	0,9788	0,9762	-1,2135	4,6777

Tableau B1-28 Comparaison modèles généraux empiriques et à base des réseaux de neurones

Région	Modèle	RMSE	R2	NSE	MPE	MAPE
Alger	Mecibah	19,1070	0,8096	0,7832	2,3983	21,3585
	Mod2-3G	12,7056	0,9164	0,9041	-3,801	11,7069
	<b>ModN21G</b>	<b>11,6561</b>	<b>0,9232</b>	<b>0,9193</b>	<b>-2,125</b>	<b>10,7902</b>
Annaba	Mecibah	22,3253	0,7995	0,7574	1,8112	26,816
	Mod2-3G	13,3666	0,9172	0,913	-2,9319	12,4048
	<b>ModN-5G</b>	<b>12,901</b>	<b>0,9232</b>	<b>0,9190</b>	<b>-2,9365</b>	<b>11,7401</b>
Chleff	Mecibah	26,142	0,6835	0,6372	6,5226	29,0399
	Mod2-3G	16,359	0,8609	0,8579	-1,9361	15,6054
	<b>ModN21G</b>	<b>15,7037</b>	<b>0,8692</b>	<b>0,8691</b>	<b>0,0248</b>	<b>14,6476</b>
ghardaia	Mecibah	19,455	0,9740	0,5228	18,0373	17,8017
	<b>Mod2-3G</b>	<b>8,9335</b>	<b>0,9329</b>	<b>0,8994</b>	<b>5,1359</b>	<b>8,1520</b>
	ModN-1G	18,5945	0,8262	0,7947	-7,2578	20,7883
setif	Mecibah	25,7196	0,7279	0,6436	9,2413	28,4865
	Mod2-3G	14,1408	0,8942	0,8923	-0,1175	14,3394
	<b>ModN-5G</b>	<b>13,6197</b>	<b>0,9025</b>	<b>0,9001</b>	<b>-0,1826</b>	<b>13,64</b>
Tiaret	Mecibah	24,7053	0,7354	0,6456	9,3736	25,9722
	Mod2-3G	14,6805	0,8762	0,8749	1,0943	14,1473
	<b>ModN21G</b>	<b>14,1975</b>	<b>0,8846</b>	<b>0,883</b>	<b>-1,1704</b>	<b>13,7487</b>
Mensuelle						
Alger	Mecibah	9,3788	0,9664	0,9357	2,3722	6,6468
	Mod2-3G	6,9474	0,9807	0,9647	-3,8054	5,5908
	<b>ModN21G</b>	<b>4,9808</b>	<b>0,9865</b>	<b>0,9819</b>	<b>-2,1057</b>	<b>3,665</b>
Annaba	Mecibah	11,8274	0,9679	0,916	1,7672	9,7562
	Mod2-3G	6,0693	0,9829	0,9779	-2,8755	4,6672
	<b>ModN-5G</b>	<b>5,2499</b>	<b>0,9884</b>	<b>0,9835</b>	<b>-2,875</b>	<b>4,2297</b>
chleff	Mecibah	11,4299	0,9695	0,9012	6,4683	6,4247
	Mod2-3G	6,4544	0,9767	0,9685	-2,0202	5,521
	<b>ModN-1G</b>	<b>3,4173</b>	<b>0,9962</b>	<b>0,9912</b>	<b>-2,5274</b>	<b>3,4699</b>
ghardaia	Mecibah	19,0131	0,9949	0,5243	18,0348	17,7827
	Mod2-3G	7,0414	0,9693	0,9348	5,1188	5,8396
	<b>ModN21G</b>	<b>4,7751</b>	<b>0,9741</b>	<b>0,9700</b>	<b>1,1763</b>	<b>3,6156</b>
Setif	Mecibah	13,8863	0,9734	0,8593	9,1415	8,2662
	Mod1-4G	3,0636	0,9959	0,9932	0,2687	2,5364
	<b>ModN-1G</b>	<b>3,1041</b>	<b>0,9965</b>	<b>0,9930</b>	<b>0,4288</b>	<b>2,6672</b>
Tiaret	Mecibah	14,0523	0,9670	0,8467	9,3532	8,7152
	Mod1-4G	3,6083	0,9925	0,9899	1,4226	3,0569
	<b>ModN-1G</b>	<b>3,7817</b>	<b>0,9923</b>	<b>0,9889</b>	<b>1,5809</b>	<b>2,9483</b>

Tableau B1-29 Performance des modèles de décomposition horaires du rayonnement quotidien

	RMSE	R2	NSE	MPE
Alger	60,5124	0,8599	0,8036	5,069
	84,017	0,9286	0,6214	-27,8617
	62,7495	0,8244	0,7888	25,0436
	76,0945	0,8153	0,6894	0,7123
	93,2596	0,8216	0,5335	51,1159
	28,2944	0,9721	0,9571	-6,2379
	<b>24,9387</b>	<b>0,9759</b>	<b>0,9666</b>	<b>-5,9269</b>
	38,8147	0,9355	0,9192	1,1887
	<b>18,7365</b>	<b>0,9812</b>	<b>0,9812</b>	<b>-0,4148</b>
	Annaba	48,5173	0,8957	0,8783
	87,8402	0,9355	0,601	-33,3321
	58,3505	0,8427	0,8239	19,0432
	69,9868	0,8367	0,7467	0,8267
	92,413	0,8843	0,5583	51,0884
	22,0373	0,9796	0,9749	-3,0539
	<b>20,2658</b>	<b>0,9817</b>	<b>0,9788</b>	<b>-3,3249</b>
	35,4517	0,9411	0,935	2,4522
	<b>24,003</b>	<b>0,9702</b>	<b>0,9702</b>	<b>-0,3177</b>
Chleff	69,6847	0,8314	0,7427	6,0431
	86,8511	0,9133	0,6003	-25,8168
	66,9589	0,8036	0,7624	27,2217
	81,9204	0,7942	0,6444	0,6249
	94,797	0,7882	0,5238	51,1613
	36,3929	0,9552	0,9298	-7,4622
	<b>32,0609</b>	<b>0,9615</b>	<b>0,9455</b>	<b>-6,9111</b>
	44,9626	0,9195	0,8929	0,7481
	<b>22,5952</b>	<b>0,9730</b>	<b>0,9729</b>	<b>-0,0514</b>
	Ghardaïa	57,0705	0,8662	0,8069
	76,614	0,9378	0,652	-26,9946
	52,5067	0,8644	0,8365	21,3208
	61,2051	0,8569	0,7779	0,597
	89,6552	0,8267	0,5234	51,1559
	23,0061	0,9832	0,9686	-5,7508
	<b>18,4722</b>	<b>0,9877</b>	<b>0,9798</b>	<b>-5,2841</b>
	35,2381	0,9441	0,9264	0,9057
	<b>13,2198</b>	<b>0,9916</b>	<b>0,9896</b>	<b>0,0948</b>
Sétif	55,7653	0,8742	0,8338	4,0671
	86,4759	0,9298	0,6003	-30,1478
	60,0057	0,833	0,8076	21,7173
	72,6482	0,8251	0,7179	0,689
	91,6386	0,856	0,5512	51,071
	26,0546	0,9755	0,9637	-4,7164
	<b>22,6192</b>	<b>0,9799</b>	<b>0,9727</b>	<b>-4,644</b>
	38,0899	0,9362	0,9225	1,6797
	<b>21,4764</b>	<b>0,9754</b>	<b>0,9753</b>	<b>0,0545</b>
	Tiaret	68,1525	0,8348	0,7499
	85,839	0,9136	0,6032	-25,824
	65,678	0,8076	0,7677	26,6815
	79,6799	0,799	0,6581	0,6498
	94,2885	0,7883	0,5212	51,1861
	35,8299	0,9557	0,9309	-7,368
	<b>31,5682</b>	<b>0,9618</b>	<b>0,9463</b>	<b>-6,7978</b>
	44,5056	0,9197	0,8933	0,7412
	<b>22,1736</b>	<b>0,9736</b>	<b>0,9735</b>	<b>0,0804</b>



