



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie de Procédés et de
l'Environnement



Mémoire de projet de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Génie des
Procédés et de l'Environnement

Optimisation de l'Impact des Énergies Renouvelables sur la Réduction des Émissions de CO₂ dans les Communes Algériennes (Cas des écoles)

SEDDIKI Nihed

Présenté et soutenu publiquement le (24/06/2025)

Composition du jury :

Président:	M. KERCHICH Yacine	Prof, ENP, Alger
Promoteur:	M. NAMANE Abdelkader	Prof, ENP, Alger
Promotrice:	Mme. TCHEKIKEN Chahinez	MCB ENP, Alger
Co-Promoteur:	M. OURTEMACHE Hamza	Chef de projet, GIZ
Examinatrice:	Mme. OUAZENE Naima	MCA Univ-Boumerdes

ENP 2025



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie de Procédés et de
l'Environnement



Mémoire de projet de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Génie des
Procédés et de l'Environnement

Optimisation de l'Impact des Énergies Renouvelables sur la Réduction des Émissions de CO₂ dans les Communes Algériennes (Cas des écoles)

SEDDIKI Nihed

Présenté et soutenu publiquement le (24/06/2025)

Composition du jury :

Président:	M. KERCHICH Yacine	Prof, ENP, Alger
Promoteur:	M. NAMANE Abdelkader	Prof, ENP, Alger
Promotrice:	Mme. TCHEKIKEN Chahinez	MCB ENP, Alger
Co-Promoteur:	M. OURTEMACHE Hamza	chef de projet, GIZ
Examinatrice:	Mme. OUAZENE Naima	MCA Univ-Boumerdes

ENP 2025

يتناول هذا البحث دراسة إمكانيات دمج الطاقة الشمسية الكهروضوئية في البلديات الجزائرية، في إطار التحول الطاقوي المحلي. تم اعتماد منهجية تحسين متعددة المعايير شملت الجوانب التقنية (الخسائر الطاقوية، نسبة الاستهلاك الذاتي)، والاقتصادية (تكلفة الاستثمار، مدة الاسترداد)، والبيئية (انبعاثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري المُتفاداة). تم إجراء مقارنة بين ثلاث مناطق ممثلة (الشمال، الهضاب العليا، الجنوب) باستخدام برنامج Design-Expert مع تحليل عدة قدرات إنتاجية. توصلت الدراسة إلى توصيات عملية وقابلة للتكيف لدعم الجماعات المحلية في مساعيها نحو استقلالية طاقوية واستغلال أمثل للطاقات المتجددة.

كلمات مفتاحية : التحسين متعدد المعايير، الطاقة الشمسية، الجماعات المحلية، الانتقال الطاقوي

Abstract

This thesis explores the integration potential of photovoltaic energy in Algerian municipalities as part of the local energy transition. A multi-criteria optimization approach was developed, considering technical (energy losses, self-consumption rate), economic (investment cost, payback time), and environmental (avoided CO₂ emissions) aspects. Three representative regions (North, High Plateaus, South) were compared using the Design-Expert software, with several power configurations analyzed. The study offers practical and adaptable recommendations for local authorities seeking to reduce grid dependency and enhance their solar energy potential.

Keywords: Photovoltaic energy, Multi-criteria optimization, Energy transition, Local authorities

Résumé

Ce mémoire porte sur l'étude du potentiel d'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les communes algériennes, dans le cadre de la transition énergétique locale. Une démarche d'optimisation multicritère a été mise en place, combinant des critères techniques (pertes énergétiques, taux d'autoconsommation), économiques (coût d'investissement, temps de retour) et environnementaux (émissions de CO₂ évitées). Trois régions représentatives ont été comparées (Nord, Hauts Plateaux, Sud), et plusieurs configurations de puissance ont été analysées à l'aide du logiciel Design-Expert. L'étude aboutit à des recommandations concrètes et adaptables, utiles aux collectivités souhaitant réduire leur dépendance au réseau et valoriser leur potentiel solaire local..

Mots clés : Énergie photovoltaïque, Optimisation multicritère, Transition énergétique, Collectivités locales

Remerciements

Avant toute chose, je rends grâce à Dieu Tout-Puissant, source de force, de patience et de persévérance, sans qui rien de tout cela n'aurait été possible.

Ce projet de fin d'études n'est pas simplement la dernière étape d'un cursus, mais le reflet d'un parcours riche en apprentissages, en rencontres et en défis. Il incarne des heures de réflexion, de remise en question, mais aussi d'inspiration et d'enthousiasme.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Mme Tchikiken et M. Namane, mes encadrants universitaires, pour leur accompagnement attentif, leurs conseils éclairés et leur exigence bienveillante. Merci pour votre disponibilité, votre confiance, et pour m'avoir guidée avec rigueur tout au long de ce travail. Votre encadrement a été une véritable boussole dans cette aventure.

Mes remerciements vont également à M. Hamza Ourtemache et à toute l'équipe du projet « Communes Vertes » de la GIZ, pour leur accueil chaleureux, leur encadrement professionnel et l'opportunité qu'ils m'ont offerte d'approfondir concrètement mes connaissances dans un cadre stimulant, porteur de sens et d'engagement pour un avenir plus durable.

Je n'oublie pas ma famille, ce pilier discret mais essentiel, dont le soutien indéfectible, la patience et la confiance ont été une force silencieuse mais déterminante tout au long de ce parcours. Leur présence, même dans les moments les plus calmes, m'a portée et inspirée. À mes amis, pour leur énergie communicative, leurs encouragements sincères et leur présence fidèle, je leur adresse également toute ma reconnaissance.

Mes sincères remerciements au président et aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail.

À toutes ces personnes, et à toutes celles qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire, je vous adresse mes plus sincères remerciements. Votre soutien et votre dévouement ont été essentiels à la réussite de ce projet.

And last but not least, I wanna thank me for believing in me, for staying committed, for showing up even when it was hard. For pushing through the doubts, the late nights, and the pressure.

SEDDIKI Nihed

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations et acronymes

Introduction Générale	12
1 Généralités et recherche bibliographique	15
1.1 Introduction	16
1.2 présentation de la structure d'accueil	16
1.2.1 Présentation de la GIZ	16
1.2.2 Présentation du projet Communes Vertes	17
1.3 Pourquoi une transition énergétique en Algérie ?	18
1.3.1 Contexte environnemental mondial.	18
1.3.2 Le Besoin de diversifier les sources énergétique.	19
1.3.3 Les enjeux de la transition énergétique.	21
1.4 Les émissions de CO ₂ et leur rôle dans le changement climatique:	24
1.4.1 Sources principales des émissions	24
1.4.2 Conséquences des émissions de CO ₂ :	25
1.5 L'énergie solaire	27
1.5.1 Définition :	28
1.5.2 L'effet photovoltaïque	28
1.5.3 Les composants photovoltaïques	29
1.5.4 Potentiel énergétique des energies renouvelables en Algérie	30

1.6	Conclusion	33
2	Méthodologie de travail	34
2.1	Introduction	35
2.2	La pertinence de l'optimisation appliquée	37
2.3	Méthode choisie:	38
2.3.1	Définition des facteurs et des réponses	38
2.3.2	Hypothèses spécifiques :	40
2.4	Calculs préliminaires:	40
2.4.1	Définition des combinaisons expérimentales initiales:	40
2.4.2	Calcul des réponses dans Excel:	41
2.5	Construction du plan d'expériences CCD	44
2.5.1	Structure du plan CCD	44
2.6	Méthodologie d'optimisation:	49
2.7	Conclusion	49
3	Résultats et discussions	50
3.1	Introduction	51
3.2	Cas de la région du Nord: puissance initiale de 10kWc:	51
3.2.1	Analyse de la solution optimale:	52
3.2.2	Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau	53
3.3	Cas de la région du Nord: puissance initiale de 5 kWc:	55
3.3.1	Analyse de la solution optimale:	56
3.4	Cas de la région du Nord: puissance initiale de 2 kWc:	58
3.5	Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 10 kWc	60
3.5.1	Analyse de la solution optimale:	61
3.5.2	Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau:	62
3.6	Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 5 kWc :	64
3.7	Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 2 kWc	67
3.8	Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 10 kWc :	70

3.8.1	Analyse de la solution optimale:	71
3.8.2	Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau:	72
3.9	Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 5 kWc	73
3.10	Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 2 kWc	77
3.11	Interprétation croisée des puissances optimisées par région :	79
3.12	Conclusion :	81
Conclusion et perspectives		82
Bibliographie		85

Liste des figures

1.1	l'écart de température annuelle par rapport à la moyenne des températures du XXe siècle	19
1.2	Évolution de la population et de la consommation finale d'énergie entre 2008 et 2018.	21
1.3	Sources humaines de dioxyde de carbone.	24
1.4	Les principales émissions influençant le forçage radiatif global pour la période 1750-2011.	26
1.5	Changement de la température moyenne mondiale.	27
1.6	Répartition Géographique de l'Irradiation Globale inclinée verticale sud. .	31
2.1	Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (10KWc).	42
2.2	Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (5KWc).	42
2.3	Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (2KWc).	42
2.4	Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux (10KWc).	42
2.5	Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux(5KWc). .	43
2.6	Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux(2KWc). .	43
2.7	Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (10KWc).	43
2.8	Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (5KWc).	43
2.9	Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (2KWc).	44
2.10	Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (10KWc)	45
2.11	Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord (10Kwc)	46
2.12	Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (5KWc)	46

2.13	Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord	
	(5Kwc)	47
2.14	Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (2Kwc)	47
2.15	Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord	
	(2Kwc)	48
3.1	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (10 kWc) . .	52
3.2	Production journalière PV : 6 kWc vs 10 kWc	53
3.3	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (5 kWc) . .	56
3.4	Production journalière PV : 3,5 kWc vs 5 kWc	57
3.5	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (2 kWc) . .	59
3.6	Résultats de l'optimisation numérique pour la région des Hauts plateaux	
	(10 kWc)	61
3.7	Production journalière PV : 8 kWc vs 10 kWc	62
3.8	Résultats de l'optimisation numérique pour la région des hauts plateaux	
	(5 kWc)	65
3.9	Production journalière PV : 5 kWc vs 4 kWc	66
3.10	Résultats de l'optimisation numérique pour la région des hauts plateaux	
	(2 kWc)	69
3.11	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (10kWc) . . .	71
3.12	Production journalière PV : 10 kWc vs 7 kWc vs 6 kWc	72
3.13	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (5kWc) . . .	74
3.14	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (5kWc) . . .	76
3.15	Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (2kWc) . . .	78

Liste des tableaux

1.1	Energies moyennes reçues par région	30
1.2	Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée verticale sud	32
2.1	Répartition des points dans un plan central composite pour trois facteurs.	44
2.2	Critères d'optimisation des réponses du projet	49
3.1	Interprétation croisée des puissances optimisées impact environnemental(Nord)	79
3.2	Interprétation croisée des puissances optimisées et de leur impact environnemental (Hauts Plateaux)	79
3.3	Interprétation croisée des puissances optimisées et de leur impact environnemental (Sud)	80

Liste des abréviations et acronymes

ANOVA *Analysis of Variance* (Analyse de la variance)

BMZ *Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung*
(Ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement)

BMWK *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*
(Ministère fédéral allemand de l'Économie et de la Protection du climat)

CCD *Central Composite Design* (Plan composite centré)

CH₄ Méthane

CO₂ Dioxyde de carbone

CFC *Chlorofluorocarbures*

DoE *Design of Experiments* (Plans d'expériences)

EE Efficacité énergétique

EnR Énergies renouvelables

GIEC *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*

GIZ *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*
(coopération allemande)

HFC / PFC / SF₆ Gaz fluorés : Hydrofluorocarbures, Perfluorocarbures,
Hexafluorure de soufre

kWc Kilowatt-crête (puissance maximale d'un panneau photovoltaïque)

kWh Kilowattheure

MICLAT Ministère de l'Intérieur, des Collectivités Locales et de l'Aménagement du
Territoire

PV Photovoltaïque

RCP *Representative Concentration Pathway* (Scénario de concentration représentatif)

TRI Temps de retour sur investissement

TTC Toutes taxes comprises

Introduction Générale

Introduction Générale

Dans un contexte mondial marqué par le changement climatique et la transition énergétique, la maîtrise des émissions de CO₂ constitue un défi de premier ordre. Les communes algériennes, dont l'économie s'appuie sur les énergies fossiles, doivent se diriger vers un approvisionnement en énergie renouvelable afin de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre tout en maintenant une offre énergétique conséquente. .

Le développement des énergies renouvelables et la promotion de l'efficacité énergétique est un axe principal de la stratégie du gouvernement algérien pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions. Cela passe à travers l'optimisation de la consommation d'énergie, et en assurant une transition énergétique basée sur la production d'énergie propre et durable à partir de sources d'énergies renouvelables. Une attention particulière est mise sur l'électricité provenant de l'énergie solaire.

Les communes algériennes, avec leur diversité géographique et climatique, offrent un terrain propice à l'exploitation des énergies renouvelables. Cependant, pour maximiser l'impact de ces énergies sur la réduction des émissions de CO₂, il est nécessaire de développer des modèles précis et des stratégies d'optimisation adaptées aux spécificités locales. Ces modèles doivent prendre en compte plusieurs facteurs, tels que la disponibilité des ressources renouvelables, les infrastructures existantes, les besoins énergétiques des populations, et les coûts associés.

L'objectif de cette étude est de modéliser et d'optimiser l'impact de l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans l'atténuation des émissions de CO₂ dans ces communes. cette optimisation vise à déterminer la combinaison la plus rentable de sources renouvelables qui offrira les meilleurs retours environnementaux et économiques.

Ce document s'articule autour de trois chapitres distincts :

Le premier chapitre Expose les bases théoriques de la transition énergétique en Algérie, en analysant le lien entre les émissions de CO₂ et leur impact sur l'environnement , tout en offrant un aperçu du potentiel des énergies renouvelables dans le pays.

Le deuxième chapitre est consacré à la méthodologie de travail adoptée dans le cadre de cette étude. Il détaille la démarche suivie pour modéliser et optimiser les installations photovoltaïques dans différentes régions d'Algérie. Ce chapitre présente les outils utilisés, notamment le plan d'expériences de type CCD (Central Composite Design) ainsi que le logiciel Design-Expert, permettant d'analyser l'influence des facteurs techniques et économiques sur les performances du système. Il expose également les critères d'évaluation retenus tels que la production annuelle, le TRI et les émissions de CO₂ évitées afin de guider les choix d'optimisation.

Le troisième chapitre regroupe l'ensemble des résultats obtenus ainsi que leur interprétation détaillée. Il présente l'impact des différents paramètres sur la performance des systèmes photovoltaïques, en tenant compte des spécificités climatiques des trois régions étudiées : le Nord, les Hauts Plateaux et le Sud. Ce chapitre met en lumière les tendances observées, les compromis identifiés entre rentabilité économique et impact environnemental, ainsi que les performances optimales selon la puissance installée. Une analyse comparative des scénarios est également proposée, permettant d'orienter les choix stratégiques selon les objectifs visés.

Chapitre 1

Généralités et recherche bibliographique

1.1 Introduction

L'objectif de la transition énergétique est de transformer les habitudes de consommation afin d'atteindre un équilibre entre l'environnement et l'économie. Cette transition permet d'utiliser de nouvelles formes d'énergie comme le solaire, l'éolien ou la biomasse dont l'exploitation contribue à la réduction des émissions de gaz à effets de serre. En conséquence, cet effort aide à encapsuler des changements climatiques ainsi qu'à garantir une plus grande sécurité énergétique à long terme et une diversification de l'énergie. Dans ce chapitre, nous examinons les différents moteurs de ce changement, sa contribution au développement durable et l'évaluation des opportunités d'exploitation des énergies renouvelables.

1.2 présentation de la structure d'accueil

1.2.1 Présentation de la GIZ

La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) est une organisation allemande œuvrant dans le domaine de la coopération internationale. Elle est présente en Algérie depuis le milieu des années 1970 et collabore étroitement avec le gouvernement algérien. Son objectif est de promouvoir le développement durable et la diversification économique dans le pays. En Algérie, la GIZ, Ses interventions se font principalement au nom du ministère fédéral allemand de la Coopération économique et du Développement (BMZ), mais elle agit également pour le ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du climat (BMWK), le ministère fédéral des Affaires étrangères et l'Union européenne [2].