## REFERENCES

1. "International Energy Outlook 2016", U.S. Energy Information Administration (EIA), (2016), [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
2. "Bilan énergétique national de l'année 2005", Ministère de l'Energie, (2006), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/bilan\\_energetique-2005.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/bilan_energetique-2005.pdf)
3. "Bilan énergétique national de l'année 2008", Ministère de l'Energie (2010), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2008\\_edition\\_2010.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2008_edition_2010.pdf)
4. "Bilan énergétique national de l'année 2009", Ministère de l'Energie (2010), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2009\\_edition\\_2010.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2009_edition_2010.pdf)
5. "Bilan énergétique national de l'année 2010 ", Ministère de l'Energie (2011), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2010\\_edition\\_2011.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2010_edition_2011.pdf)
6. "Bilan énergétique national de l'année 2011", Ministère de l'Energie, (2012), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_energetique\\_national\\_2011\\_edition\\_2012.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_energetique_national_2011_edition_2012.pdf)
7. "Bilan énergétique national de l'année 2012", Ministère de l'Energie, (2013), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_energetique\\_national\\_2012\\_edition\\_2013.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_energetique_national_2012_edition_2013.pdf)
8. "Bilan énergétique national de l'année 2013 ", Ministère de l'Energie, (2014), [http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2013\\_edition\\_2014.pdf](http://www.energy.gov.dz/fr/statistiques/Bilan_Energetique_National_2013_edition_2014.pdf)
9. "Bilan énergétique national de l'année 2014", Ministère de l'Energie (2015), [http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Bilans\\_et\\_statistiques\\_du\\_secteur/Bilan\\_Energetique\\_National/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2014.pdf](http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Bilans_et_statistiques_du_secteur/Bilan_Energetique_National/Bilan_Energetique_National_2014.pdf)
10. "Bilan énergétique national de l'année 2015", Ministère de l'Energie (2016), [http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Bilans\\_et\\_statistiques\\_du\\_secteur/Bilan\\_Energetique\\_National/Bilan\\_Energetique\\_National\\_2015.pdf](http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Bilans_et_statistiques_du_secteur/Bilan_Energetique_National/Bilan_Energetique_National_2015.pdf)
11. Athanasios Angelis-Dimakis, M. B., Javier Dominguez, Giulia Fiorese,, Sabine Gadocha, E. G., Giorgio Guariso , Avraam Kartalidis , Luis Panichelli ,, and Irene Pinedo , M. R., "Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,V. 15,(2011), 19.
12. Hoogwijk, M. M., "ON THE GLOBAL AND REGIONAL POTENTIAL OF RENEWABLE ENERGY SOURCES", PhD Thesis, Universiteit Utrecht, Nederlands, (2004).
13. Yaiche, M. R., et al., "Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration", *Energy Conversion and Management*,V. 82,(2014), 114-123.
14. Yaiche, M.R and Bouhanik, A., "Atlas solaire algérien", CDER, (2013).
15. Boukelia, T. E. and Mecibah, M.-S., "Parabolic trough solar thermal power plant: Potential, and projects development in Algeria", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,V. 21,(2013), 288-297.
16. Mefti, A., Bouroubi, M. Y., and Adane, A., "Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria", *Energy Conversion and Management*,V. 44,n° 19,(2003), 3125-3141.

17. Réseau CHEMS, Portail Algérien des Energie Renouvelables 2016; Available from: <http://portail.cder.dz/spip.php?rubrique47>.
18. Youcef Ettoumi, F., et al., "Statistical analysis of solar measurements in Algeria using beta distributions", *Renewable Energy*, V. 26, n° 1, (2002), 47-67.
19. Boukelia, T. E., Mecibah, M.-S., and Meriche, I. E., "General models for estimation of the monthly mean daily diffuse solar radiation (Case study: Algeria)", *Energy Conversion and Management*, V. 81, (2014), 211-219.
20. Mecibah, M. S, "Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria)", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 36, (2014), 194-202.
21. Asradj, Z. and Alkama, R., "MLP/Levenberg-Marquardt for Prediction Solar Radiation: A Case Study Bejaia City", in: " 2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2014)", A.Y. Oral, Z.B. Bahsi Oral, and M. Ozer, Editors, Springer International Publishing, (2015), 53-60.
22. Laidi, M, "Predicting global solar radiation for North Algeria", *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14) Cordoba (Spain)*, (2014).
23. Meteonorm database, <http://www.meteonorm.com/>, (2016).
24. Angstrom, A., "Solar and terrestrial radiation. Report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation", *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, V. 50, n° 210, (1924), 121-126.
25. Prescott, J. A., "Evaporation from a water surface in relation to solar radiation", *Trans. Roy. Soc Aus*, V. 64, (1940), 114-118.
26. [http://www.soda-is.com/eng/services/services\\_radiation\\_pay\\_eng.php](http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php), (2016).
27. NASA Surface Meteorology and Solar Energy, <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, (2016).
28. Iñigo, P, "New methodology of solar radiation evaluation using free access databases in specific locations", *Renewable Energy*, V.35, (2010), 2792–2798.
29. Bulut, H. and Büyükalaca, O., "Simple model for the generation of daily global solar-radiation data in Turkey", *Applied Energy*, V. 84, n° 5, (2007), 477-491.
30. Li, H., "Estimating daily global solar radiation by day of year in China", *Applied Energy*, V. 87, (2010), 3011-3017.
31. Zang, H., Xu, Q., and Bian, H., "Generation of typical solar radiation data for different climates of China", *Energy*, V. 38, (2012), 236-248.
32. Khorasanizadeh, H. and Mohammadi, K., "Prediction of daily global solar radiation by day of the year in four cities located in the sunny regions of Iran", *Energy Conversion and Management*, V. 76, (2013), 385-392.
33. Khorasanizadeh, H., Mohammadi, K., and Jalilvand, M., "A statistical comparative study to demonstrate the merit of day of the year-based models for estimation of horizontal global solar radiation", *Energy Conversion and Management*, V. 87, (2014), 37-47.
34. El Mghouchi, Y., Ajzoul, T., and El Bouardi, A., "Prediction of daily solar radiation intensity by day of the year in twenty-four cities of Morocco", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 53, (2016), 823-831.