Ses travaux se concentrent sur plusieurs domaines, notamment le développement économique durable, la formation professionnelle et l'emploi, ainsi que le changement climatique et l'énergie. Dans cette perspective, La GIZ apporte un soutien au pays dans ses efforts de protection du climat. Pour ce faire, elle promeut l'optimisation de la consommation énergétique par les communes, notamment par l'usage accru des énergies renouvelables et des technologies à haut rendement énergétique. En outre, elle participe

au renforcement du cadre institutionnel et juridique requis pour la mise en œuvre des contributions nationales dans le cadre de la lutte contre le changement climatique[2].

1.2.2 Présentation du projet Communes Vertes .

Le projet Communes Vertes utilise un concept personnalisé pour accompagner les municipalités algériennes à contribuer à la transition énergétique et à devenir un modèle. A cet effet, il collabore notamment avec le ministère algérien de l'Intérieur, des Collectivités locales et de l'Aménagement du territoire (MICLAT)[3].

Objectif : Le projet « COMMUNES VERTES » soutient les communes Algériennes dans leurs efforts d'utiliser plus les technologies d'EnR et d'EE. Dans les villes pilotes algériennes, la gestion de l'énergie continue de s'améliorer tant en termes de respect du climat que de rentabilité. À cette fin, l'utilisation de sources d'énergie renouvelables (EnR) et de technologies d'efficacité énergétique est de plus en plus impliquée[3].

Approche : Le projet s'articule autour de quatre domaines d'action :

- Il soutient l'élaboration et la mise en œuvre de plans d'action énergétiques dans les six villes pilotes de Béchar, Jalfa, Relizane, Souk-Aras, Genzet et Fenogil. De plus, il contribue au développement d'autres concepts urbains.
- Le projet vise à promouvoir les échanges technologiques entre les collectivités locales et à développer des réseaux régionaux. Il implémente également un logiciel conçu pour évaluer et surveiller l'impact des mesures liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique au niveau des municipalités.
- Le projet favorise le développement du marché local dans les domaines des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Dans cette optique, elle organise des sessions de formation sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique pour renforcer les compétences des acteurs locaux impliqués dans le projet. Elle développe également de nouveaux plans économiques pour les sociétés cotées afin de faciliter

leur intégration sur les marchés locaux.

- De plus, le projet améliore les conditions de mise en œuvre des projets municipaux , en collaboration avec les agences de l'État, il élabore des textes réglementaires régissant l'intégration des petites installations photovoltaïques dans les réseaux publics. Parallèlement, il met à disposition des communes trois outils de calcul pour les guider dans l'installation d'un éclairage public ou d'installations photovoltaïques efficaces.

1.3 Pourquoi une transition énergétique en Algérie ?

1.3.1 Contexte environnemental mondial.

L'un des signaux les plus évidents du changement climatique est l'augmentation de la température moyenne mondiale au cours des dernières décennies. En comparant la température moyenne de la surface terrestre, océanique ou des deux combinées pour un mois ou une période de plusieurs mois à la température moyenne pour la même période au cours du XXe siècle, il est possible de savoir si les conditions climatiques sont plus chaudes ou plus froides que par le passé [4].

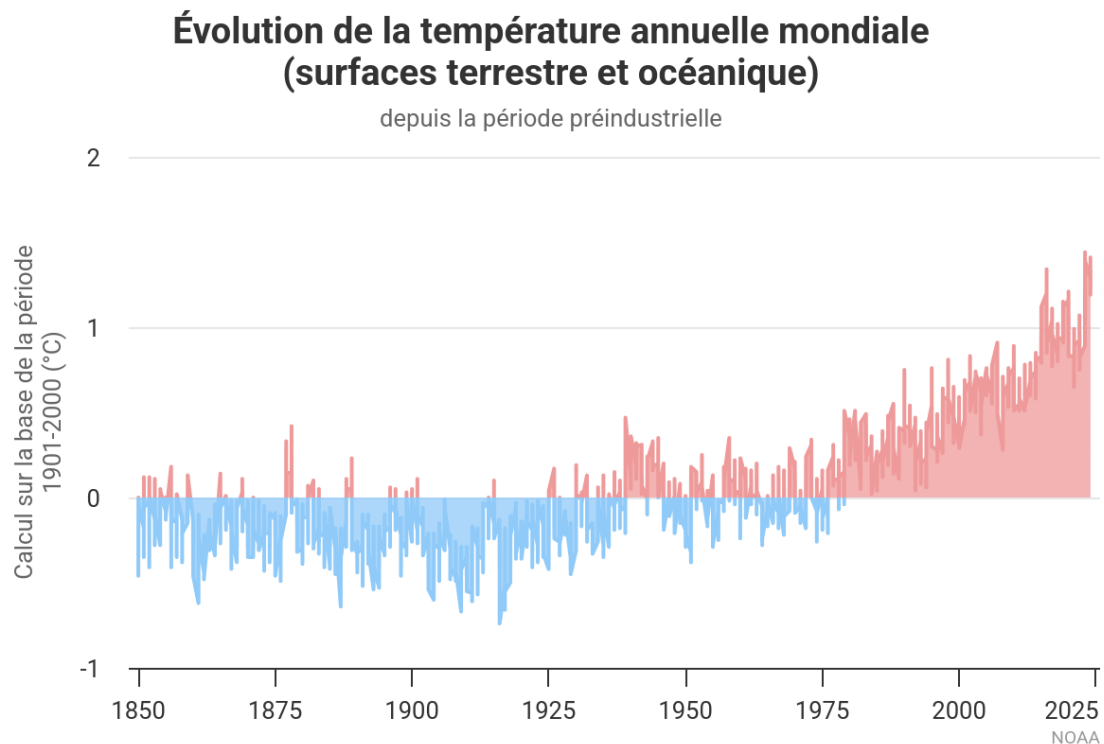


Figure 1.1: l'écart de température annuelle par rapport à la moyenne des températures du XXe siècle .

Cette augmentation des températures est confirmée par les données récentes : La période 2011-2020 a été la décennie la plus chaude jamais enregistrée. En 2019, la température moyenne de la planète se situait 1,1 °C au-dessus des niveaux de l'ère préindustrielle. Le réchauffement climatique dû aux humains augmente actuellement à un rythme de 0,2 °C par décennie[5]. Face à cette urgence climatique ,le déploiement des énergies renouvelables dans les secteurs de l'électricité, du chauffage et des transports est l'un des principaux leviers pour maintenir l'augmentation de la température moyenne mondiale en dessous de 1,5°C[6].

1.3.2 Le Besoin de diversifier les sources énergétique.

Les combustibles fossiles assurent encore plus de 80% de la production d'énergie au niveau mondial [7].

En effet, l'Algérie repose exclusivement sur les combustibles fossiles (98.1%) pour répondre aux besoins croissants d'électricité de sa population[8].

Cette dépendance quasi exclusive aux combustibles fossiles soulève d'importantes préoccupations, Les défis environnementaux du réchauffement climatique et de l'épuisement prévisible des ressources en énergies fossiles ont encouragé beaucoup plus à penser à la transition énergétique, qui consiste à exploiter des énergies plus propres et durables[9].

Ainsi, la nécessité d'une transition énergétique s'impose, non seulement pour répondre aux enjeux écologiques, mais vise également à[10] :

- Garantir la sécurité physique des approvisionnements des États.
- Favoriser la recherche et le développement pour limiter la dépendance des États Consommateurs .
- Proposer des solutions aux conflits géopolitiques mondiaux favorisant les tensions entre États.
- Prioriser l'utilisation d'énergies renouvelables.
- Établir des accords internationaux favorisant les pays producteurs et les pays importateurs .
- Créer de nouvelles infrastructures plus adaptées à nos besoins énergétiques .

La Croissance démographique et l'un des déterminants importants de la consommation énergétique en Algérie. Entre 2008 et 2018, la population a enregistré un niveau d'accroissement de 21,23 % et la population urbaine a augmenté de 36,2%¹⁴. Le nombre des ménages, quant à lui, a crû de 35,4% tandis que celui des ménages urbains a grandi de 52,7%. On observe que, dans la même période, la consommation énergétique du secteur résidentiel a crû de 50% environ, au même rythme pratiquement[11].

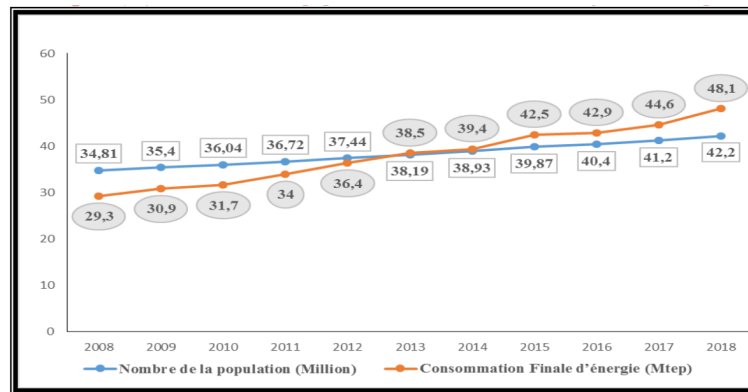


Figure 1.2: Évolution de la population et de la consommation finale d'énergie entre 2008 et 2018.

1.3.3 Les enjeux de la transition énergétique.

La transition énergétique en Algérie pose des questions économiques et réglementaires de première importance. Son développement nécessite des investissements appropriés et un cadre juridique précis. Toutefois, de nombreux obstacles entravent sa progression. Il est indispensable d'apporter des modifications pour garantir une transition durable et efficace.

Enjeux économique :

- Manque de mécanismes d'incitation:

Afin d'encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, l'Algérie a mis en place un système de prix d'achat garanti (tarifs de rachat) en 2013. Ce mécanisme garantit que les producteurs atteignent une rentabilité raisonnable dans un délai de 20 ans. Cependant, ce système est de moins en moins pratiqué dans les pays développés et doit être révisé pour s'adapter à l'évolution du marché et attirer davantage d'investissements privés. Le manque actuel d'incitations financières solides constitue un obstacle majeur au développement de l'industrie[12].

- restrictions d'investissement:

Les restrictions liées aux investissements étrangers, notamment la règle du « 51/49 »

qui stipule que plus de la moitié du capital doit être possédée par des partenaires algériens, constituent un obstacle majeur. Cette limitation diminue l'attractivité du marché algérien pour les investisseurs internationaux, qui sont capables d'apporter des capitaux et des technologies indispensables à la croissance des énergies renouvelables[13].

Enjeux Réglementaire :

- libéralisation du marché :

Dans sa politique énergétique, l'Algérie continue d'adopter une posture caractéristique d'un État rentier en privilégiant les énergies fossiles, alors que les projets liés aux énergies renouvelables demeurent principalement théoriques. . De plus, la libéralisation du marché de l'énergie est retardée. Citons comme exemple la loi. N ° 02-01, qui prévoit la libéralisation du marché mais regroupe les sociétés énergétiques en une société holding qui en détient plus de 50%. La création d'une autorité de régulation indépendante pourrait être une première étape vers une meilleure surveillance du marché de l'électricité.

- Cadre juridique actuel d'injection au réseau électrique :

La loi 02-01 de 2002 concernant l'électricité et la distribution du gaz permet en théorie à tous les producteurs d'énergie de se connecter au réseau électrique national. Toutefois, cette législation manque de clarté en ce qui concerne les aspects pratiques de l'injection pour les petits producteurs, comme les individus et les municipalités.

Enjeux socio-économiques :

-Création d'emplois :

L'expansion des énergies vertes en Algérie offre des perspectives importantes pour l'emploi. Par exemple, le programme solaire de 2 000 MW lancé par Sonelgaz prévoit la génération de 10 000 postes directs lors de sa phase initiale[14]. Par ailleurs, le programme national de développement des énergies renouvelables a pour objectif de créer de nombreux emplois directs et indirects, contribuant ainsi à la consolidation du tissu économique

local[12]. Sur le long terme, l'industrie de l'énergie et des mines pourrait générer plus de 40 000 postes, démontrant comment la transition énergétique peut stimuler le marché de l'emploi en Algérie.

-Sensibilisation et acceptabilité sociale :

La GIZ occupe un rôle essentiel dans l'éducation de la communauté sur son patrimoine, en soulignant les défis énergétiques. Elle sensibilise les citoyens à l'importance de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de la diminution de l'empreinte carbone par le biais de divers programmes et initiatives. La GIZ vise à responsabiliser les intervenants au niveau communal et à favoriser des pratiques durables pour un développement énergétique plus résilient et respectueux de l'environnement, en soutenant une meilleure gestion des ressources locales.

Au-delà des actions menées par la GIZ, l'engagement et la participation active des citoyens sont également essentiels pour le succès de la transition énergétique. Le ministère de la Transition Énergétique compte sur l'implication des associations pour sensibiliser le public sur les problématiques énergétiques. Ces dernières sont envisagées comme des agents intermédiaires cruciaux pour clarifier la politique nationale et promouvoir l'adoption de pratiques respectueuses de l'environnement[15].

Cet engagement citoyen ne se limite pas à la sensibilisation, des projets locaux comme l'extraction de gaz de schiste à In Salah ont mis en évidence le rôle crucial d'une participation citoyenne active. Dans cette zone, des habitants actifs ont su faire entendre leur voix, influençant les décisions des responsables et des sociétés, démontrant ainsi l'impact de l'engagement communautaire dans les initiatives énergétiques[16].

1.4 Les émissions de CO₂ et leur rôle dans le changement climatique:

Au cours de l'histoire très récente de la Terre les 100 à 200 dernières années - les émissions de CO₂ ont augmenté rapidement avec le développement des sociétés industrielles. Cette augmentation est principalement due à l'utilisation massive des combustibles fossiles, qui sont devenus la pierre angulaire des économies modernes[17].

1.4.1 Sources principales des émissions

Différentes activités humaines sont à l'origine des émissions de gaz dioxyde de carbone dans l'atmosphère : la combustion d'énergies fossiles, des procédés industriels comme la production de ciment , Près de 87% des émissions de dioxyde de carbone attribuables à l'homme, proviennent de la combustion de combustibles fossiles, tels que le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Le reste provient du défrichage des forêts et autres changements dans l'utilisation des sols (9%), ainsi que de certains procédés industriels, comme la fabrication de ciment(4%).

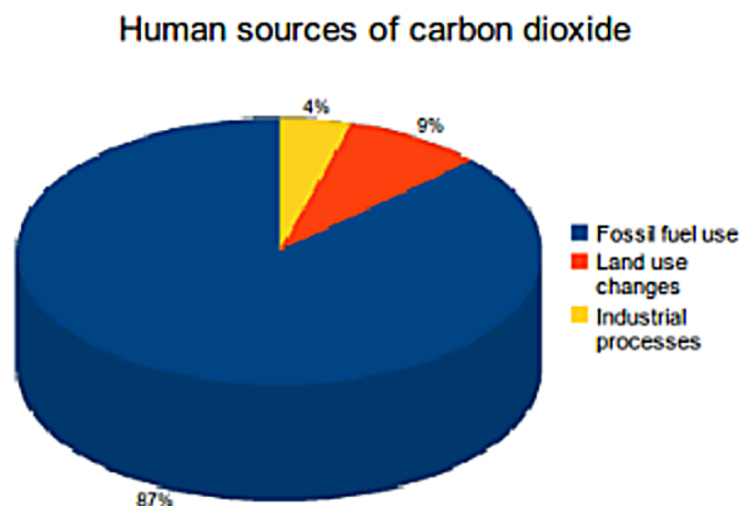


Figure 1.3: Sources humaines de dioxyde de carbone.

En 2011, l'utilisation de combustibles fossiles a créé 33,2 milliards de tonnes d'émissions de dioxyde de carbone dans le monde[18].

D'autre part, dans un rapport publié mercredi 13 novembre, les chercheurs estiment qu'en 2024 ces émissions ont augmenté de 0,8% par rapport à l'an dernier. Soit 37,4 milliards de tonnes de dioxyde de carbone (GtCO_2) [19].

Ces émissions ne se limitent pas uniquement aux grandes industries ou aux infrastructures énergétiques ; elles touchent également la vie quotidienne des ménages, qui contribuent de manière significative aux émissions de CO_2 . Elles représentent une source significative d'émissions directes de CO_2 , principalement dues aux logements et aux déplacements quotidiens. En moyenne, un logement produit environ 3 150 kg de CO_2 par an, ce chiffre pouvant atteindre 4 200 kg dans les régions au climat montagnard ou semi-continental, notamment pour les maisons individuelles en zones urbaines [20].