35. El Mghouchi, Y., et al., "New model to estimate and evaluate the solar radiation", *International Journal of Sustainable Built Environment*, V. 3, (2014), 225-234.
36. Gueymard, C. A., "Clear-sky irradiance predictions for solar resource mapping and large-scale applications: Improved validation methodology and detailed performance analysis of 18 broadband radiative models", *Solar Energy*, V. 86, (2012), 2145-2169.
37. Mohammadi, K., "Potential of adaptive neuro-fuzzy system for prediction of daily global solar radiation by day of the year", *Energy Conversion and Management*, V. 93, (2015), 406-413.
38. Kaplanis S, K. E., "A model to predict expected mean and stochastic hourly global solar radiation I(h; nj) values. ", *Renewable Energy*, V.32,n° 8, 1414-1425.
39. AL-Salaymeh, A., "Model for the prediction of global daily solar radiation on horizontal surfaces for Amman city", *Emirates Journal for Engineering Research*, V. 11, (2006), 49-56.
40. Ögelman, H., Ecevit, A., and Tasdemiroğlu, E., "A new method for estimating solar radiation from bright sunshine data", *Solar Energy*, V. 33, (1984), 619-625.
41. Bahel, V., Bakhsh, H., and Srinivasan, R., "A correlation for estimation of global solar radiation", *Energy*, V. 12,n° 2,(1987), 131-135.
42. Ampratwum, D. B. and Dorvlo, A. S. S., "Estimation of solar radiation from the number of sunshine hours", *Applied Energy*, V. 63,n° 3,(1999), 161-167.
43. Newland, F. J., "A study of solar radiation models for the coastal region of South China", *Solar Energy*, V. 43,n° 4,(1989), 227-235.
44. Almorox, J. and Hontoria, C., "Global solar radiation estimation using sunshine duration in Spain", *Energy Conversion and Management*, V. 45,n° 9-10,(2004), 1529-1535.
45. Bakirci, K., "Correlations for estimation of daily global solar radiation with hours of bright sunshine in Turkey", *Energy*, V. 34,n° 4,(2009), 485-501.
46. Şen, Z., "Simple nonlinear solar irradiation estimation model", *Renewable Energy*, V. 32,n° 2,(2007), 342-350.
47. Bakirci, K., "Models of solar radiation with hours of bright sunshine: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 13,n° 9,(2009), 2580-2588.
48. Das, A., Park, J.-K., and Park, J.-H., "Estimation of available global solar radiation using sunshine duration over South Korea", *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, V. 134,(2015), 22-29.
49. Huashan Li , W. M., Yongwang Lian , Xianlong Wang , Liang Zhao "Global solar radiation estimation with sunshine duration in Tibet, China", *Renewable Energy* V. 36 (2011), 5.
50. Suehrcke, H., Bowden, R. S., and Hollands, K. G. T., "Relationship between sunshine duration and solar radiation", *Solar Energy*, V. 92,(2013), 160-171.
51. Almorox, J., Bocco, M., and Willington, E., "Estimation of daily global solar radiation from measured temperatures at Cañada de Luque, Córdoba, Argentina", *Renewable Energy*, V. 60,(2013), 382-387.
52. Hargreaves Gh and Za., S., "Estimating potential evapotranspiration", *J Irrig Drain Eng* V. 108,(1982), 223-230.
53. Hargreaves Gl, Hargreaves Gh, and Jp, R., "Irrigation water requirement for Senegal River Basin", *J Irrig Drain Eng ASAE*, V. 111,(1985), 265-275.

54. Bristow, K. L. and Campbell, G. S., "On the relationship between incoming solar radiation and daily maximum and minimum temperature", *Agricultural and Forest Meteorology*, V. 31,n° 2,(1984), 159-166.
55. Pan, T., "Estimating the daily global solar radiation spatial distribution from diurnal temperature ranges over the Tibetan Plateau in China", *Applied Energy*, V. 107,(2013), 384-393.
56. Liu, X., "Evaluation of temperature-based global solar radiation models in China", *Agricultural and Forest Meteorology*, V. 149,n° 9,(2009), 1433-1446.
57. Dos Santos, C. M., "On modeling global solar irradiation using air temperature for Alagoas State, Northeastern Brazil", *Energy*, V. 71,(2014), 388-398.
58. Almorox, J., Hontoria, C., and Benito, M., "Models for obtaining daily global solar radiation with measured air temperature data in Madrid (Spain)", *Applied Energy*, V. 88,n° 5,(2011), 1703-1709.
59. Chen, R., "Validation of five global radiation models with measured daily data in China", *Energy Conversion and Management*, V. 45,n° 11-12,(2004), 1759-1769.
60. Benghanem, M. and Mellit, A., "A simplified calibrated model for estimating daily global solar radiation in Madinah, Saudi Arabia", *Theoretical and Applied Climatology*, V. 115,n° 1-2,(2014), 197-205.
61. Dumas, A., "A new correlation between global solar energy radiation and daily temperature variations", *Solar Energy*, V. 116,(2015), 117-124.
62. Li, D. H. W., Yang, L., and Lam, J. C., "Impact of climate change on energy use in the built environment in different climate zones – A review", *Energy*, V. 42,n° 1,(2012), 103-112.
63. Ohunakin, O. S., "The effect of climate change on solar radiation in Nigeria", *Solar Energy*, V. 116,(2015), 272-286.
64. El-Sebaili, A. A., "Global, direct and diffuse solar radiation on horizontal and tilted surfaces in Jeddah, Saudi Arabia", *Applied Energy*, V. 87,n° 2,(2010), 568-576.
65. El-Sebaili, A. A., "Estimation of global solar radiation on horizontal surfaces in Jeddah, Saudi Arabia", *Energy Policy*, V. 37,n° 9,(2009), 3645-3649.
66. Khorasanizadeh, H. and Mohammadi, K., "Introducing the best model for predicting the monthly mean global solar radiation over six major cities of Iran", *Energy*, V. 51,(2013), 257-266.
67. Li, M.-F., "General models for estimating daily global solar radiation for different solar radiation zones in mainland China", *Energy Conversion and Management*, V. 70,(2013), 139-148.
68. Chen, R., "New methods to estimate global radiation based on meteorological data in China", *Energy Conversion and Management*, V. 47,n° 18-19,(2006), 2991-2998.
69. Khalil S. A. and Shaffie A.M., "A comparative study of total, direct and diffuse solar irradiance by using different models on horizontal and inclined surfaces for Cairo,Egypt", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* V. 27,(2013), 11.
70. Besharat, F., Dehghan, A. A., and Faghih, A. R., "Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 21,(2013), 798-821.
71. Yao, W., "Evaluation of global solar radiation models for Shanghai, China", *Energy Conversion and Management*, V. 84,(2014), 597-612.
72. Behrang, M. A., "New sunshine-based models for predicting global solar radiation using PSO (particle swarm optimization) technique", *Energy*, V. 36,n° 5,(2011), 3036-3049.

73. Khatib, T., Mohamed, A., and Sopian, K., "A review of solar energy modeling techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16, n° 5, (2012), 2864-2869.
74. Benghanem, M., Mellit, A., and Alamri, S. N., "ANN-based modelling and estimation of daily global solar radiation data: A case study", *Energy Conversion and Management*, V. 50, n° 7, (2009), 1644-1655.
75. Fadare, D. A., "Modelling of solar energy potential in Nigeria using an artificial neural network model", *Applied Energy*, V. 86, n° 9, (2009), 1410-1422.
76. Çelik, Ö., Teke, A., and Yildirim, H. B., "The optimized artificial neural network model with Levenberg-Marquardt algorithm for global solar radiation estimation in Eastern Mediterranean Region of Turkey", *Journal of Cleaner Production*, V. 116, (March 2016), 1-12.
77. Hejase, H. N., Al-Shamisi, M. H., and Assi, A. H., "Modeling of global horizontal irradiance in the United Arab Emirates with artificial neural networks", *Energy*, V. 77, (2014), 542-552.
78. Mohandes, M. A., "Modeling global solar radiation using Particle Swarm Optimization (PSO)", *Solar Energy*, V. 86, n° 11, (2012), 3137-3145.
79. Rizwan, M., et al., "Fuzzy logic based modeling and estimation of global solar energy using meteorological parameters", *Energy*, V. 70, (2014), 685-691.
80. Demirhan, H. and Kayhan Atilgan, Y., "New horizontal global solar radiation estimation models for Turkey based on robust coplot supported genetic programming technique", *Energy Conversion and Management*, V. 106, (2015), 1013-1023.
81. Mellit, A., Sağlam, S., and Kalogirou, S. A., "Artificial neural network-based model for estimating the produced power of a photovoltaic module", *Renewable Energy*, V. 60, (2013), 71-78.
82. Mellit, A., Benghanem, M., and Kalogirou, S. A., "An adaptive wavelet-network model for forecasting daily total solar-radiation", *Applied Energy*, V. 83, n° 7, (2006), 705-722.
83. Mellit, A., et al., "Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: Application for sizing a stand-alone PV system", *Renewable Energy*, V. 33, n° 7, (2008), 1570-1590.
84. Ramedani, Z., "A comparative study between fuzzy linear regression and support vector regression for global solar radiation prediction in Iran", *Solar Energy*, V. 109, (2014), 135-143.
85. Shamshirband, S., "A comparative evaluation for identifying the suitability of extreme learning machine to predict horizontal global solar radiation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 52, (2015), 1031-1042.
86. Mccandless, T. C., Haupt, S. E., and Young, G. S., "A model tree approach to forecasting solar irradiance variability", *Solar Energy*, V. 120, (2015), 514-524.
87. Olatomiwa, L., "A support vector machine–firefly algorithm-based model for global solar radiation prediction", *Solar Energy*, V. 115, (2015), 632-644.
88. Wang, J., "Forecasting solar radiation using an optimized hybrid model by Cuckoo Search algorithm", *Energy*, V. 81, (2015), 627-644.
89. Qazi, A., "The artificial neural network for solar radiation prediction and designing solar systems: a systematic literature review", *Journal of Cleaner Production*, V. 104, (2015), 1-12.
90. Gairaa, K. and Benkacali, S., "Analysis of solar radiation measurements at Ghardaïa area, south Algeria", *Energy Procedia*, V. 6, (2011), 122-129.

91. Yacef, R., "New combined models for estimating daily global solar radiation from measured air temperature in semi-arid climates: Application in Ghardaïa, Algeria", *Energy Conversion and Management*, V. 79,(2014), 606-615.
92. Behar, O., Khellaf, A., and Mohammedi, K., "Comparison of solar radiation models and their validation under Algerian climate – The case of direct irradiance", *Energy Conversion and Management*, V. 98,(2015), 236-251.
93. Ouali, K. and Alkama, R., "A New Model of Global Solar Radiation based on Meteorological Data in Bejaia City (Algeria)", *Energy Procedia*, V. 50,(2014), 670-676.
94. Messen, N., "The iso-radiation map for Algeria", *Solar & Wind Technology*, V. 7,n° 5,(1990), 559-562.
95. Liu, B. Y. H. and Jordan, R. C., "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation", *Solar Energy*, V. 4,n° 3,(1960), 1-19.
96. Collares-Pereira, M. and Rabl, A., "The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values", *Solar Energy*, V. 22,n° 2,(1979), 155-164.
97. Jain, P. C., "Comparison of techniques for the estimation of daily global irradiation and a new technique for the estimation of hourly global irradiation", *Solar & Wind Technology*, V. 1,n° 2,(1984), 123-134.
98. Baig, A., Akhter, P., and Mufti, A., "A novel approach to estimate the clear day global radiation", *Renewable Energy*, V. 1,n° 1,(1991), 119-123.
99. Shazly, S. M. E., "Estimation of hourly and daily global solar radiation at clear days using an approach based on modified version of gaussian distribution", *Advances in Atmospheric Sciences*, V. 13,n° 3,(1996), 349-358.
100. Yao, W., "New decomposition models to estimate hourly global solar radiation from the daily value", *Solar Energy*, V. 120,(2015), 87-99.
101. Bakirci, K., "General models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16,n° 8,(2012), 6149-6159.
102. Shukla, K. N., Rangnekar, S., and Sudhakar, K., "Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India", *Energy Reports*, V. 1,(2015), 96-103.
103. Badescu, V., "A new kind of cloudy sky model to compute instantaneous values of diffuse and global solar irradiance", *Theoretical and Applied Climatology*, V. 72,n° 1-2,(2002), 127-136.
104. Hay, J. E., "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces", *Solar Energy*, V. 23,n° 4,(1979), 301-307.
105. Reindl, D. T., Beckman, W. A., and Duffie, J. A., "Evaluation of hourly tilted surface radiation models", *Solar Energy*, V. 45,n° 1,(1990), 9-17.
106. Klucher, T. M., "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces", *Solar Energy*, V. 23,n° 2,(1979), 111-114.
107. Objectifs nouveau programme des Energies Renouvelables en Algérie (2015-2020-2030), <http://portail.cder.dz/spip.php?article4565>, 24 février 2015.
108. Stambouli, A. B., "A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 16,n° 7,(2012), 4445-4460.

109. Journal Officiel de la République Algérienne <http://www.joradp.dz/HFR/Index.htm>, (2016).
110. "Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique", Ministère de l'énergie et des mines, (Mars 2011).
111. Becquerel, E., "Des effets chimiques et électriques produits sous l'influence de la lumière solaire ", Faculté des sciences de Paris, (1840), p. 49.
112. Arons, A. B. and Peppard, M. B., "Einstein's Proposal of the Photon Concept—a Translation of the Annalen der Physik Paper of 1905", American Journal of Physics, V. 33, n° 5, (1965), 367-374.
113. Rabiaa, M., "Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques: Applications pour les charges commerciales", Département d'Electrotechnique, Université Hadj Lakhdar – Batna, (2015).
114. "Solar Power Europe; Global Market Outlook For Solar Power 2016 - 2020", Solar Power Europe Organization, <http://www.solarpowereurope.org/insights/global-market-outlook/>, (2016).
115. "Data & Statistics report 2016: Top Renewable Energy Capacity and Electricity Generation 2015", The International Renewable Energy Agency (IRENA), <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18>
116. "2015 Snapshot of Global PV Markets, Photovoltaic power systems program", International Energy Agency (IEA), Report IEA PVPS T1-29, (2016).
117. Green, M. A., et al., "Solar cell efficiency tables (version 46)", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, V. 23, n° 7, (2015), 805-812.
118. Ma, T., Yang, H., and Lu, L., "Solar photovoltaic system modeling and performance prediction", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 36, (2014), 304-315.
119. Humada, A. M., et al., "Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 56, (2016), 494-509.
120. Nishioka, K., et al., "Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration", Solar Energy Materials and Solar Cells, V. 91, n° 13, (2007), 1222-1227.
121. Khanna, V., et al., "A three diode model for industrial solar cells and estimation of solar cell parameters using PSO algorithm", Renewable Energy, V. 78, (2015), 105-113.
122. Chin, V. J., Salam, Z., and Ishaque, K., "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review", Applied Energy, V. 154, (2015), 500-519.
123. Ghani, F., Rosengarten, G., and Duke, M., "The characterisation of crystalline silicon photovoltaic devices using the manufacturer supplied data", Solar Energy, V. 132, (2016), 15-24.
124. Jain, A. and Kapoor, A., "Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W-function", Solar Energy Materials and Solar Cells, V. 81, n° 2, (2004), 269-277.
125. Lun, S.-X., Guo, T.-T., and Du, C.-J., "A new explicit I–V model of a silicon solar cell based on Chebyshev Polynomials", Solar Energy, V. 119, (2015), 179-194.
126. Hasan, M. A. and Parida, S. K., "An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 60, (2016), 75-83.