1.4.2 Conséquences des émissions de CO_2 :

Depuis le début de l'évaluation globale des effets du changement climatique et des travaux du GIEC dans les années 1990, l'accent a été mis sur le rôle des gaz à effet de serre . Ces gaz se répartissent en plusieurs catégories, dont le dioxyde de carbone (CO_2), les chlorofluorocarbones (CFC), le méthane (CH_4) et les oxydes d'azote (NO_x) (GIEC, 1990). Chacun de ces gaz a sa propre durée de vie et sa propre force radiative globale dans l'atmosphère. La quantité de chaleur que chaque gaz piège dans l'atmosphère à un moment donné est son forçage radiatif global. Le CO_2 (dioxyde de carbone) représente environ 76% des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique (causées par l'homme) [21].

La répartition approximative des principaux GES en termes d'émissions mondiales est comme suite [21]:

- Dioxyde de carbone (CO_2) : 76%
- Méthane (CH_4) : 16%
- Protoxyde d'azote (N_2O) : 6%
- Gaz fluorés (HFC, PFC, SF_6) : 2%

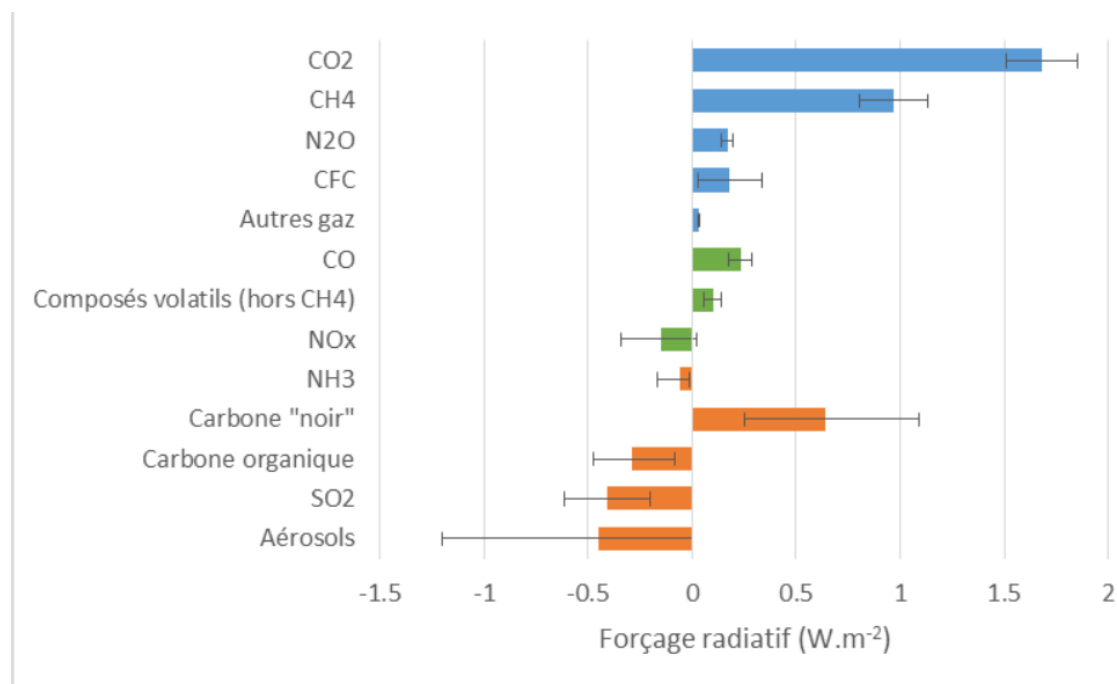


Figure 1.4: Les principales émissions influençant le forçage radiatif global pour la période 1750-2011.

L'augmentation de la concentration atmosphérique de GES due à ces émissions renforce l'effet de serre responsable du réchauffement climatique.

Pour mieux comprendre les conséquences de cette augmentation, les scientifiques se sont appuyés sur des modèles climatiques, notamment les scénarios RCP (trajectoires représentatives de concentration) élaborés par le GIEC. Ces scénarios décrivent diverses trajectoires de changement climatique à l'horizon 2100, en se concentrant sur les émissions, les concentrations atmosphériques de GES et les impacts climatiques en découlant. Ces trajectoires donnent une idée générale de la vitesse à laquelle nous nous dirigeons vers le réchauffement climatique et du moment où il devient nécessaire de réduire les émissions[22]. Les résultats de ces scénarios montrent que l'évolution de la température à la surface du globe à la fin du 21^e siècle sera fortement influencée par les choix que nous faisons aujourd'hui en matière d'émissions de GES[22].¹ En effet, la température dépassera probablement 1,5°C par rapport à la période 1850-1900 pour tous les scénarios RCP, à

¹Les RCP (Representative Concentration Pathways) sont des scénarios climatiques utilisés par le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) pour modéliser les impacts du changement climatique en fonction des concentrations futures de gaz à effet de serre (GES).

l'exception du RCP2.6. Il est probable qu'elle dépasse 2°C pour les scénarios RCP6.0 et RCP8.5, et il est plus probable qu'elle dépasse 2°C pour le scénario RCP4.5 [22].

Le réchauffement se poursuivra au-delà de 2100 dans tous les scénarios RCP, à l'exception du RCP2.6. De plus, le réchauffement continuera à variabilité interannuelle à décennale et ne sera pas uniforme à l'échelle régionale[22].

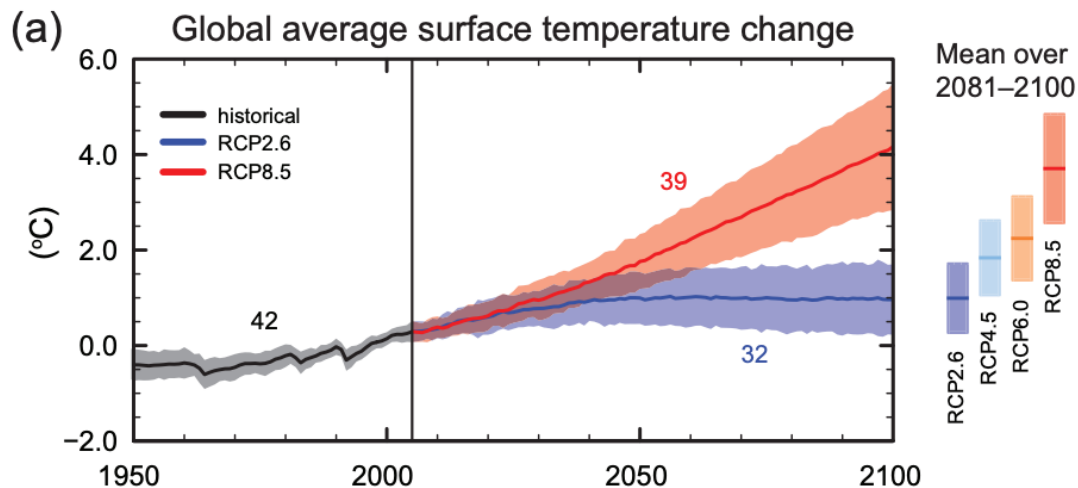


Figure 1.5: Changement de la température moyenne mondiale.

1.5 L'énergie solaire

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire []

-En usage direct de la chaleur: chauffe-eau et chauffages solaires, oisinières et sécheuses solaires;

-En usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage: rafraichissement solaire, dessalement, etc.

2

²La jonction (P-N) est la frontière entre un matériau semi-conducteur de type P (positif) et un matériau semi-conducteur de type N (négatif). Cette structure est la base du fonctionnement des diodes, transistors et cellules photovoltaïques.

1.5.1 Définition :

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par la conversion d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen d'une cellule photovoltaïque. De manière simplifiée, l'interaction d'un photon de lumière incidente avec une cellule photovoltaïque peut, dans certaines conditions, induire la mobilité d'un électron, générant ainsi un courant électrique[23].

1.5.2 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque consiste en la transformation, grâce à un semi-conducteur et de l'énergie lumineuse émise par le Soleil en électricité. Les semi-conducteurs les plus courants pour l'énergie solaire sont le silicium et le germanium. La conversion de l'énergie solaire en électricité se fait dans les cellules solaires, qui sont combinées en panneaux photovoltaïques. Afin d'émettre un courant photovoltaïque, Cette barrière existe naturellement dans une jonction P-N, c'est-à-dire à l'interface entre deux régions d'un même matériau dopées différemment (une avec un excès d'électrons – type N, et l'autre avec un manque d'électrons – type P).

Lors de l'interaction entre la lumière du soleil et la cellule, l'énergie est transmise sous forme de photons. Ces photons induisent une excitation des électrons du matériau semi-conducteur, les arrachant à leurs atomes et générant ainsi des charges mobiles. La barrière de potentiel de la jonction P-N sépare les charges : Les électrons vont dans la zone de type N. Les trous vont dans la zone de type P. Cette séparation des charges crée une différence de potentiel électrique (une tension), ce qui permet de créer un courant électrique dans un circuit fermé. C'est comme ça que l'énergie solaire est transformée en électricité utilisable.

Les cellules photovoltaïques reposent principalement sur le silicium, car c'est un matériau abondant, stable et efficace pour capter l'énergie du soleil. D'autres matériaux, comme le germanium, sont également utilisés, notamment dans des applications spécifiques comme les panneaux solaires à haut rendement pour l'aérospatial[24].

1.5.3 Les composants photovoltaïques

Les composants photovoltaïques sont les éléments clés d'un système solaire permettant de convertir la lumière du soleil en électricité. Ils incluent principalement :

- Le Panneau Photovoltaïque :

Les panneaux photovoltaïques, ou plus communément « panneaux solaires », captent l'énergie solaire et la transforment en courant continu par l'intermédiaire de semi-conducteurs, généralement en silicium. Ces matériaux, sous l'effet des photons, libèrent des électrons, générant ainsi de l'électricité. Ce phénomène, appelé « effet photovoltaïque », permet d'exploiter une source d'énergie renouvelable pour l'éclairage public[25].

- La Batterie : Les batteries ont une fonction clé dans le système d'éclairage en emmagasinant l'électricité produite par le panneau photovoltaïque. Cette accumulation d'énergie solaire en journée permet d'assurer l'alimentation des luminaires une fois la nuit [25] tombée.

- le Convertisseur de Courant (Onduleur) : L'onduleur solaire, dispositif électronique essentiel, assure la conversion du courant continu (DC) généré par les panneaux solaires en courant alternatif (AC). Il permet ainsi l'approvisionnement en électricité des résidences, ou le stockage de cette énergie dans des batteries. En outre, il garantit une gestion optimale de l'électricité produite par les panneaux, en la traitant avant son émission vers le réseau extérieur[26].

- le Luminaire : dispositif d'éclairage public, utilise l'électricité fournie par un convertisseur de courant pour produire de la lumière. Cette approche permet d'assurer un éclairage public efficace, respectueux de l'environnement et durable[27].

1.5.4 Potentiel énergétique des énergies renouvelables en Algérie

En effet, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures par an. Les régions encore plus éclairées reçoivent plus de 3900 heures d'ensoleillement : ce chiffre s'accroît du nord au sud. L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m^2 se rapproche de 3 KWh/m^2 sur le nord et dépasse les $5,6\text{ KWh/m}$ au Grand Sud[12].

Tableau 1.1: Energies moyennes reçues par région

Régions	Région Côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3900
Énergie moyenne reçue ($\text{kWh/m}^2/\text{an}$)	1700	2900	5650

L'un des atouts majeurs pour le développement des énergies renouvelables est la vaste superficie disponible, en particulier dans des régions comme le désert du Sahara, qui s'étend sur plus de 2 millions de km^2 . Ces terres, largement inexplorées et peu exploitées, offrent un potentiel énorme pour l'installation de grandes fermes solaires. Les zones arides et semi-arides, où l'ensoleillement est optimal et les contraintes d'occupation du sol sont faibles, constituent un environnement idéal pour la production d'énergie solaire à grande échelle[12].

Notions sur l'irradiation solaire : L'utilisation de l'énergie solaire et l'optimisation de sa capture par les dispositifs photovoltaïques requièrent une compréhension précise de la répartition de l'irradiation solaire, dépendant de divers facteurs géographiques, météorologiques et astronomiques, sur le site où ce système est installé. Cette irradiation solaire indique la quantité d'énergie qui atteint le sol par unité de surface. Elle s'exprime généralement en Wh/m^2 .

Elle est influencée par plusieurs éléments, dont principalement la densité de nuages, la longueur du jour, le moment précis de la journée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du site, son niveau de pollution et l'angle vertical du soleil par rapport

à l'horizon.

L'interaction de tous ces facteurs génère la variation de l'ensoleillement dans le temps et l'espace. Dans les zones géographiques situées entre 30 et 40 degrés de latitude nord et sud, l'énergie annuelle totale reçue par une surface horizontale varie entre 1400 et 2500 kWh/m²[28].

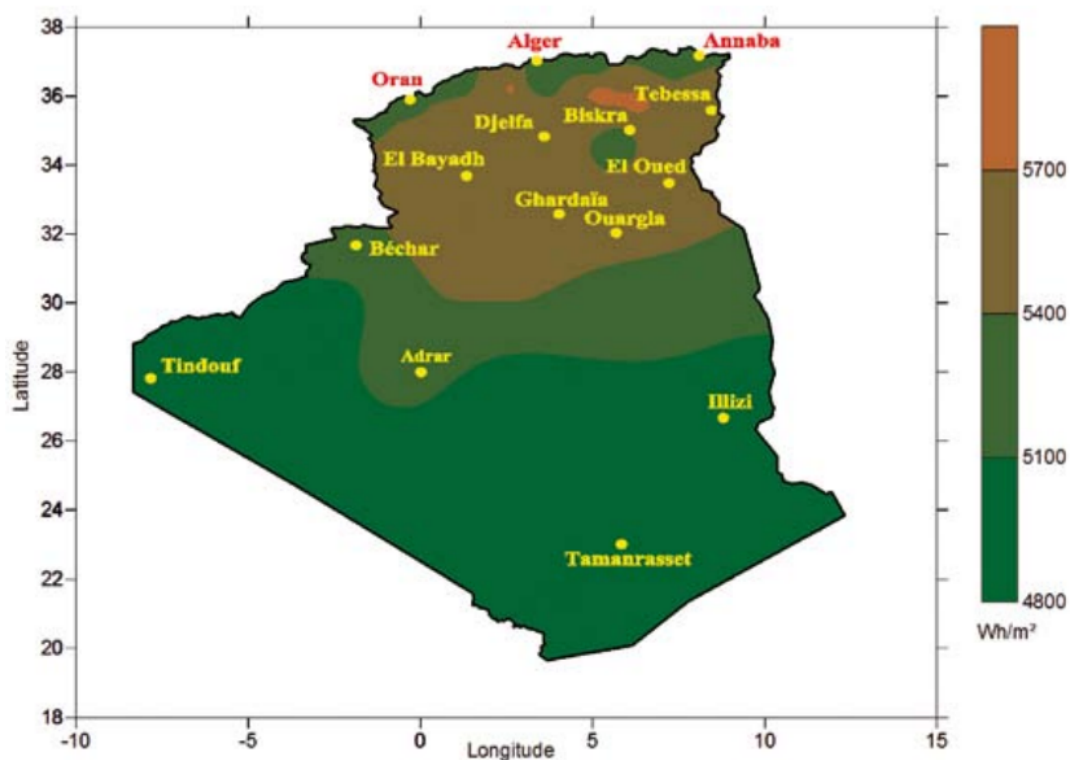


Figure 1.6: Répartition Géographique de l'Irradiation Globale inclinée verticale sud.

Ces cartes illustrent la répartition spatiale du rayonnement solaire global en Algérie en Wh/m². Il est noté que le rayonnement est plus intense dans le sud du pays, où les valeurs excèdent 5700 Wh/m². Des zones sahariennes telles que Tamanrasset, Adrar et Tindouf présentent un potentiel élevé pour l'utilisation de l'énergie solaire.

Cependant, les régions côtières telles qu'Alger, Oran et Annaba présentent une irradiation réduite (environ 4800-5100 Wh/m²). La transition entre ces zones met en évidence un gradient où les régions sahariennes sont les plus favorables pour l'exploitation de l'énergie solaire.

Le tableau ci dessous présente des informations sur divers lieux, comprenant la latitude, la longitude, l'altitude, le temps d'ensoleillement (SSO) et le rayonnement total (G lat, en Wh/m²). Il corrobore les tendances décrites sur la carte : Des valeurs de rayonnement élevées sont observées dans les villes sahariennes telles que Djanet (8288 Wh/m²), El-Bayadh (8449 Wh/m²) et Tamanrasset (8508 Wh/m²). Par contre, des villes littorales telles qu'Annaba (7480 Wh/m²), Dar El Beida (7500 Wh/m²) et Oran-Sénia (7570 Wh/m²) affichent une radiation moins intense. Il est donc plus approprié de développer des fermes solaires dans le sud algérien, alors que le nord, bien que faisable, offre un potentiel plus restreint[13].

Tableau 1.2: Moyenne annuelle de l'irradiation globale inclinée verticale sud

Sites	Latitude	Longitude	Altitude (m)	SSO	G lat
Adrar	27,80	-0,18	279	11,83	7862
Ain Sefra	32,76	-0,60	1058	11,79	8278
Dar El Beida	36,38	3,22	25	11,75	7500
Annaba	36,83	7,80	3	11,75	7480
Arzew	35,82	-0,27	3	11,76	7499
Barika	35,33	5,33	460	11,77	7877
Batna	35,75	6,32	822	11,76	8127
Béchar	31,50	-2,25	809	11,80	8127
Béjaia-AE	36,72	5,07	2	11,75	7481
Beni Abbes	30,13	-2,17	500	11,81	7934
Beni Saf	35,30	-1,35	68	11,77	7559
Biskra	34,80	5,73	82	11,77	7632
Bou Saada	35,33	4,20	459	11,77	7848
Chlef	36,20	1,33	143	11,76	7600
Constantine	36,28	6,62	693	11,76	8001
Djanet	24,27	9,47	968	11,85	8288
Djelfa	34,33	3,38	1180	11,77	8345
El-Bayadh	33,67	1,00	1341	11,78	8449
Ghardaia	32,40	3,80	468	11,79	7941
Guelma	36,47	7,47	227	11,76	7649
In-Salah	27,23	2,50	268	11,83	7819
Mascara	35,60	0,30	474	11,76	7855
Médéa	36,28	2,73	1030	11,76	8231
Mostaganem	35,88	0,12	137	11,76	7601
Naama	33,27	-0,30	1166	11,78	8343
Oran-Sénia	35,63	-0,60	90	11,75	7570
Saida	34,87	0,15	750	11,77	8057
Skikda	36,88	6,90	2	11,75	7478
Tamanrasset	22,80	5,43	1362	11,86	8508
Tébessa	35,42	8,13	821	11,77	8099
Tiaret	35,35	1,47	977	11,77	8205
Timimoun	29,25	0,28	312	11,82	7878
Tindouf	27,7	-8,47	443	11,83	7954
Tlemcen Zenata	35,02	-1,47	246	11,77	7697
Touggourt	33,07	6,08	87	11,79	7684

1.6 Conclusion

Ce chapitre a établi les cadres théoriques et contextuels nécessaires pour comprendre les défis de la transition énergétique de l'Algérie en soulignant la nécessité de réduire les émissions de CO₂ et d'intégrer les sources d'énergie renouvelables. Nous avons exploré les raisons de cette transformation, notamment les problèmes environnementaux mondiaux, la nécessité de diversifier la structure de production d'énergie, ainsi que les préoccupations économiques, réglementaires et socio-économiques propres à l'Algérie.

L'étude des émissions de dioxyde de carbone et son impact sur le réchauffement climatique ont fortement plaidé en faveur d'une action immédiate pour réduire ces émissions, notamment en passant à des types d'énergie plus respectueux de l'environnement comme l'énergie solaire. L'Algérie, avec son excellent potentiel solaire, a un avantage fondamental dans le développement de solutions énergétiques durables et la réduction de sa dépendance aux combustibles fossiles.

Enfin, ce chapitre a aussi révélé les freins qui doivent être levés en vue d'atteindre une transition énergétique cohérente, comme les difficultés réglementaires, les problèmes économiques, et le manque d'engagement de la population ainsi que des acteurs locaux. Ces éléments épaulent les bases sur lesquelles sur lequel les chapitres suivants vont s'appuyer pour proposer des modèles et des stratégies d'optimisation visant à maximiser l'impact des énergies renouvelables sur la réduction des émissions de CO₂ dans les communes algériennes.

Chapitre 2

Méthodologie de travail

2.1 Introduction

Dans le cadre de ce travail, une approche d'optimisation multirégionale a été adoptée afin de tenir compte de la variabilité géographique et climatique du territoire national. Cette démarche permet de proposer un dimensionnement spécifique et adapté aux réalités locales, en vue d'optimiser les performances technique, économique et environnementale de l'installation photovoltaïque.

L'Algérie présente une diversité marquée en termes d'ensoleillement, de température par région, nécessitant et de conditions d'installation différenciées, à cette fin, le territoire a été subdivisé en trois grandes zones géographiques :

- **le Nord**, caractérisé par un climat méditerranéen et une densité urbaine élevée.
- **les Hauts Plateaux**, présentant un climat semi-aride avec des variations thermiques importantes,
- **Sud**, zone saharienne à fort ensoleillement et à faible densité d'urbanisation.

La répartition des wilayas au sein de chaque région est indiquée dans le tableau suivant :

Tableau 2.1 :La répartition des wilayas

Région du Nord	Région des Hauts Plateaux	Région du Sud
Chlef	Laghouat	Adrar
Béjaïa	Oum El Bouaghi	Béchar
Blida	Batna	Tamanrasset
Bouira	Biskra	Ouargla
Tizi Ouzou	Tiaret	Illizi
Alger	Djelfa	Tindouf
Jijel	Saïda	El Oued
Annaba	M'Sila	Ghardaïa
Constantine	El Bayadh	Timimoun
Médéa	Bordj Bou Arreridj	Touggourt
Mostaganem	Tissemsilt	Djanet
Mascara	Khenchela	El M'Ghair
Oran	Naâma	El Meniaa
Boumerdès	Ouled Djellal	Bordj Baji Mokhtar
Aïn Defla	Tlemcen	In Guezzam
Aïn Témouchent	Skikda	Tébessa
Relizane	Sidi Bel Abbès	
Sétif	Guelma	

Ce découpage constitue la base de la stratégie d'optimisation, permettant de définir des plages de variation des facteurs adaptées à chaque zone, tout en assurant la comparabilité des résultats.

2.2 La pertinence de l'optimisation appliquée

L'analyse des configurations régionales a révélé qu'en moyenne, seulement 40% de la puissance photovoltaïque installée était effectivement exploitée pour satisfaire la demande énergétique du site. Cette faible performance s'explique principalement par un dimensionnement non optimal du système, entraînant une sous-utilisation des ressources disponibles.

Ce constat est aggravé par une contrainte réglementaire majeure : l'injection d'électricité excédentaire dans le réseau est interdite. Autrement dit, toute production photovoltaïque qui dépasse la consommation instantanée du site ne peut être ni stockée (en l'absence de batteries) ni réinjectée dans le réseau, et est donc perdue. Cette interdiction impose une adaptation fine de la production à la consommation, rendant le calage précis de la puissance installée et de ses paramètres de fonctionnement absolument crucial. Une mauvaise adéquation entre production et consommation locale peut ainsi fortement nuire à la rentabilité économique et à l'efficacité énergétique de l'installation.

En outre, la quantité d'émissions de CO₂ évitée, qui constitue un indicateur environnemental clé dans le cadre de la transition énergétique, dépend directement du niveau de substitution de l'électricité conventionnelle, majoritairement issue des sources fossiles.

Une meilleure correspondance entre production photovoltaïque et besoins énergétiques permet de réduire les émissions indirectes, renforçant ainsi l'impact environnemental positif du projet.

Dans ce contexte, il devient nécessaire de recourir à une approche d'optimisation multi-objectifs. Celle-ci doit permettre d'identifier les combinaisons de paramètres les plus pertinents, en intégrant simultanément des critères techniques (taux de couverture de la demande, production utile), économiques (rentabilité, et environnementaux (réduction des émissions de CO₂). L'objectif final est de maximiser les performances globales du système tout en garantissant une exploitation rationnelle et durable de l'énergie solaire disponible.

2.3 Méthode choisie:

L'optimisation d'un système photovoltaïque nécessite une approche permettant de prendre en compte plusieurs facteurs influençant la performance globale du système, ainsi que leurs interactions potentielles.

Dans ce cadre, l'approche adoptée dans ce projet repose sur la méthodologie des plans d'expériences (Design of Experiments, DoE), qui permet de modéliser le comportement du système, de quantifier les effets individuels et croisés des paramètres, et d'identifier les conditions optimales de fonctionnement.

Parmi les différentes méthodes de planification expérimentale, le plan composite centré (Central Composite Design – CCD) a été choisi. Ce type de plan est particulièrement adapté aux études d'optimisation lorsque l'on cherche à ajuster un modèle quadratique (polynôme du second degré), permettant ainsi de détecter non seulement les effets linéaires et d'interaction, mais aussi les effets quadratiques des facteurs étudiés.

Le choix du plan CCD est justifié par plusieurs avantages :

- Il offre une bonne précision dans l'estimation des coefficients du modèle quadratique, tout en limitant le nombre d'expériences par rapport à un plan factoriel complet.
- Il permet d'explorer une zone expérimentale élargie grâce à l'ajout de points étoilés (« axial points »), qui augmentent la robustesse du modèle.
- Il est intégré dans le logiciel Design-Expert v13, qui permet une analyse automatique de la variance (ANOVA), la validation des modèles, et l'optimisation multi-objectifs via la fonction de désirabilité.

2.3.1 Définition des facteurs et des réponses

Fcteurs:

L'optimisation du système photovoltaïque repose sur l'analyse de l'influence de plusieurs facteurs d'entrée sur les performances globales. Trois facteurs techniques ont été

retenus, car ils ont un impact direct sur la quantité d'énergie produite et sur les indicateurs économiques et environnementaux.

Ces facteurs ont été choisis en fonction des contraintes techniques propres à chaque région d'implantation. Les plages de variation diffèrent selon les caractéristiques climatiques et structurelles du Nord, des Hauts Plateaux et du Sud, telles que la disponibilité d'espace, l'optimum d'inclinaison solaire et les orientations admissibles, ils sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 : Plages de variation des facteurs selon les régions étudiées

Facteurs	Unité	Nord (min–max)	Hauts Plateaux (min–max)	Sud (min–max)
Prix de l'installation	DZD	357 000 – 3 570 000	416 000 – 4 160 000	476 000 – 4 760 000
Inclinaison	°	30° à 35°	28° à 33°	20° à 25°
Orientation	°	165° – 195°	160° – 200°	155° – 205°

Réponses ciblées (objectifs):

Dans le cadre de cette optimisation, trois réponses principales ont été retenues. Elles couvrent les aspects énergétiques, économiques et environnementaux du système photovoltaïque et constituent les objectifs à maximiser ou minimiser selon leur nature.

Y_1 – Production annuelle assurée (kWh/an): Cette réponse représente la quantité d'énergie moyenne réellement produite par l'installation photovoltaïque sur une année. Elle dépend directement de la surface installée, de l'inclinaison, de l'orientation et des conditions d'ensoleillement spécifiques à chaque région.

Y_2 – Temps de retour sur investissement (TRI): Le TRI indique le nombre d'années nécessaires pour que les économies générées par l'installation (grâce à la réduction des factures d'électricité) amortissent le coût initial du système.

Y_3 – Quantité d'émissions de CO₂ évitées (kg CO₂/an):

Cette réponse évalue l'impact environnemental du système en mesurant la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2.3.2 Hypothèses spécifiques :

Les calculs économiques et environnementaux intègrent les hypothèses suivantes, définies en fonction des réalités techniques et tarifaires propres aux trois régions étudiées :

- Le prix moyen du kilowattheure (kWh) non subventionné, utilisé pour calculer les économies générées par l'autoproduction, est fixé à **14 DZD/kWh TTC** . Ce tarif reflète le coût réel de l'électricité en l'absence de subvention publique.
- Le facteur d'émission de CO₂ équivalent appliqué est de **0,46 kg CO₂/kWh**
Ce coefficient permet de quantifier la quantité de gaz à effet de serre évitée en substituant la production solaire à celle du réseau électrique, essentiellement d'origine fossile.

2.4 Calculs préliminaires:

2.4.1 Définition des combinaisons expérimentales initiales:

Dans un premier temps, des combinaisons expérimentales ont été définies pour chaque région (Nord, Hauts Plateaux, Sud), en tenant compte des capacités installées considérées. Trois puissances distinctes ont été retenues par région ; elles ont été sélectionnées sur la base de la moyenne des puissances effectivement installées dans les établissements scolaires de ces zones, selon les données de terrain collectées. Cette démarche permet de garantir la représentativité et la pertinence des simulations par rapport aux réalités locales. Pour chaque couple (région – capacité), les combinaisons des trois facteurs étudiés Prix de l'installation (DZD), inclinaison (°), orientation (°) ont été définies à l'intérieur de plages admissibles

2.4.2 Calcul des réponses dans Excel:

Les réponses correspondant à chaque combinaison (surface, inclinaison, orientation) ont été calculées à l'aide d'un tableur Excel, selon des formules basées sur des modèles standards de production d'énergie photovoltaïque, d'analyse financière et de quantification d'impact environnemental. Les trois réponses considérées sont :

Temps de retour sur investissement (TRI, en années) :

$$\text{TRI} = \frac{\text{Investissement initial}}{\text{Économie annuelle}}$$

Quantité de CO₂ évitée (TonneCO₂/an) :

$$\text{CO}_2 \text{ évité} = \text{Production annuelle} \times \text{Facteur d'émission}$$

Production assurée (kWh/an) :

La production annuelle assurée (kWh/an) a été estimée à l'aide d'un outil de simulation photovoltaïque, prenant en compte les conditions climatiques locales propres à chaque site d'étude. Le logiciel utilise notamment :

- L'irradiation solaire annuelle moyenne spécifique à la localisation géographique, La position géographique exacte du site (latitude, longitude).
- L'inclinaison et l'orientation des panneaux.
- Le rendement du système et les pertes associées (température, câblage, onduleur, etc.).

Cette méthode permet d'obtenir une estimation réaliste et localisée de la production énergétique de l'installation, en intégrant les variations climatiques propres à chaque région (Nord, Hauts Plateaux, Sud).

Les figures 2X ci-dessous présentent les résultats des calculs préliminaires réalisés à l'aide du logiciel Excel pour la région du Nord. Chaque tableau illustre les performances

du système photovoltaïque pour une puissance installée de 10 kWc, 5 kWc et 2 kWc .