127. Ismail, M. S., Moghavvemi, M., and Mahlia, T. M. I., "Characterization of PV panel and global optimization of its model parameters using genetic algorithm", *Energy Conversion and Management*, V. 73,(2013), 10-25.
128. Jing Jun, S. and Low, K. S., "Optimizing photovoltaic model parameters for simulation", in: *Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*, (2012).
129. Ma, J., et al., "Parameter Estimation of Photovoltaic Models via Cuckoo Search", *Journal of Applied Mathematics*, V. 2013,(2013), 1-8.
130. Oliva, D., Cuevas, E., and Pajares, G., "Parameter identification of solar cells using artificial bee colony optimization", *Energy*, V. 72,(2014), 93-102.
131. Muhsen, D. H., et al., "Parameters extraction of double diode photovoltaic module's model based on hybrid evolutionary algorithm", *Energy Conversion and Management*, V. 105,(2015), 552-561.
132. Muhsen, D. H., et al., "Extraction of photovoltaic module model's parameters using an improved hybrid differential evolution/electromagnetism-like algorithm", *Solar Energy*, V. 119,(2015), 286-297.
133. Askarzadeh, A. and Dos Santos Coelho, L., "Determination of photovoltaic modules parameters at different operating conditions using a novel bird mating optimizer approach", *Energy Conversion and Management*, V. 89,(2015), 608-614.
134. Chouder, A., et al., "Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters", *Simulation Modelling Practice and Theory*, V. 20,n° 1,(2012), 46-58.
135. Rajesh, R. and Carolin Mabel, M., "A comprehensive review of photovoltaic systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 51,(2015), 231-248.
136. Farahat, M. A., Metwally, H. M. B., and Abd-Elfatah Mohamed, A., "Optimal choice and design of different topologies of DC-DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt", *Renewable Energy*, V. 43,(2012), 393-402.
137. Taghvaei, M. H., et al., "A current and future study on non-isolated DC-DC converters for photovoltaic applications", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 17,(2013), 216-227.
138. Salas, V. and Olías, E., "Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 13,n° 6-7,(2009), 1541-1550.
139. Gertmar, L., Karlsson, P., and Samuelsson, O., "On DC injection to AC grids from distributed generation", in: *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*, (2005).
140. Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., and Blaabjerg, F., "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules", *IEEE Transactions on Industry Applications*, V. 41,n° 5,(2005), 1292-1306.
141. Salas, V. and Olías, E., "Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters above 10 kW", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 15,n° 2,(2011), 1250-1257.
142. Patrao, I., et al., "Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 15,n° 7,(2011), 3423-3431.
143. Z, et al., "A survey and extension of high efficiency grid connected transformerless solar inverters with focus on leakage current characteristics", in: *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE*, (2012).



144. Islam, M., Mekhilef, S., and Hasan, M., "Single phase transformerless inverter topologies for grid-tied photovoltaic system: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 45,(2015), 69-86.
145. Araujo, S. V., Zacharias, P., and Mallwitz, R., "Highly Efficient Single-Phase Transformerless Inverters for Grid-Connected Photovoltaic Systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, V. 57,n° 9,(2010), 3118-3128.
146. Yang, B., et al., "Improved Transformerless Inverter With Common-Mode Leakage Current Elimination for a Photovoltaic Grid-Connected Power System", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 27,n° 2,(2012), 752-762.
147. Özkan, Z. and Hava, A. M., "Classification of Grid Connected Transformerless PV Inverters with a Focus on the Leakage Current Characteristics and Extension of Topology Families", *Journal of Power Electronics*, The Korean Institute of Power Electronics, V. 15,n° 1,(2015).
148. Burger, B. and Kranzer, D., "Extreme high efficiency PV-power converters", in: *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, (2009).
149. Jiri Lettl, Jan Bauer, and Linhart, L., "Comparison of Different Filter Types for Grid Connected Inverter", *PIERS Proceedings, Marrakesh, MOROCCO, March 20-23, 2011*, V.,(2011).
150. Hamza, K. a. E. W., Linda, H., and Cherif, L., "LCL filter design with passive damping for photovoltaic grid connected systems", in: *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*, (2015).
151. Beres, R., "A review of passive filters for grid-connected voltage source converters", in: *2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014*, (2014).
152. Chi, Z., "Resonance damping techniques for grid-connected voltage source converters with LCL filters; A review", in: *Energy Conference (ENERGYCON), 2014 IEEE International*, (2014).
153. Lorzadeh, I., "Active damping techniques for LCL-filtered inverters-based microgrids", in: *Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED), 2015 IEEE 10th International Symposium on*, (2015).
154. Xiao, H., "Synthesis of active damping for grid-connected inverters with an LCL filter", in: *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, (2012).
155. Lei, Y., "New Hybrid Damping Strategy for Grid-Connected Photovoltaic Inverter With LCL Filter", *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, V. 24,n° 5,(2014), 1-8.
156. Leedy, A. W., Liping, G., and Aganah, K. A., "A constant voltage MPPT method for a solar powered boost converter with DC motor load", in: *Southeastcon, 2012 Proceedings of IEEE*, (2012).
157. Masoum, M. a. S., Dehbonei, H., and Fuchs, E. F., "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 17,n° 4,(2002), 514-522.
158. Sayal, A., "MPPT techniques for photovoltaic system under uniform insolation and partial shading conditions", in: *Engineering and Systems (SCES), 2012 Students Conference on*, (2012).
159. Bendib, B., Belmili, H., and Krim, F., "A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 45,(2015), 637-648.
160. Brito, M. a. G. D., et al., "Comparative analysis of MPPT techniques for PV applications", in: *Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on*, (2011).

161. Al-Diab, A. and Sourkounis, C., "Variable step size P&O MPPT algorithm for PV systems", in: Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010 12th International Conference on, (2010).
162. Patel, H. and Agarwal, V., "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 55, n° 4, (2008), 1689-1698.
163. Dileep, G. and Singh, S. N., "Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 50, (2015), 109-129.
164. Boukenoui, R., "A new intelligent MPPT method for stand-alone photovoltaic systems operating under fast transient variations of shading patterns", Solar Energy, V. 124, (2016), 124-142.
165. Alajmi, B. N., "A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 60, n° 4, (2013), 1596-1606.
166. Salam, Z., Ahmed, J., and Merugu, B. S., "The application of soft computing methods for MPPT of PV system: A technological and status review", Applied Energy, V. 107, (2013), 135-148.
167. Syafaruddin, Karatepe, E., and Hiyama, T., "Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions", IET Renewable Power Generation, V. 3, n° 2, (2009), 239-253.
168. Rizzo, S. A. and Scelba, G., "ANN based MPPT method for rapidly variable shading conditions", Applied Energy, V. 145, (2015), 124-132.
169. Ramli, M., "A modified differential evolution based maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition", Energy and Buildings, V. 103, (2015), 175-184.
170. Daraban, S., Petreus, D., and Morel, C., "A novel MPPT (maximum power point tracking) algorithm based on a modified genetic algorithm specialized on tracking the global maximum power point in photovoltaic systems affected by partial shading", Energy, V. 74, (2014), 374-388.
171. Ishaque, K. and Salam, Z., "A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 60, n° 8, (2013), 3195-3206.
172. Benyoucef, A. S., "Artificial bee colony based algorithm for maximum power point tracking (MPPT) for PV systems operating under partial shaded conditions", Applied Soft Computing, V. 32, (2015), 38-48.
173. Ahmed, J. and Salam, Z., "A Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV system using Cuckoo Search with partial shading capability", Applied Energy, V. 119, (2014), 118-130.
174. Saravanan, S. and Ramesh Babu, N., "Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system – A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 57, (2016), 192-204.
175. Liu, L., Meng, X., and Liu, C., "A review of maximum power point tracking methods of PV power system at uniform and partial shading", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 53, (2016), 1500-1507.
176. Liu, Y.-H., Chen, J.-H., and Huang, J.-W., "A review of maximum power point tracking techniques for use in partially shaded conditions", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 41, (2015), 436-453.
177. Rezk, H. and Eltamaly, A. M., "A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems", Solar Energy, V. 112, (2015), 1-11.