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
2	3570000	30	195	15,123	1178.69	10	6.95658	211722	176022	16.86173378
3	1963500	28.96446609	180	8323	1294.03	5.5	3.82858	116522	96887	16.85089511
4	4235434.088	32.5	180	17,804	1226.22	11.86396103	8.18984	249256	206901.6591	16.99230545
5	1963500	32.5	180	8,323	1226.22	5.5	3.82858	116522	96887	16.85089511
6	1963500	32.5	180	8,323	1226.22	5.5	3.82858	116522	96887	16.85089511
7	3570000	35	165	14,782	1196.97	10	6.79972	206948	171248	17.25071032
8	1963500	32.5	180	8,300	1226.22	5.5	3.818	116200	96565	16.89759036
9	3570000	30	165	1,492	1291.93	1	0.68632	20888	17318	17.09115282
10	3570000	35	195	1,505	1178.69	1	0.6923	21070	17500	16.94352159
11	1963500	32.5	201.2132034	8,300	1235.73	5.5	3.818	116200	96565	16.89759036
12	1963500	36.03553391	180	8,251	1159.07	5.5	3.79546	115514	95879	16.99793964
13	1963500	32.5	158.7867966	8,084	1235.73	5.5	3.71864	113176	93541	17.34908461
14	1963500	32.5	180	8,076	1226.22	5.5	3.71496	113064	93429	17.36627043
15	-308434.088	32.5	180	-1619	1226.22	-0.863961031	-0.74474	-22666	-19581.65912	13.60778646
16	1963500	32.5	180	8,076	1226.22	5.5	3.71496	113064	93429	17.36627043

Figure 2.1: Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (10KWc).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
20	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
21	357000	35	195	1491	1226.22	1	0.68586	20874	17304	17.10261569
22	1071000	32.5	180	4473	1226.22	3	2.05758	62622	51912	17.10261569
23	1071000	28.96446609	180	4495	1294.03	3	2.0677	62930	52220	17.01890999
24	1071000	36.03553391	180	4447	1159.07	3	2.04562	62258	51548	17.2026085
25	1071000	32.5	158.7867966	4352	1235.73	3	2.00192	60928	50218	17.578125
26	1071000	32.5	180	4473	1226.22	3	2.05758	62622	51912	17.10261569
27	1785000	35	165	7361	1291.93	5	3.38606	103054	85204	17.32101617
28	1785000	30	195	7489	1178.69	5	3.44494	104846	86996	17.02496996
29	1071000	32.5	180	4473	1226.22	3	2.05758	62622	51912	17.10261569
30	1071000	32.5	180	4473	1226.22	3	2.05758	62622	51912	17.10261569
31	357000	30	165	1473	1291.93	1	0.67758	20622	17052	17.31160896
32	1071000	32.5	180	4473	1226.22	3	2.05758	62622	51912	17.10261569
33	1071000	32.5	201.2132034	4476	1235.73	3	2.05896	62664	51954	17.09115282
34	61251.51647	32.5	180	255	1226.22	0.171572875	0.1173	3570	2957.484835	17.15728753
35	2080748.484	32.5	180	8644	1226.22	5.828427125	3.97624	121016	100208.5152	17.19399487

Figure 2.2: Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (5KWc).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
41	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
42	553500	32.5	180	2,237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
43	553500	36.03553391	180	2225	1159.07	1.550420168	1.0235	31150	25615	17.78886035
44	553500	32.5	201.2132034	2,237	1235.73	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
45	831392.965	32.5	180	3433	1226.22	2.328831835	1.57918	48062	39748.07035	17.29834308
46	553500	32.5	180	2237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
47	553500	32.5	180	2237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
48	553500	32.5	180	2237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
49	750000	30	195	3150	1178.69	2.100840336	1.449	44100	36600	17.06680272
50	553500	32.5	180	2237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
51	553500	32.5	180	2237	1226.22	1.550420168	1.02902	31318	25783	17.67354237
52	750000	35	165	3069	1291.93	2.100840336	1.41174	42966	35466	17.45566262
53	553500	28.96446609	180	2242	1294.03	1.550420168	1.03132	31388	25853	17.63412769
54	275607.035	32.5	180	1048	1226.22	0.772008501	0.48208	14672	11915.92965	18.784558
55	553500	32.5	158.7867966	2178	1235.73	1.550420168	1.00188	30492	24957	18.15230224
56	357000	35	195	1444	1226.22	1	0.66424	20216	16646	17.65927978
57	357000	30	165	1473	1291.93	1	0.67758	20622	17052	17.31160896

Figure 2.3: Résultats des calculs des réponses pour la région du Nord (2KWc).

Les Figures 2.X ci-dessous regroupent les résultats des calculs préliminaires effectués dans Excel pour la région des Hauts Plateaux . Les trois tableaux inclus correspondent respectivement aux puissances installées de 10 kWc, 5 kWc et 2 kWc

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
2	-359839.7693	30.5	180	1525	1342.78	-0.864999445	0.7015	21350	24948.39769	-16.8543217
3	2290750	30.5	180	9767	1366.65	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
4	2290750	30.5	180	9767	1291.29	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
5	416500	28	160	1753	1291.29	1.001201923	0.80638	24542	20377	16.970907
6	4165000	28	200	17566	1291.29	10.01201923	8.08036	245924	204274	16.9361266
7	4941339.769	30.5	180	19804	1251.31	11.8782206	9.10984	277256	227842.6023	17.8223006
8	2290750	30.5	180	9767	1291.29	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
9	2290750	30.5	180	9767	1366.65	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
10	2290750	30.5	208.2842712	9767	1241.02	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
11	2290750	30.5	180	9767	1291.29	5.506610577	4.49282	136738	113830.5	16.7528412
12	2290750	34.03553391	180	9712	1220.35	5.506610577	4.46752	135968	113060.5	16.8477142
13	416500	33	200	1657	1291.29	1.001201923	0.76222	23198	19033	17.954134
14	4165000	33	160	17382	1291.29	10.01201923	7.99572	243348	201698	17.1154067
15	2290750	30.5	151.7157288	9534	1291.29	5.506610577	4.38564	133476	110568.5	17.1622614
16	2290750	26.96446609	180	9791	1291.29	5.506610577	4.50386	137074	114166.5	16.7117761

Figure 2.4: Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux (10KWc).

	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
46	2424625.684	30.5	167.5	10157	1391.32	6.791668582	4.67222	142198	117951.7432	17.0510533
47	1248000	30.5	167.5	5308	1362.7	3.495798319	2.44168	74312	61832	16.7940575
48	1248000	26.96446609	167.5	5322	1415.09	3.495798319	2.44812	74508	62028	16.7498792
49	1248000	30.5	167.5	5308	1332.64	3.495798319	2.44168	74312	61832	16.7940575
50	416000	33	180	1672	1279.92	1.165266106	0.76912	23408	19248	17.771702
51	1248000	30.5	167.5	5308	1307.07	3.495798319	2.44168	74312	61832	16.7940575
52	1248000	34.03553391	167.5	5262	1332.64	3.495798319	2.42052	73668	61188	16.9408698
53	416000	28	155	1743	1332.64	1.165266106	0.80178	24402	20242	17.047783
54	71374.31611	30.5	167.5	244	1389.06	0.199928056	0.11224	3416	2702.256839	20.8941206
55	2080000	33	155	8635	1332.64	5.826330532	3.9721	120890	100090	17.2057242
56	1248000	30.5	167.5	5308	1332.64	3.495798319	2.44168	74312	61832	16.7940575
57	1248000	30.5	167.5	5308	1281.37	3.495798319	2.44168	74312	61832	16.7940575
58	1248000	30.5	149.8223305	5176	1332.64	3.495798319	2.38096	72464	59984	17.2223449
59	2080000	28	180	8886	1332.64	5.826330532	4.08756	124404	103604	16.7197196
60	1248000	30.5	185.1776695	5319	1291.29	3.495798319	2.44674	74466	61986	16.7593264

Figure 2.5: Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux(5KWc).

	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} NORD	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
27	624750	27.924425	180	2674	1391.32	1.501802885	1.23004	37436	31188.5	16.6884817
28	624750	30.5	159.3954	2634	1362.7	1.501802885	1.21164	36876	30628.5	16.9419134
29	416500	28	160	1753	1415.09	1.001201923	0.80638	24542	20377	16.790970
30	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
31	624750	33.075575	180	2660	1279.92	1.501802885	1.2236	37240	30992.5	16.7763158
32	833000	33	160	3497	1307.07	2.002403846	1.60862	48958	40628	17.0145839
33	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
34	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
35	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
36	833000	28	200	3532	1389.06	2.002403846	1.62472	49448	41118	16.8459796
37	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
38	839295.3975	30.5	180	3554	1332.64	2.017537013	1.63484	49756	41363.04603	16.8682249
39	416500	33	200	1747	1281.37	1.001201923	0.80362	24458	20293	17.0291929
40	410204.6025	30.5	180	1769	1332.64	0.986068756	0.81374	24766	20663.95398	16.5632158
41	624750	30.5	180	2669	1332.64	1.501802885	1.22774	37366	31118.5	16.7197452
42	624750	30.5	200.6046	2647	1291.29	1.501802885	1.21762	37058	30810.5	16.858708

Figure 2.6: Résultats des calculs des réponses pour la région Des Hauts plateaux(2KWc).

Les tableaux ci-dessous regroupent les résultats des calculs préliminaires effectués dans Excel pour la région du sud . Les trois tableaux inclus correspondent respectivement aux puissances installées de 10 kWc, 5 kWc et 2 kWc

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Investissement initial	inclinaison	orientation	H_{tot} sud	Production annuelle kwh	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
2	4760000	25	155	1862.14	17188	10	7.90648	240632	193032	19.78124273
3	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
4	-411245.4506	22.5	167.5	1890.21	-1397	-0.863961031	-0.64262	-19558	-15445.54549	21.02696853
5	2618000	26.03553391	167.5	1799.93	9600	5.5	4.416	134400	108220	19.47916667
6	2618000	22.5	149.8223305	1938.95	9378	5.5	4.31388	131292	105112	19.94028578
7	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
8	476000	20	155	1978.39	9435	1	4.3401	132090	127330	3.603603604
9	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
10	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
11	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
12	2618000	22.5	185.1776695	1879.3	9659	5.5	4.44314	135226	109046	19.36018221
13	2618000	18.96446609	167.5	1976.05	9523	5.5	4.38058	133322	107142	19.63666912
14	5647245.451	22.5	167.5	1890.21	19154	11.86396103	8.81084	268156	211683.5455	21.05955284
15	2618000	22.5	167.5	1890.21	9578	5.5	4.40588	134092	107912	19.52390896
16	4760000	20	180	1942.48	17467	10	8.03482	244538	196938	19.46527738
17	476000	25	180	1813.73	1761	1	0.81006	24654	19894	19.30721181

Figure 2.7: Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (10KWc).

	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{tot} sud	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
57	476000	20	155	1714	1978.39	1	0.78844	23996	19236	19.83663944
58	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
59	1428000	22.5	185.1776695	5269	1938.95	3	2.42374	73766	59486	19.35851205
60	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
61	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
62	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
63	1428000	26.03553391	167.5	5238	1890.21	3	2.40948	73332	59052	19.47308133
64	2774331.311	22.5	167.5	10101	1890.21	5.828427125	4.64646	141414	113670.6869	19.61850532
65	1428000	18.96446609	167.5	5194	1976.05	3	2.38924	72716	58436	19.6380439
66	2380000	20	180	8735	1942.48	5	4.0181	122290	98490	19.46193475
67	1428000	22.5	149.8223305	5116	1938.95	3	2.35336	71624	57344	19.93745113
68	476000	25	180	1714	1813.73	1	0.78844	23996	19236	19.83663944
69	81668.68862	22.5	167.5	297	1890.21	0.171572875	0.13662	4158	3341.313114	19.64133925
70	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
71	1428000	22.5	167.5	5225	1890.21	3	2.4035	73150	58870	19.5215311
72	2380000	25	155	8597	1862.14	5	3.95462	120358	96558	19.77433989

Figure 2.8: Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (5KWc).

35	Investissement initial	inclinaison	orientation	Production annuelle pv kwh	H_{insud}	les cretes installée	Emission évité	Economie en DZD	FLUX NETTE	TRI
36	476000	25	180	1761	1813.73	1	0.81006	24654	19894	19.30721181
37	952000	25	155	3440	1862.14	2	1.5824	48160	38640	19.76744186
38	476000	20	155	1714	1978.39	1	0.78844	23996	19236	19.83663944
39	714000	26.03553391	167.5	2620	1799.93	1.5	1.2052	36680	29540	19.46564885
40	714000	22.5	185.1776695	2636	1938.95	1.5	1.21256	36904	29764	19.34749621
41	714000	22.5	167.5	2613	1890.21	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564
42	714000	22.5	149.8223305	2559	1978.39	1.5	1.17714	35826	28686	19.92966002
43	714000	22.5	167.5	2613	1890.21	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564
44	714000	18.96444609	167.5	2597	1976.05	1.5	1.19462	36358	29218	19.6380439
45	714000	22.5	167.5	2613	1879.3	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564
46	1050582.838	22.5	167.5	3833	1976.05	2.207106781	1.76318	53662	43156.17172	19.57777995
47	377417.1722	22.5	167.5	1397	1890.21	0.792893219	0.64262	19558	15783.82828	19.29732959
48	952000	20	180	3495	1890.21	2	1.6077	48930	39410	19.45636624
49	714000	22.5	167.5	2613	1942.48	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564
50	714000	22.5	167.5	2613	1813.73	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564
51	714000	22.5	167.5	2613	1813.73	1.5	1.20198	36582	29442	19.51779564

Figure 2.9: Résultats des calculs des réponses pour la région Du sud (2KWc).

2.5 Construction du plan d'expériences CCD

Dans le but d'optimiser les performances d'une installation photovoltaïque, un plan d'expériences de type Central Composite Design (CCD) a été adopté.

Dans notre cas, l'étude a été menée pour trois régions climatiques distinctes (Nord, Hauts Plateaux et Sud) et pour trois puissances installées caractéristiques par région de 10 kWc, 5 kWc et 2 kWc , ce qui donne un total de neuf plans d'expériences CCD, soit neuf modélisations distinctes.

2.5.1 Structure du plan CCD

Le plan CCD se compose de trois types de points expérimentaux : Ce qui donne 15 essais au total par plan (comme visible sur la figure ci-dessous).

Tableau 2.1: Répartition des points dans un plan central composite pour trois facteurs.

Type de point	Rôle	Nombre (pour 3 facteurs)
Points factoriels	Combinaisons extrêmes (± 1)	$2^3 = 8$ points
Points axiaux (ou étoiles)	Exploration hors domaine factoriel ($\pm \alpha$)	$2^3 = 6$ points
Points centraux	Estimation de la reproductibilité et du bruit expérimental	5 points

Afin d'illustrer la méthode utilisée pour construire les plans d'expériences, seuls les résultats correspondant à la région du Nord sont présentés dans cette section, à titre d'exemple. Les autres configurations (Hauts Plateaux et Sud) ont été traitées de manière identique.

Pour chaque puissance installée étudiée dans la région du Nord, deux tableaux sont présentés :

- Le premier tableau montre les limites des facteurs (coût, inclinaison, orientation) utilisés dans la conception du plan.
- Le second tableau présente les 15 essais générés par la méthode CCD, avec les différentes combinaisons de facteurs et les réponses calculées.

	Name	Units	Low	High	-alpha	+alpha
A [Numeric]	Prix d'une inst	kwc	357000	3.57E+06	-308434	4.23543E+06
B [Numeric]	Inclinaison	°	30	35	28.9645	36.0355
C [Numeric]	Orientation	°	165	195	158.787	201.213

Figure 2.10: Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (10KWc) .

Les plages définies pour chaque facteur ont permis de générer les combinaisons expérimentales selon la méthodologie CCD. Le tableau suivant présente les 15 essais réalisés pour la puissance de 10KWc dans la région du Nord, intégrant les niveaux de variation des facteurs ainsi que les réponses obtenues après calcul.

	Std	Run	Factor 1 A: Prix d'une in... kwc	Factor 2 B: Inclinaison °	Factor 3 C: Orientation °	Response 1 Production kwh	Response 2 TRI ANNée	Response 3 CO2 Tco2
	4	1	3.57E+06	30	195	15123	16.8617	0.433758
	3	2	1.9635E+06	28.9645	180	8323	16.8509	0.476203
	14	3	4.23543E+06	32.5	180	17804	16.9923	2.48187
	9	4	1.9635E+06	32.5	180	8323	16.8509	2.48187
	15	5	1.9635E+06	32.5	180	8323	16.8509	2.48187
	1	6	3.57E+06	35	165	14782	17.2507	4.40485
	5	7	1.9635E+06	32.5	180	8300	16.8976	-0.389862
	6	8	357000	30	165	1492	17.0912	5.64049
	11	9	357000	35	195	1505	16.9435	2.38567
	7	10	1.9635E+06	32.5	201.213	8300	16.8976	2.50112
	10	11	1.9635E+06	36.0355	180	8251	16.9979	2.34596
	13	12	1.9635E+06	32.5	158.787	8084	17.3491	2.50112
	2	13	1.9635E+06	32.5	180	8076	17.3663	4.51249
	12	14	-308434	32.5	180	-1619	13.6078	2.48187
	8	15	1.9635E+06	32.5	180	8076	17.3663	2.48187

Figure 2.11: Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord (10Kwc) .

La seconde configuration étudiée dans la région du Nord correspond à une puissance moyenne (5Kwc), représentative des installations typiques observées dans cette zone. Les plages de variation des facteurs ont été adaptées en conséquence, comme indiqué dans le tableau suivant.

	Name	Units	Low	High	-alpha	+alpha
A [Numeric]	Prix d'une inst	kwc	357000	1.785E+06	61251.5	2.08075E+06
B [Numeric]	Inclinaison	°	30	35	28.9645	36.0355
C [Numeric]	Orientation	DZD	165	195	158.787	201.213

Figure 2.12: Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (5KWc) .