178. Verma, D., "Maximum power point tracking (MPPT) techniques: Recapitulation in solar photovoltaic systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 54,(2016), 1018-1034.
179. Lyden, S. and Haque, M. E., "Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic systems: A comprehensive review and comparative analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 52,(2015), 1504-1518.
180. Enany, M. A., Farahat, M. A., and Nasr, A., "Modeling and evaluation of main maximum power point tracking algorithms for photovoltaics systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 58,(2016), 1578-1586.
181. Hassaine, L., "Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 30,(2014), 796-807.
182. Eren, S., "An Adaptive Droop DC-Bus Voltage Controller for a Grid-Connected Voltage Source Inverter With LCL Filter", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 30,n° 2,(2015), 547-560.
183. Karimi-Ghartemani, M., "A Systematic Approach to DC-Bus Control Design in Single-Phase Grid-Connected Renewable Converters", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 28,n° 7,(2013), 3158-3166.
184. Sahu, P. K., Shaw, P., and Maity, S., "Modeling and control of grid-connected DC/AC converters for single-phase micro-inverter application", in: 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON), (2015).
185. Menadi, A., "Implementation of fuzzy-sliding mode based control of a grid connected photovoltaic system", *ISA Transactions*, V. 58,(2015), 586-594.
186. Khajehoddin, S. A., "DC-Bus Design and Control for a Single-Phase Grid-Connected Renewable Converter With a Small Energy Storage Component", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 28,n° 7,(2013), 3245-3254.
187. Han, Y., "A novel synchronization scheme for grid-connected converters by using adaptive linear optimal filter based PLL (ALOF-PLL)", *Simulation Modelling Practice and Theory*, V. 17,n° 7,(2009), 1299-1345.
188. Jaalam, N., "A comprehensive review of synchronization methods for grid-connected converters of renewable energy source", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 59,(2016), 1471-1481.
189. Shahparasti, M., Mohamadian, M., and Farzi, M., "Control of grid-connected inverter to inject sinusoidal current to grid under non-ideal conditions", in: *Power Electronics, Drives Systems & Technologies Conference (PEDSTC), 2015 6th*, (2015).
190. Hassaine, L., "Digital power factor control and reactive power regulation for grid-connected photovoltaic inverter", *Renewable Energy*, V. 34,n° 1,(2009), 315-321.
191. Mascioli, M., Pahlevaninezhad, M., and Jain, P., "FPGA-based implementation of an adaptive notch filter used for grid synchronization of grid-connected converters", in: *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, (2013).
192. Wang, Y. F. and Li, Y. W., "A Grid Fundamental and Harmonic Component Detection Method for Single-Phase Systems", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 28,n° 5,(2013), 2204-2213.
193. Song, H. S. and Nam, K., "Instantaneous phase-angle estimation algorithm under unbalanced voltage-sag conditions", *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, V. 147,n° 6,(2000), 409-415.
194. Lakshmanan, S. A., Jain, A., and Rajpurohit, B. S., "Grid voltage monitoring techniques for single phase grid connected solar PV system", in: *2014 IEEE 6th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, (2014).

195. Yang, Y. and Blaabjerg, F., "Synchronization in single-phase grid-connected photovoltaic systems under grid faults", in: 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), (2012).
196. Nagliero, A., "Monitoring and synchronization techniques for single-phase PV systems", in: SPEEDAM 2010, (2010).
197. Golestan, S., "Dynamics Assessment of Advanced Single-Phase PLL Structures", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 60, n° 6, (2013), 2167-2177.
198. Han, Y., "Comparative Performance Evaluation of Orthogonal-Signal-Generators-Based Single-Phase PLL Algorithms; A Survey", IEEE Transactions on Power Electronics, V. 31, n° 5, (2016), 3932-3944.
199. Yang, Y. and Blaabjerg, F., "Overview of Single-phase Grid-connected Photovoltaic Systems", Electric Power Components and Systems, V. 43, n° 12, (2015), 1352-1363.
200. Abdool, A. and Alwannan, K., "Current harmonic generation of a modeled and simulated single phase grid connected PWM current controlled photovoltaic inverter", in: 2014 First International Conference on Green Energy ICGE 2014, (2014).
201. Pandit, J. K., Sakthisudhursun, B., and Aware, M. V., "PR controller implementation using double update mode digital PWM for grid connected inverter", in: Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2014 IEEE International Conference on, (2014).
202. Ciobotaru, M., Teodorescu, R., and Blaabjerg, F., "Control of single-stage single-phase PV inverter", in: Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on, (2005).
203. Castilla, M., "Control Design Guidelines for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters With Damped Resonant Harmonic Compensators", IEEE Transactions on Industrial Electronics, V. 56, n° 11, (2009), 4492-4501.
204. Han, G., Xia, Y., and Min, W., "A grid-connected current control technique of single-phase voltage source inverter based on BP neural network", in: Computer Science and Automation Engineering (CSAE), 2012 IEEE International Conference on, (2012).
205. Monfared, M. and Golestan, S., "Control strategies for single-phase grid integration of small-scale renewable energy sources: A review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, V. 16, n° 7, (2012), 4982-4993.
206. Dai, X. and Chao, Q., "The research of photovoltaic grid-connected inverter based on adaptive current hysteresis band control scheme", in: 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, (2009).
207. Shao, R., Wei, R., and Chang, L., "An improved current control algorithm for single-phase grid-connected inverters", in: 2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), (2014).
208. Ghanbarian, M. M., "Design and implementation of a new modified sliding mode controller for grid-connected inverter to controlling the voltage and frequency", ISA Transactions, V. 61, (2016), 179-187.
209. Dasgupta, S., Sahoo, S. K., and Panda, S. K., "Single-Phase Inverter Control Techniques for Interfacing Renewable Energy Sources With Microgrid; Part I: Parallel-Connected Inverter Topology With Active and Reactive Power Flow Control Along With Grid Current Shaping", IEEE Transactions on Power Electronics, V. 26, n° 3, (2011), 717-731.

210. Fu, X. and Li, S., "Control of Single-Phase Grid-Connected Converters With LCL Filters Using Recurrent Neural Network and Conventional Control Methods", *IEEE Transactions on Power Electronics*, V. 31, n° 7, (2016), 5354-5364.
211. Shareef, H., Mohamed, A., and Mutlag, A. H., "A current control strategy for a grid connected PV system using fuzzy logic controller", in: *Industrial Technology (ICIT), 2014 IEEE International Conference on*, (2014).
212. "IEEE1547-2003 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", (2008).
213. "NORME INTERNATIONALE Systèmes photovoltaïques (PV) -Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau- IEC 61727:2004", (2004)
214. Markiewicz, H. and Klajn, A., "Voltage Disturbances - Standard EN 50160 - Voltage Characteristics in Public Distribution Systems", (2004).
215. Ku Ahmad, K. N. E., Selvaraj, J., and Rahim, N. A., "A review of the islanding detection methods in grid-connected PV inverters", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 21, (2013), 756-766.
216. Samet, H., Hashemi, F., and Ghanbari, T., "Minimum non detection zone for islanding detection using an optimal Artificial Neural Network algorithm based on PSO", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 52, (2015), 1-18.
217. "STATISTIQUES DU COMMERCE EXTERIEURS DE L'ALGERIE (Période : Année 2015)", Centre National de l'Informatique et des Statistiques, Ministère des Finances, Direction Générale des Douanes, (2016),
218. Hamiche, A. M., Stambouli, A. B., and Flazi, S., "A review on the water and energy sectors in Algeria: Current forecasts, scenario and sustainability issues", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 41, (2015), 261-276.
219. Lunz, B., et al., "Scenario-based comparative assessment of potential future electricity systems – A new methodological approach using Germany in 2050 as an example", *Applied Energy*, V. 171, (2016), 555-580.
220. Arnaud, B., "L'industrie électrique en Algérie : le rôle des sociétés électriques et plus particulièrement d'EGA à partir de 1947", (2002), 331-352.
221. "Electricité et Gaz", Ministère de l'Energie (2016),  
<http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/electricite-gaz-maj.pdf>
222. Bélaïd, F. and Abderrahmani, F., "Electricity consumption and economic growth in Algeria: A multivariate causality analysis in the presence of structural change", *Energy Policy*, V. 55, (2013), 286-295.
223. "Contribution PrévUE Déterminée au niveau National CPDN –ALGERIE", Ministère des Ressources en Eau et de l' Environnement, United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC COP21, Paris, (2015).
224. Maafi, A., "A survey on photovoltaic activities in Algeria", *Renewable Energy*, V. 20, n° 1, (2000), 9-17.
225. Nadjemi, O., Nacer, T., and Hamidat, A., "Etude d'une électrification rurale efficace basée sur des miniréseaux en kits photovoltaïques modulaires", in: *2èmes Journées Internationales sur les Énergies Renouvelables et le Développement Durable*. Laghouat, June 3-4, Algeria, ( 2012).
226. Himri, Y., et al., "Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 13, n° 6–7, (2009), 1584-1591.