En se basant sur ces plages, un nouveau plan CCD a été établi. Les résultats expérimentaux correspondant à cette configuration sont présentés ci-dessous.

	Std	Run	Factor 1 A: Prix d'une in... kwc	Factor 2 B: Inclinaison °	Factor 3 C: Orientation DZD	Response 1 PROD KWh	Response 2 TRI ANNée	Response 3 CO2 Tco2
	3	1	357000	35	195	1491	17.1026	0.451249
	14	2	1.071E+06	32.5	180	4473	17.1026	1.35375
	7	3	1.071E+06	28.9645	180	4495	17.0189	1.42861
	8	4	1.071E+06	36.0355	180	4447	17.2026	1.27961
	9	5	1.071E+06	32.5	158.787	4352	17.5781	1.36425
	15	6	1.071E+06	32.5	180	4473	17.1026	1.35375
	1	7	1.785E+06	35	165	7361	17.321	2.37715
	2	8	1.785E+06	30	195	7489	17.025	2.16879
	11	9	1.071E+06	32.5	180	4473	17.1026	1.35375
	13	10	1.071E+06	32.5	180	4473	17.1026	1.35375
	4	11	357000	30	165	1473	17.3116	0.47543
	12	12	1.071E+06	32.5	180	4473	17.1026	1.35375
	10	13	1.071E+06	32.5	201.213	4476	17.0912	1.36425
	5	14	61251.5	32.5	180	255	17.1573	0.0774221
	6	15	2.08075E+06	32.5	180	8644	17.194	2.63007

Figure 2.13: Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord (5Kwc) .

La dernière configuration analysée pour la région du Nord concerne une puissance installée de (2Kwc)

	Name	Units	Low	High	-alpha	+alpha
A [Numeric]	Prix d'une insti	kwc	357000	750000	275607	831393
B [Numeric]	Inclinaison	°	30	35	28.9645	36.0355
C [Numeric]	Orientation	DZD	165	195	158.787	201.213

Figure 2.14: Plages de variation des facteurs pour la région du Nord (2Kwc) .

Le plan CCD généré à partir de ces nouvelles plages a permis de simuler les différentes réponses pour les 15 combinaisons expérimentales, comme illustré dans le tableau suivant.

	Std	Run	Factor 1 A: Prix d'une in... kwc	Factor 2 B: Inclinaison °	Factor 3 C: Orientation DZD	Response 1 PROD KWh	Response 2 TRI ANNée	Response 3 CO2 Tco2
	11	1	553500	32.5	180	237	17.6735	1.02902
	8	2	553500	36.0355	180	1437.64	17.7689	1.0235
	10	3	553500	32.5	201.213	2237	17.6735	1.02902
	6	4	831393	32.5	180	3433	17.2983	1.57918
	14	5	553500	32.5	180	2237	17.6735	1.02902
	12	6	553500	32.5	180	2237	17.6735	1.02902
	2	7	750000	30	195	3150	17.0068	1.449
	15	8	553500	32.5	180	2237	17.6735	1.02902
	13	9	553500	32.5	180	2237	17.6735	1.02902
	1	10	750000	35	165	3069	17.4557	1.41174
	7	11	553500	28.9645	180	2242	17.6341	1.03132
	5	12	275607	32.5	180	1048	18.7846	0.48208
	9	13	553500	32.5	158.787	2178	18.1523	1.00188
	3	14	357000	35	195	1444	17.6593	0.66424
	4	15	357000	30	165	1473	17.3116	0.67758

Figure 2.15: Plan d'expériences CCD et résultats expérimentaux pour la région du Nord (2Kwc) .

Une fois les plans d'expériences établis et les réponses calculées pour l'ensemble des combinaisons expérimentales, la modélisation statistique obtenue a permis de formuler des modèles mathématiques représentatifs de chaque réponse en fonction des facteurs étudiés. Ces modèles validés servent alors de base à l'étape suivante, à savoir l'optimisation multicritère. Celle-ci vise à identifier les conditions optimales de fonctionnement du système photovoltaïque selon des objectifs techniques, économiques et environnementaux définis au préalable.

Dans l'objectif d'améliorer l'efficacité technico-économique de l'installation, une optimisation multicritère a été menée à l'aide du logiciel Design-Expert, avec comme critères principaux :

- Maximisation de la production effectivement utilisée (ciblant un taux d'exploitation proche de 40%)
- Maximisation du CO évité.
- Amélioration du taux de rentabilité interne (TRI).

2.6 Méthodologie d'optimisation:

L'optimisation a été réalisée à l'aide du logiciel "Design-Expert", en s'appuyant sur les modèles de régression établis via le plan central composite. La fonction "Numerical Optimization" a permis d'identifier le compromis optimal entre les différentes réponses.

Les critères définis sont les suivants :

Tableau 2.2: Critères d'optimisation des réponses du projet

Réponse	Critère d'optimisation	Justification
Production utilisée	À maximiser (50 %)	Éviter le sous-emploi du générateur PV
TRI	À maximiser	Améliorer la viabilité économique
CO ₂ évité	À maximiser	Valoriser l'impact environnemental du projet

Les facteurs d'entrée(surface, inclinaison, orientation) ont été considérés dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du Nord et la puissance de 10 kWc.

2.7 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter l'ensemble des étapes méthodologiques adoptées dans le cadre de cette étude, depuis la collecte des données jusqu'à la mise en place du plan d'expériences. En s'appuyant sur une démarche structurée et progressive, il a posé les bases nécessaires à l'analyse technico-économique et environnementale d'une installation photovoltaïque dans différentes régions algériennes. Le recours au plan d'expériences central composite (CCD) a offert une exploration efficace de l'influence des facteurs étudiés, tout en optimisant le nombre de combinaisons simulées. Ainsi, cette méthodologie fournit un cadre solide et cohérent pour l'interprétation des résultats qui seront présentés dans le chapitre suivant.

Chapitre 3

Résultats et discussions

3.1 Introduction

Cette section est consacrée à la présentation et à l'analyse détaillée des résultats obtenus à la suite de la mise en œuvre du plan d'expériences. Pour chaque région étudiée (Nord, Hauts Plateaux, Sud) et pour les différentes puissances envisagées (2, 5 et 10 kWc), les effets des facteurs sur les réponses (production énergétique, taux de rentabilité interne, émissions de CO₂ évitées) sont évalués. Les surfaces de réponse sont interprétées afin de mieux comprendre les interactions entre variables. Enfin, des simulations d'optimisation multi-objectifs sont réalisées pour identifier les configurations offrant le meilleur compromis technico-économique et environnemental selon les spécificités régionales.

3.2 Cas de la région du Nord: puissance initiale de 10kWc:

Résultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 6 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- **Prix de l'installation:** 2215460 DZD
- **Inclinaison :** 34.21°
- **Orientation :** 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- **Production utilisée :** 9238.78 kWh
- **TRI :** 17.21 années
- **CO₂ évité :** 3.12 tonnes équivalent CO₂

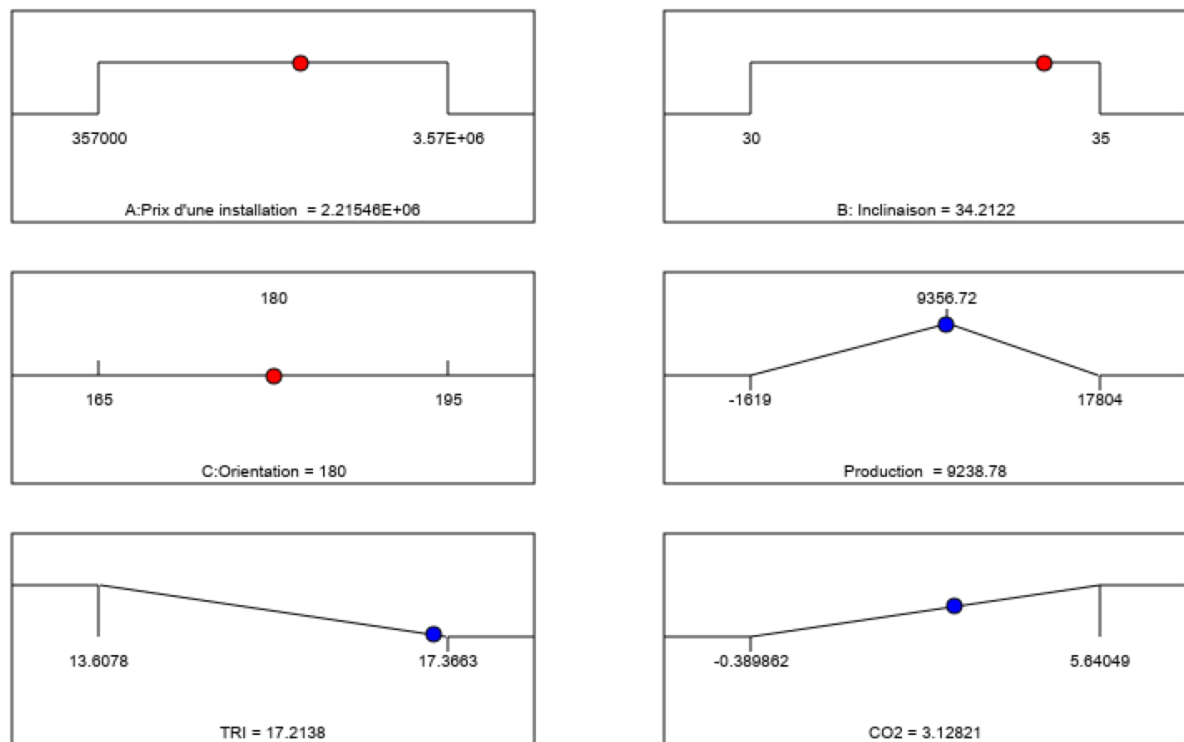


Figure 3.1: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (10 kWc)

3.2.1 Analyse de la solution optimale:

La configuration optimale permet une réduction de la puissance installée de 10 à 6 kWc, tout en limitant les pertes de production à environ 20%. Cela améliore le taux d'exploitation du système et réduit le surinvestissement initial. Cependant, l'analyse de la courbe journalière de production met en évidence un manque de couverture entre 8h et 10h, dû à la forme typique en cloche de la production photovoltaïque :

- Entre 8h et 10h : la production PV est inférieure à la demande → recours au réseau électrique.
- De 10h à 16h : les 6 kWc assurent la charge normale de l'établissement. Cette approche confirme que l'optimisation permet une meilleure adéquation entre production et consommation, tout en maintenant un bon équilibre entre rentabilité et performance environnementale.

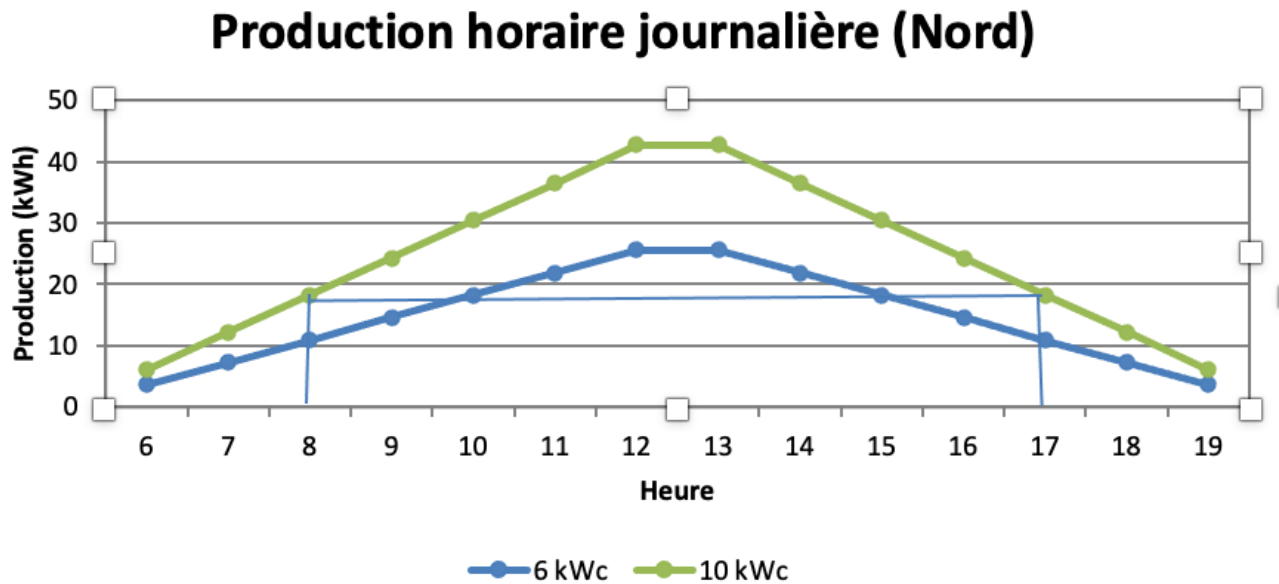


Figure 3.2: Production journalière PV : 6 kWc vs 10 kWc

3.2.2 Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau

Dans la configuration optimisée à 6 kWc, une partie de la charge électrique de l'établissement reste non couverte par l'installation photovoltaïque en début de journée (entre 8h et 10h), en raison du profil de production en cloche du PV. Ce déficit est compensé par un recours au réseau électrique national, dont le coût est estimé à 6,3 DZA/kWh. Pour évaluer l'impact économique de ce recours, une analyse coûts-avantages a été réalisée.

Hypothèses de l'analyse :

- Durée quotidienne du recours au réseau : 4 heures
- Consommation moyenne pendant ces heures : 17 kWh/h
- Prix du kWh réseau : 6,3 DZD
- Nombre de jours par an : 365 jours

³Le prix de l'électricité est établi sur la base d'une moyenne de la consommation communale, en tenant compte des variations trimestrielles des tarifs.

Energie consommée via le réseau :

L'énergie annuelle consommée à partir du réseau est estimée selon la formule suivante:

$$E_{annuelle} = 17 \text{ kWh/h} \times 4 \text{ h/jour} \times 365 \text{ jours} = 24\,820 \text{ kWh/an}$$

Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$\text{Cout} = 24\,820 \text{ kWh} \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 156\,366 \text{ DZD/an}$$

Coût d'investissement initial :

$$2142000 + 156366 = 2298366 \text{ DZD}$$

L'installation de 6 kWc couplée au réseau permet de réduire significativement l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 10 kWc, avec une économie immédiate estimée à : $3\,570\,000 \text{ DZD} - 2\,298\,366 \text{ DZD} = 1\,271\,634 \text{ DZD}$

L'installation d'un système photovoltaïque de 6 kWc couplé au réseau permet de réaliser une économie initiale de 1 271 634 DZD par rapport à une installation autonome de 10 kWc. En effet, le coût d'investissement initial de la solution hybride (PV + réseau) est estimé à 2 298 366 DZD, contre 3 570 000 DZD pour une installation 100% solaire.

Cependant, cette réduction de coût s'accompagne d'un recours annuel au réseau électrique de 24 820 kWh, ce qui représente une dépense annuelle de 156 366 DZD. Sur une période de 8 ans, le coût cumulé de l'électricité achetée au réseau atteint 1 250 928 DZD. En ajoutant cette charge au coût initial, on constate que le coût total de la solution hybride rejoint progressivement celui d'une installation solaire complète au bout de cette période.

En contrepartie, cette solution permet néanmoins d'éviter l'émission d'environ 3,12

tonnes de CO₂ par an, tout en limitant les pertes de production à environ 20%. ce qui représente un gain environnemental significatif dans une logique de transition énergétique et de lutte contre le changement climatique.

3.3 Cas de la région du Nord: puissance initiale de 5 kWc:

Pour la puissance de 5 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du Nord et cette puissance intermédiaire.

textbfRésultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 3.5 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- **Prix de l'installation:** 1266800 DZD
- **Inclinaison :** 30°
- **Orientation :** 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- **Production utilisée :** 5301.54 kWh
- **TRI :** 17.05 années
- **CO₂ évité :** 1.63 tonnes équivalent CO₂

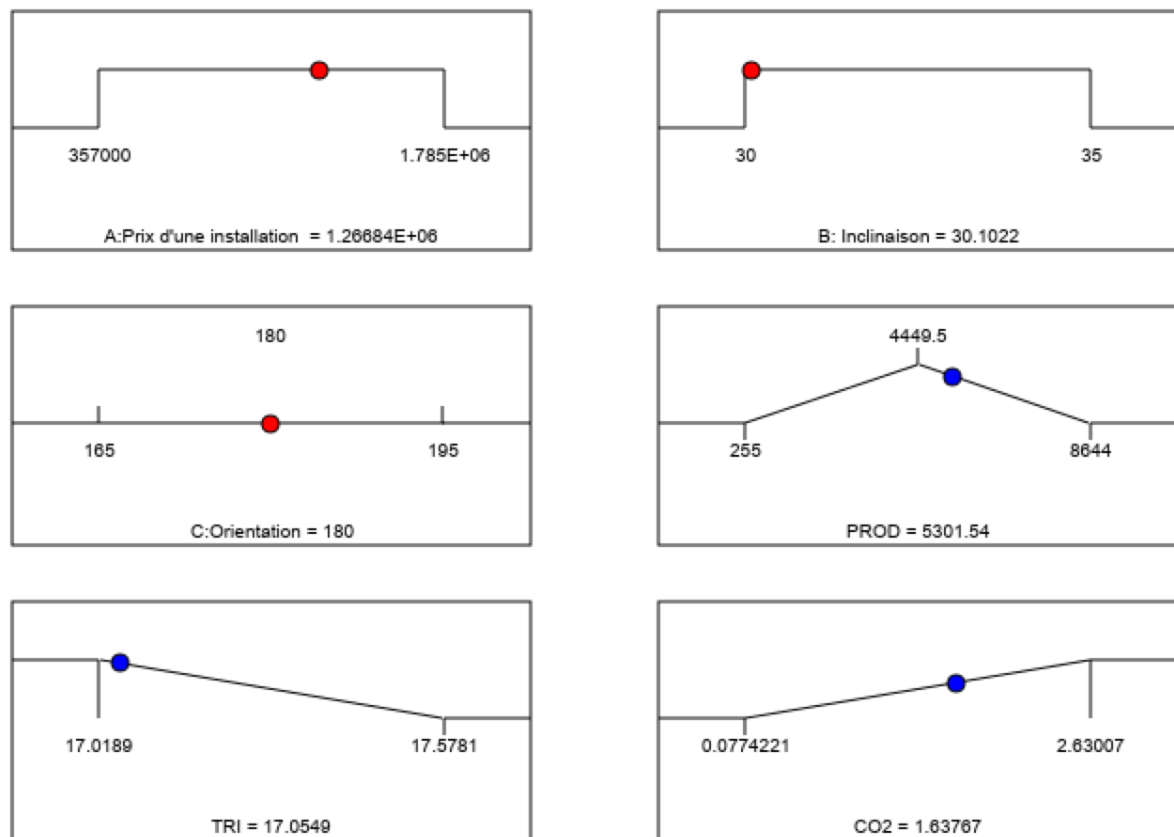


Figure 3.3: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (5 kWc)

3.3.1 Analyse de la solution optimale:

La configuration optimale permet une réduction de la puissance installée de 5 à 3,5 kWc, tout en limitant les pertes de production à environ 42%. Cela améliore le taux d'exploitation du système et réduit le surinvestissement initial.

Cependant, l'analyse de la courbe journalière de production met en évidence un manque de couverture entre 8h et 9h, dû à la forme typique en cloche de la production photovoltaïque :

- Entre 8h et 10h : la production PV est inférieure à la demande → recours au réseau électrique.
- De 16h à 17h : les 3,5 kWc assurent la charge normale de l'établissement

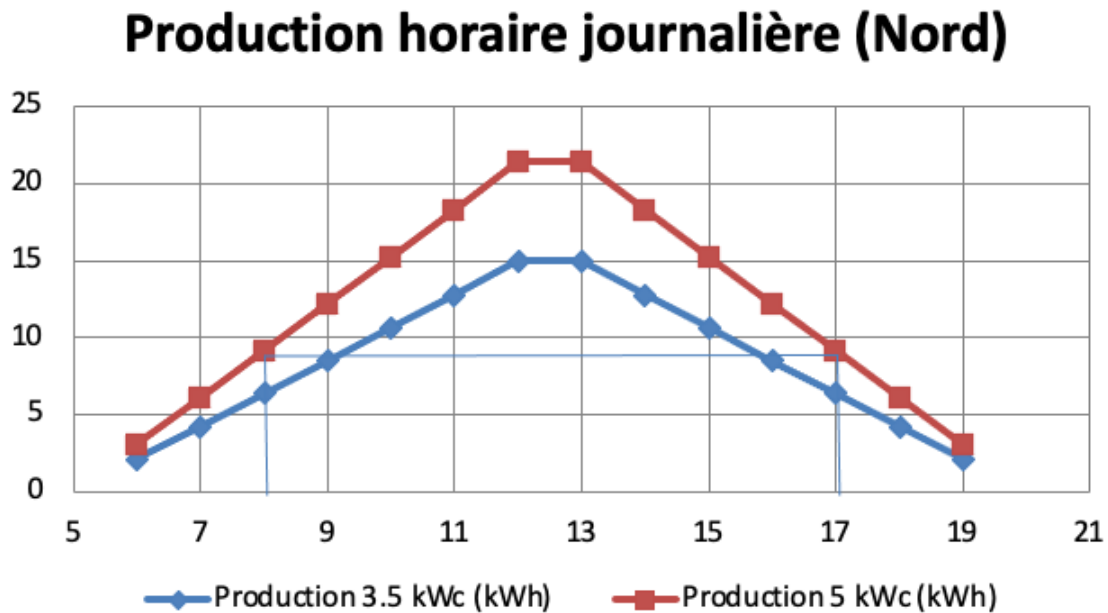


Figure 3.4: Production journalière PV : 3,5 kWc vs 5 kWc

Energie consommée via le réseau :

L'énergie annuelle consommée à partir du réseau est estimée selon la formule suivante:

$$E_{\text{annuelle}} = 10 \times 2 \times 365 \text{ jours} = 7300 \text{ kWh/an}$$

Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$C_{\text{out}} = 7300 \text{ kWh} \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 45990 \text{ DZD/an}$$

Coût d'investissement initial :

$$1266840 + 45990 = 1312830 \text{ DZD}$$

L'installation de 3,5 kWc couplée au réseau permet de réduire significativement l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 10 kWc,

avec une économie immédiate estimée à :

$$1\,266\,840\text{DZD} - 131\,2830\text{DZD} = 518\,160\text{DZD}$$

Bien que l'installation de 3,5 kWc couplée au réseau permette une économie initiale importante, le coût cumulé du recours au réseau (estimé à 45 990 DZD/an) conduit à une convergence économique avec une installation autonome de 10 kWc au bout d'environ 11 années. Cette configuration reste néanmoins avantageuse à court et moyen terme, surtout dans un contexte budgétaire limité, tout en permettant d'éviter 1,63 tonne de CO₂ par an.

3.4 Cas de la région du Nord: puissance initiale de 2 kWc:

Pour la puissance de 2 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du Nord et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation :

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 1.8kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation : 647 897 DZD
- Inclinaison : 34.34°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée : 2345.55 kWh

- TRI : 17.60 années
- CO₂ évité : 1.21 tonnes équivalent CO₂

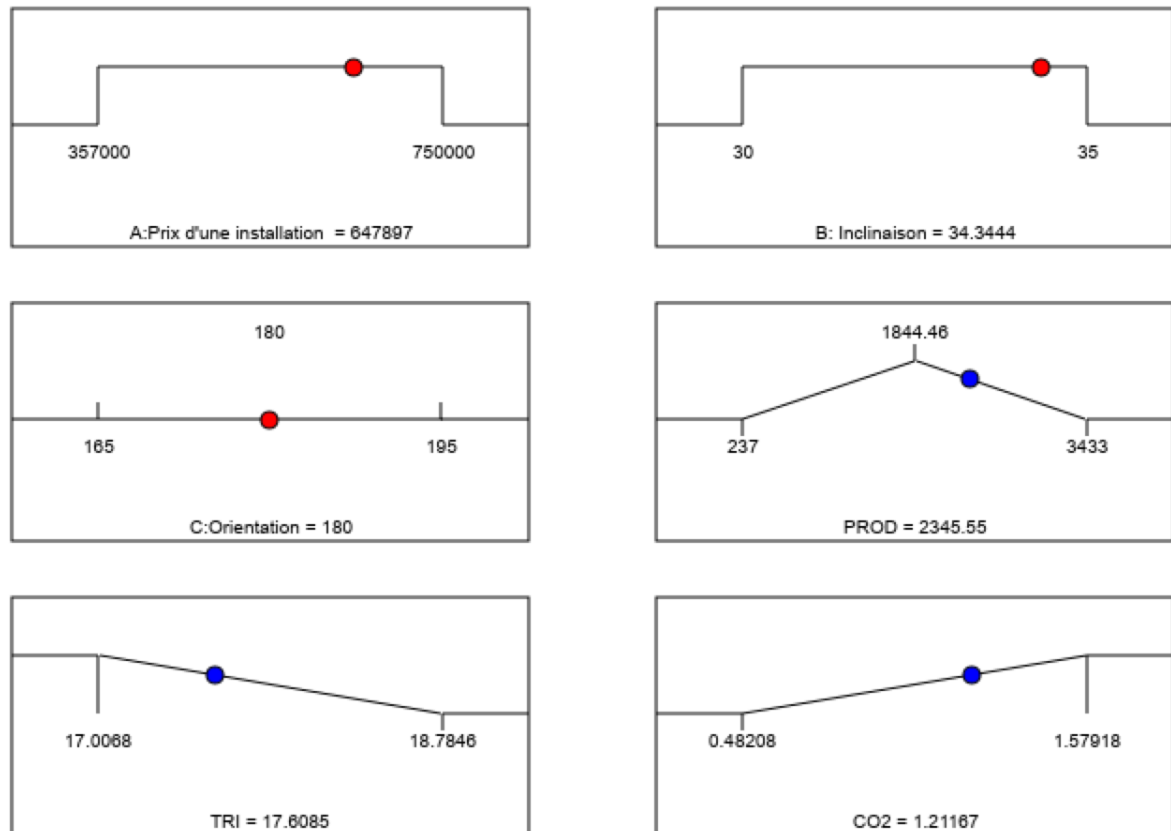


Figure 3.5: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du Nord (2 kWc)

Dans le cas d'une installation de 2 kWc, l'optimisation a conduit à une puissance idéale de 1,8 kWc, correspondant à une autoconsommation de 100%. Cela signifie qu'à cette taille, toute la production solaire serait directement consommée sur place, sans surplus ni recours au stockage ou au réseau.

Cependant, en pratique, l'installation d'un système de 1,8 kWc n'est pas techniquement envisageable, car les équipements standards disponibles sur le marché ne permettent pas une telle précision de dimensionnement. La configuration de 2 kWc reste donc la plus proche possible, tout en garantissant un bon niveau de performance.

Cette configuration permet d'éviter environ 1,21 tonne de CO₂ par an, ce qui constitue un gain environnemental significatif. De plus, son coût d'investissement reste relativement faible, ce qui en fait une solution intéressante pour les petites puissances, notamment dans des contextes où l'objectif principal est la réduction des émissions tout en maîtrisant les coûts.

3.5 Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 10 kWc

Pour la puissance de 10 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région des hauts plateaux et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation: :

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 8 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation :3422810 DZD
- Inclinaison : 33°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée :14258.3 kWh
- TRI : 16.89 années
- CO₂ évité : 6.55 tonnes équivalent CO₂

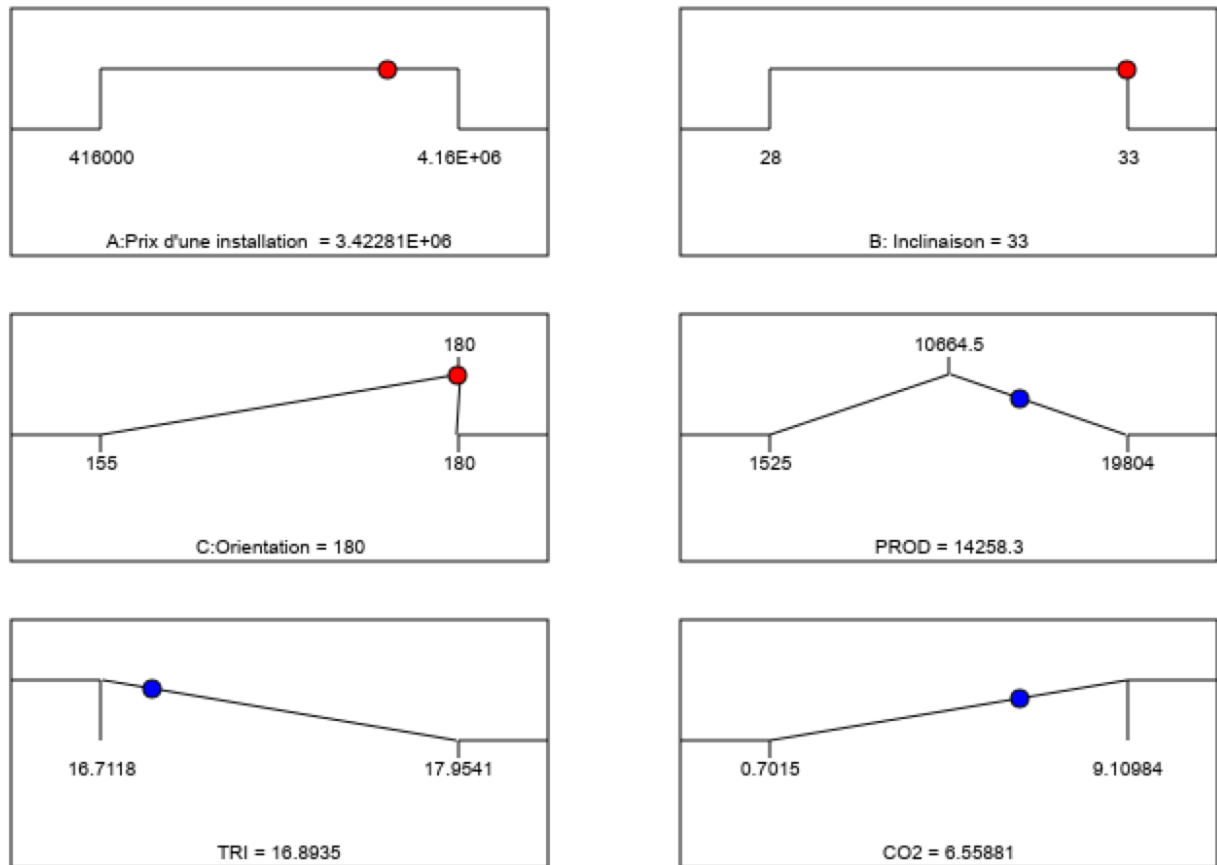


Figure 3.6: Résultats de l'optimisation numérique pour la région des Hauts plateaux (10 kWc)

3.5.1 Analyse de la solution optimale:

La solution optimale identifiée repose sur une puissance installée de 8 kWc, permettant de limiter les pertes énergétiques à 40% et d'optimiser le taux d'exploitation du système. Cette configuration évite le surdimensionnement, réduisant ainsi les coûts d'investissement initiaux sans compromettre significativement la performance.

Malgré une légère insuffisance de couverture durant une heure de la journée, attribuée à la distribution horaire caractéristique de la production photovoltaïque, le système atteint un taux d'autoconsommation élevé de 90%, traduisant une bonne adéquation entre production et demande.