227. "Répartition de la Puissance Installée par Ressource", Ministère de l'Energie et des Mines, Direction des Énergies Nouvelles et Renouvelables.  
[http://www.mem-algeria.org/fr/enr/repartition\\_ressources.htm](http://www.mem-algeria.org/fr/enr/repartition_ressources.htm).
228. "Renewable energy and energy efficiency program", Algerian Ministry of Energy and Mining, (2011).
229. "Le renouveau agricole et rural en marche: Revue et perspectives", Ministère de l'Agriculture , du Développement Rural et de la Pêche, (2012),
230. "Les comptes nationaux trimestriels - 4ème trimestre 2015- N° 739", Direction Technique chargée de la Comptabilité Nationale, Office National des Statistiques: ONS, (2016),
231. World milk price, International Farm Comparison Network (IFCN); Available from: [http://www.ifcndairy.org/en/output/prices/milk\\_indicator2013.php](http://www.ifcndairy.org/en/output/prices/milk_indicator2013.php).
232. World Bank : Wheat Daily Price, (2016)  
<http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=wheat&months=120>.
233. "Infos ELEVAGES, Dynamiques de developpement de la filiere lait en algerie", Institut technique de l'elevage ITELV, ( 2013)
234. Kacimi, S., "Milk Sector and Dairy Policies in Algeria", Mediteranian journal of social science, V. 3,n° 11,(2012), 615-623.
235. Nacer, T., Hamidat, A., and Nadjemi, O., "A comprehensive method to assess the feasibility of renewable energy on Algerian dairy farms", Journal of Cleaner Production, V. 112, Part 5,(2016), 3631-3642.
236. Kythreotou, N., Florides, G., and Tassou, S. A., "A proposed methodology for the calculation of direct consumption of fossil fuels and electricity for livestock breeding, and its application to Cyprus", Energy, V. 40,n° 1,(2012), 226-235.
237. Bochu, J.-L., et al., References PLANETE 2010, Fiche1- Generalites : presentation des exploitations et resultats globaux.pdf. SOLAGRO, 2010; Available from: <http://www.solagro.org/site/424.html>.
238. Anseur, O., "Usages et besoins en information des agriculteurs en Algérie", PhD thesis, Université Lumière Lyon 2 (2009).
239. "RECENSEMENT GENERAL DE L'AGRICULTURE - 2001, RAPPORT GENERAL DES RESULTATS DEFINITIFS", MINISTERE DE L'AGRICULTURE ET DU DEVELOPPEMENT RURAL, (2003).
240. "Evolution de l'effectif du cheptel de 2000 à 2009 ", Algerian Ministry of Agriculture and rural development, (2010), <http://www.ons.dz/IMG/pdf/Cheptel2000-2009-2.pdf>
241. Nedjraoui, D., "Country Pasture/Forage Resource Profiles,FAO reports", FAO, (2006).
242. Sofia Kali, et al., "Situation de la filière lait en Algérie: Approche analytique d'amont en aval", Livestock Research for Rural Development V. 23,n° 8,(2011).
243. Bekhouche Nadia, M. M., Yakhlef Hacène, Ghozlane Faissal, "Sustainability of livestock, dairy cattle systems on Annaba and Mitija basins.", Développement durable des productions animales: enjeux, évaluation et perspectives, Algiers, (2008).
244. Nadia, B., "Assessing the Sustainability of Mitidja and Annaba Basins Dairy Farms", PhD thesis, Badji Mokhtar University of Annaba, (2011).

245. Bendiab N, D. M., "Conduct typology of dairy farming in the region of Setif", *Agriculture*,V. 2,(2011), 1-6.
246. Belhadia, M., et al., "Bovine milk production in Algeria: Production capacity and Chelif plains farm typology", *Revue Nature et Technologie*,V. 1,(2009), 1-8.
247. Benallou Bouabdellah, K. M., Ghazi Kheira, "Reproduction performance evaluation of dairy cows in the region of Tiaret", *Revue d'Ecologie et Environnement*,V. 7,(2011), 1-8.
248. Mouhous A, A. F., Ouchene A, "Characterization of dairy cattle farms in mountain areas. The TiziOuzou region", *Rencontre recherches ruminants : 3R INRA, France*, (2012), p. 300-301.
249. Senoussi A, H. L., Maïz H A, "The dairy bovine breeding situation in the region of Guerrara (Northern Algerian Sahara)", *Livestock Research for Rural Development*,V. 22,(2010), 12.
250. "Bulletin Infos Elevage n°1", Institute of breeding ITELV, (2012),  
[http://www.minagri.dz/pdf/BMI/ITELV/Bulletin\\_Infos\\_Elevage\\_n01.pdf](http://www.minagri.dz/pdf/BMI/ITELV/Bulletin_Infos_Elevage_n01.pdf)
251. Guedri, M. E., "Caracterisation aveugle de la courbe de charge électrique : Detection, classification et estimation des usages dans les secteurs résidentiel et tertiaire", *Université Paris Sud - Paris XI*, (2010).
252. Bey M., Hamidat A., Benyoucef B., Nacer T., "Viability study of the use of grid connected photovoltaic system in agriculture: Case of Algerian dairy farms", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,V. 63,(2016), 333-345.
253. Stéphane Mille, Jacques Capdeville, and Blanchin, J.-Y., "Les bâtiments bovins de demain", *Les conférences de l'Institut de l'Élevage, Sommet de l'élevage*, (2013).
254. Blanchin, J.-Y., "L'éclairage artificiel des bâtiments d'élevage de ruminants", *INSTITUT DE L'ELEVAGE, France AgriMer*, (2012).
255. Fortier, M., Dussault, M., and Naud, D., "L'ÉCLAIRAGE DES ÉTABLES LAITIÈRES", *Direction régionale du MAPAQ, Quebec Canada*, (2006).
256. Shen, X., "Model-based control of natural ventilation in dairy buildings", *Computers and Electronics in Agriculture*,V. 94,(2013), 47-57.
257. Courbes de charge, SONELGAZ Opérateur du Système électrique OSE, 2016; Available from:  
<http://www.ose.dz/courbes.php#>.
258. Nacer, T., Hamidat, A., and Nadjemi, O., "Feasibility Study and Electric Power Flow of Grid Connected Photovoltaic Dairy Farm in Mitidja (Algeria)", *Energy Procedia*,V. 50,(2014), 581-588.
259. Paatero, J. V. and Lund, P. D., "A model for generating household electricity load profiles", *International Journal of Energy Research*,V. 30,n° 5,(2006), 273-290.
260. Jean-Baptiste Dolle and Duyck, J.-B., "Les consommations d'énergie en bâtiments d'élevage bovin", *Institut de l'Élevage, Chambres d'Agriculture de Bretagne et des Pays de la Loire*, (2010).
261. David C. Ludington and Johnson, E. L., "Dairy Farm Energy Management Guide for California", *Northeast Agriculture Technology Corporation*, (2006).
262. "Profil de consommation d'énergie à la ferme dans six des principaux secteurs de production agricole du Québec", *Groupe AGÉCO*, (2006).
263. Bayrakçı, A. G. and Koçar, G., "Utilization of renewable energies in Turkey's agriculture", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,V. 16,n° 1,(2012), 618-633.

264. Chel, A. and Kaushik, G., "Renewable energy for sustainable agriculture", *Agronomy for Sustainable Development*, V. 31,n° 1,(2011), 91-118.
265. Beckman, J. and Xiarchos, I. M., "Why are Californian farmers adopting more (and larger) renewable energy operations?", *Renewable Energy*, V. 55,(2013), 322-330.
266. Bazen, E. F. and Brown, M. A., "Feasibility of solar technology (photovoltaic) adoption: A case study on Tennessee's poultry industry", *Renewable Energy*, V. 34,n° 3,(2009), 748-754.
267. Borchers, A. M., Xiarchos, I., and Beckman, J., "Determinants of wind and solar energy system adoption by U.S. farms: A multilevel modeling approach", *Energy Policy*, V. 69,(2014), 106-115.
268. Tudisca, S., "Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 28,(2013), 691-701.
269. Houston, C., Gyamfi, S., and Whale, J., "Evaluation of energy efficiency and renewable energy generation opportunities for small scale dairy farms: A case study in Prince Edward Island, Canada", *Renewable Energy*, V. 67,(2014), 20-29.
270. Mekhilef, S., "The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 18,(2013), 583-594.
271. Bundschuh, J., "Sustainable energy and climate protection solutions in agriculture", *Applied Energy*, V. 114,(2014), 735-736.
272. Missoum, M., "Impact of a grid-connected PV system application in a bioclimatic house toward the zero energy status in the north of Algeria", *Energy and Buildings*, V. 128,(2016), 370-383.
273. Missoum, M., "Impact of rural housing energy performance improvement on the energy balance in the North-West of Algeria", *Energy and Buildings*, V. 85,(2014), 374-388.
274. Khatib, T., Mohamed, A., and Sopian, K., "A review of photovoltaic systems size optimization techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 22,(2013), 454-465.
275. Ould-Amrouche, S., Rekioua, D., and Hamidat, A., "Modelling photovoltaic water pumping systems and evaluation of their CO<sub>2</sub> emissions mitigation potential", *Applied Energy*, V. 87,n° 11,(2010), 3451-3459.
276. Hamidat, A. and Benyoucef, B., "Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage", *Energy Policy*, V. 37,n° 4,(2009), 1489-1501.
277. Hamidat, A. and Benyoucef, B., "Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems", *Renewable Energy*, V. 33,n° 5,(2008), 933-942.
278. Hamidat, A., Benyoucef, B., and Hartani, T., "Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions", *Renewable Energy*, V. 28,n° 7,(2003), 1081-1096.
279. Prakash, P. and Khatod, D. K., "Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 57,(2016), 111-130.
280. Mellit, A., et al., "Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 13,n° 2,(2009), 406-419.
281. Mellit, A., Kalogirou, S. A., and Drif, M., "Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems", *Renewable Energy*, V. 35,n° 12,(2010), 2881-2893.
282. Kornelakis, A. and Marinakis, Y., "Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO", *Renewable Energy*, V. 35,n° 6,(2010), 1333-1341.



283. Bakhshi, R., Sadeh, J., and Mosaddegh, H.-R., "Optimal economic designing of grid-connected photovoltaic systems with multiple inverters using linear and nonlinear module models based on Genetic Algorithm", *Renewable Energy*, V. 72,(2014), 386-394.
284. Kefayat, M., Lashkar Ara, A., and Nabavi Niaki, S. A., "A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources", *Energy Conversion and Management*, V. 92,(2015), 149-161.
285. El-Zonkoly, A., "Optimal placement and schedule of multiple grid connected hybrid energy systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, V. 61,(2014), 239-247.
286. PVsyst; Available from: <http://www.pvsyst.com/fr/>.
287. HOMER; Available from: <http://www.homerenergy.com/>.
288. Ressources naturelles Canada, RETScreen; Available from: <http://www.rncan.gc.ca/energie/logiciels-outils/7466>.
289. University of Massachusetts, Renewable Energy Research Laboratory, Hybrid2; Available from: <http://www.umass.edu/windenergy/research/topics/tools/software/hybrid2>.
290. López, R. D. and Agustín, J. L. B., "Hybrid Optimization by Genetic Algorithms HOGA".
291. National Renewable Energy Laboratory (NREL), System Advisor Model SAM; Available from: <https://sam.nrel.gov/>.
292. MathWorks, MATLAB; Available from: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>.
293. Transient System Simulation Tool, TRNSYS; Available from: <http://www.trnsys.com/>.
294. National Instruments, LabVIEW; Available from: <http://www.ni.com/labview/>.
295. Markovic, D., Cvetkovic, D., and Masic, B., "Survey of software tools for energy efficiency in a community", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 15,n° 9,(2011), 4897-4903.
296. Sinha, S. and Chandel, S. S., "Review of software tools for hybrid renewable energy systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 32,(2014), 192-205.
297. Connolly, D., "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems", *Applied Energy*, V. 87,n° 4,(2010), 1059-1082.
298. Bahramara, S., Moghaddam, M. P., and Haghifam, M. R., "Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, V. 62,(2016), 609-620.
299. Fuentes, M., "Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates", *Solar Energy*, V. 81,n° 11,(2007), 1396-1408.
300. Copper, J. K., Sproul, A. B., and Jarnason, S., "Photovoltaic (PV) performance modelling in the absence of onsite measured plane of array irradiance (POA) and module temperature", *Renewable Energy*, V. 86,(2016), 760-769.
301. PV Module price index, (February 2016); Available from: <http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz3zZgtwA8E>.
302. " Tarification de l'électricité basse tension BT", La commission de régulation de l'électricité et du gaz CREG, (2016), <http://www.creg.gov.dz/images/stories/PDF/Tarif%20BT-BP%20FR.pdf>

303. Nordin, N. D. and Abdul Rahman, H., "A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system", *Renewable Energy*, V. 89,(2016), 706-715.
304. Nacer, T., Nadjemi, O., and Hamidat, A., "Optimal sizing method for grid connected renewable energy system under Algerian climate", in: *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*, (2015).
305. Dalton, G. J., Lockington, D. A., and Baldock, T. E., "Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel", *Renewable Energy*, V. 34,n° 4,(2009), 955-964.
306. Sharafi, M. and Elmekawy, T. Y., "Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach", *Renewable Energy*, V. 68,(2014), 67-79.
307. Agrawal, S. and Tiwari, G. N., "Enviroeconomic analysis and energy matrices of glazed hybrid photovoltaic thermal module air collector", *Solar Energy*, V. 92,(2013), 139-146.
308. Hsu, D. D., et al., "Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation", *Journal of Industrial Ecology*, V. 16,(2012), S122-S135.
309. "CO2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION (2015 Edition)", *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA)*, (2015).
310. Nacer, T., Nadjemi, O., and Hamidat, A., "Feasibility study of grid connected photovoltaic system in family farms for electricity generation in rural areas", *Renewable Energy*, V. 96, Part A,(2016), 305-318.
311. The World Bank, Lending interest rate, (February 2016), <http://donnees.banquemondiale.org/indicateur/FR.INR.LEND>.
312. Trading Economics, Algeria | Economic Indicators, (February 2016) <http://www.tradingeconomics.com/algeria/indicators>.
313. Watson, J. D., "Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in New Zealand", *IET Generation, Transmission & Distribution*, V. 10,(2016), 1-9.
314. Etap software, (2016), <http://etap.com/>
315. Nacer, T., Hamidat, A., and Nadjemi, O., "Techno-economic Impacts Analysis of a Hybrid Grid Connected Energy System Applied for a Cattle Farm", *Energy Procedia*, V. 75,(2015), 963-968.
316. Duffie, J. A., & Beckman, W. A., "Solar engineering of thermal processes", Wiley press, New York, (1991), 910 p.