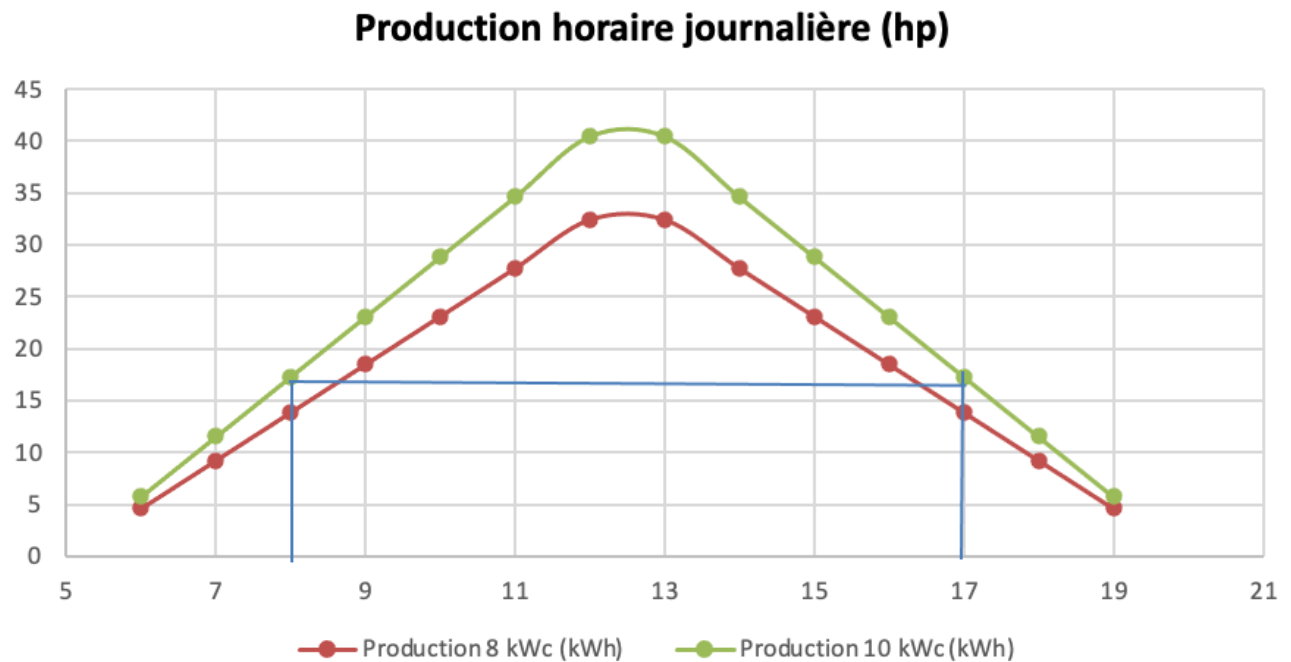


Figure 3.7: Production journalière PV : 8 kWc vs 10 kWc

3.5.2 Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau:

Energie consommée via le réseau : L'énergie annuelle consommée à partir du réseau est estimée selon la formule suivante :

$$E_{\text{annuelle}} = 17.3 \text{ kWh/h} \times 1 \text{ h/jour} \times 365 \text{ jours} = 6314,5 \text{ kWh/an}$$

Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$Cot = 6314,5 \text{ kWh} \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 39781,35 \text{ DZD/an}$$

Coût d'investissement initial :

$$3422810 + 39781,35 = 3462591,35 \text{ DZD}$$

L'installation de 8 kWc couplée au réseau permet de réduire l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 10 kWc, avec une économie

immédiate estimée à :

$$4160\,000\text{DZD} - 3462591,31\text{DZD} = 697408,65\text{DZD}$$

L'analyse technico-économique d'une installation photovoltaïque de 8 kWc couplée au réseau met en évidence un compromis pertinent entre investissement initial, recours au réseau, performance énergétique et bénéfices environnementaux. Comparée à une installation autonome de 10 kWc, la solution hybride présente un coût d'investissement initial réduit à 3 462 591,31 DZD, contre 4 160 000 DZD pour l'option totalement hors réseau, soit une économie immédiate de 697 408,65 DZD.

Cette diminution du capital investi s'accompagne d'un recours annuel au réseau électrique estimé à 6 314,5 kWh, engendrant une dépense annuelle de 39 781,35 DZD. Sur une période d'exploitation de 16 ans, le coût cumulé de l'énergie achetée au réseau atteint 636 501,6 DZD, ce qui tend à réduire l'écart économique entre les deux configurations au fil du temps.

Sur le plan énergétique, cette configuration permet également de limiter les pertes à environ 40%, ce qui témoigne d'une gestion optimisée de la production et de la consommation. D'un point de vue environnemental, l'installation contribue à éviter l'émission de 6,55 tonnes de CO₂ par an, apportant une valeur ajoutée significative en matière de durabilité et de lutte contre le changement climatique.

3.6 Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 5 kWc :

Pour la puissance de 5 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région des hauts plateaux et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 4.32 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation :1797980 DZD
- Inclinaison : 29°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée : 7679.89 kWh
- TRI : 16.44 années
- CO₂ évité : 3.52 tonnes équivalent CO₂

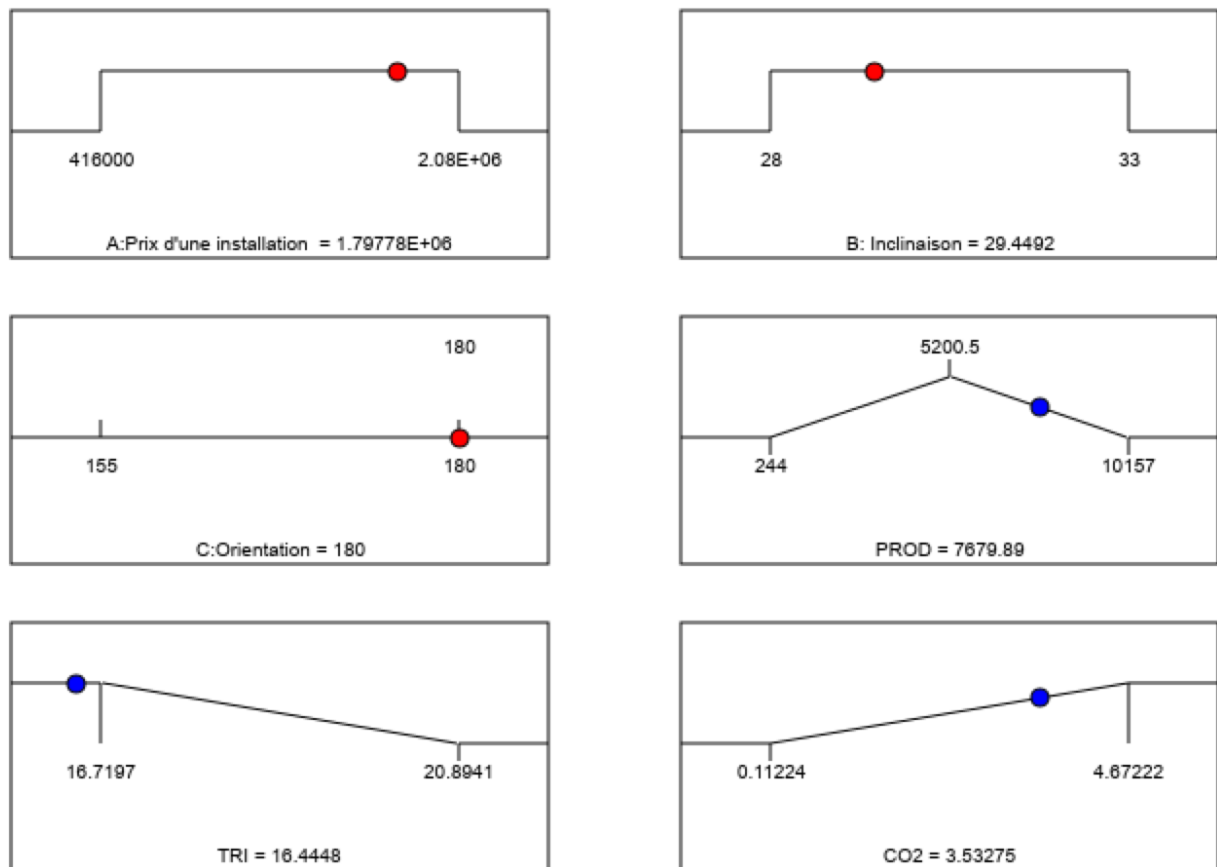


Figure 3.8: Résultats de l'optimisation numérique pour la région des hauts plateaux (5 kWc)

Analyse de la solution optimale: La configuration optimale permet une réduction de la puissance installée de 5 à 4 kWc, tout en limitant les pertes de production à environ 50%. Cela améliore le taux d'exploitation du système et réduit le surinvestissement initial.

Cependant, l'analyse de la courbe journalière de production met en évidence un manque de couverture entre 8h et 9h, ainsi qu'entre 16h et 17h, en raison de la forme typique en cloche de la production photovoltaïque. Néanmoins, le taux d'autoconsommation atteint 90%, ce qui témoigne d'une bonne adéquation entre la production et les besoins. Seule une heure de recours au réseau électrique est nécessaire pour compléter la demande.

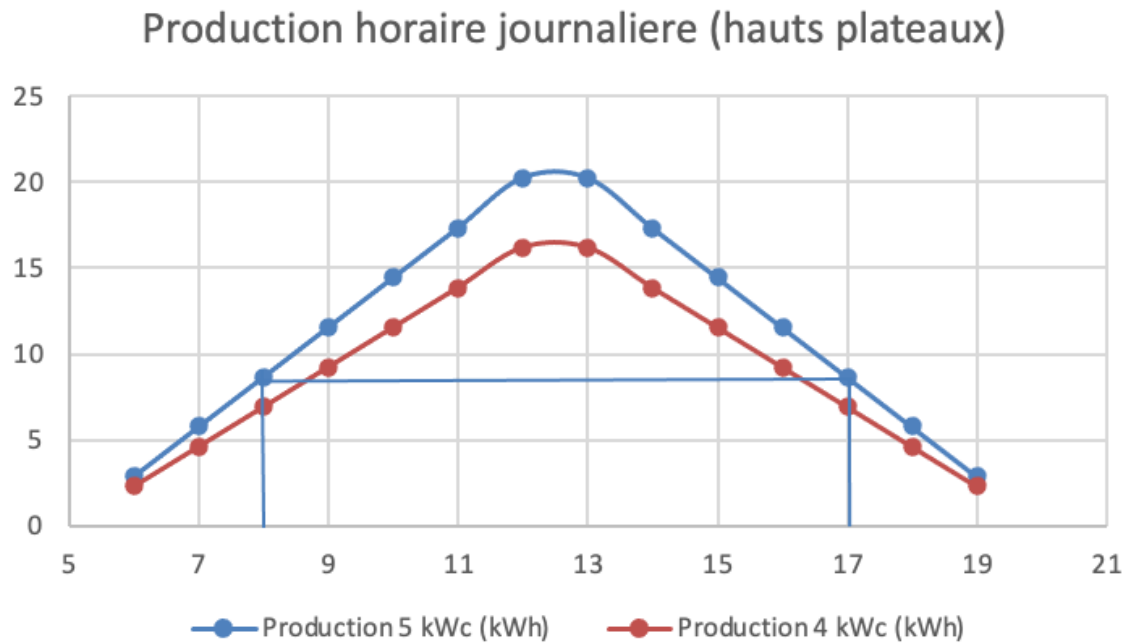


Figure 3.9: Production journalière PV : 5 kWc vs 4 kWc

- Energie consommée via le réseau :

L'énergie annuelle consommée à partir du réseau est estimée selon la formule suivante :

$$E_{\text{annuelle}} = 8kWh \times 1 \times 365 \text{ jours} = 2920kWh/an$$

- Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$Cout = 2920kWh \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 18396 \text{ DZD/an}$$

- Coût d'investissement initial :

$$1797780 + 18396 = 1816176DZD$$

L'installation de 4kWc couplée au réseau permet de réduire l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 5 kWc, avec une économie

immédiate estimée à :

$$2080000DZD - 1816176DZD = 263824DZD$$

Bien que l'installation de 4kWc couplée au réseau permette une économie initiale, le coût cumulé du recours au réseau (estimé à 45 990 DZD/an) conduit à une convergence économique avec une installation autonome de 5 kWc au bout d'environ 14 années. Cette configuration reste néanmoins avantageuse à court et moyen terme, surtout dans un contexte budgétaire limité, tout en permettant d'éviter 3,53 tonne de CO₂ par an.

3.7 Cas de la région des hauts plateaux : puissance initiale de 2 kWc

Pour la puissance de 2 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée. Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région des hauts plateaux et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 1,8 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation: 832000 DZD
- Inclinaison : 29°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée : 2753.16 kWh
- TRI : 16.7 années
- CO₂ évité : 1.26 tonnes équivalent CO₂

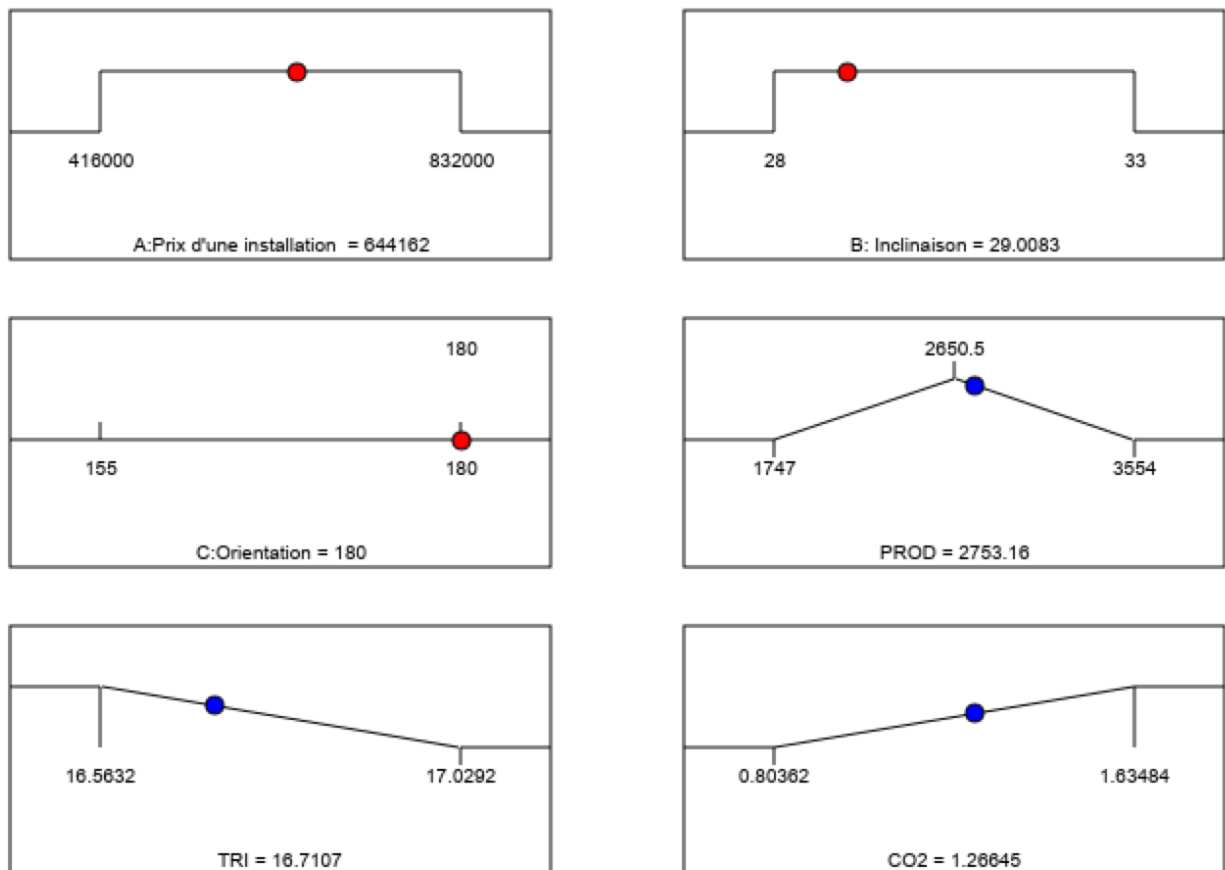


Figure 3.10: Résultats de l'optimisation numérique pour la région des hauts plateaux (2 kWc)

Dans le cas d'une installation de 2 kWc, les résultats de l'optimisation indiquent qu'une puissance idéale serait de 1,8 kWc. Toutefois, cette configuration n'est pas réalisable en pratique en raison des limitations techniques liées à la standardisation des équipements photovoltaïques, qui ne permettent pas un dimensionnement aussi précis. La configuration de 2 kWc constitue ainsi l'alternative la plus réaliste tout en conservant un bon niveau de performance. Elle permet d'éviter annuellement environ 1,26 tonne de CO₂ et présente un coût d'investissement relativement faible, ce qui en fait une solution adaptée aux petites puissances,

3.8 Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 10 kWc :

Pour la puissance de 10 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du sud et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 7 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation : 2411890 DZD
- Inclinaison : 22.5°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée: 9182.51 kWh
- TRI : 19.29 années
- CO₂ évité: 4.22 tonnes équivalent CO₂

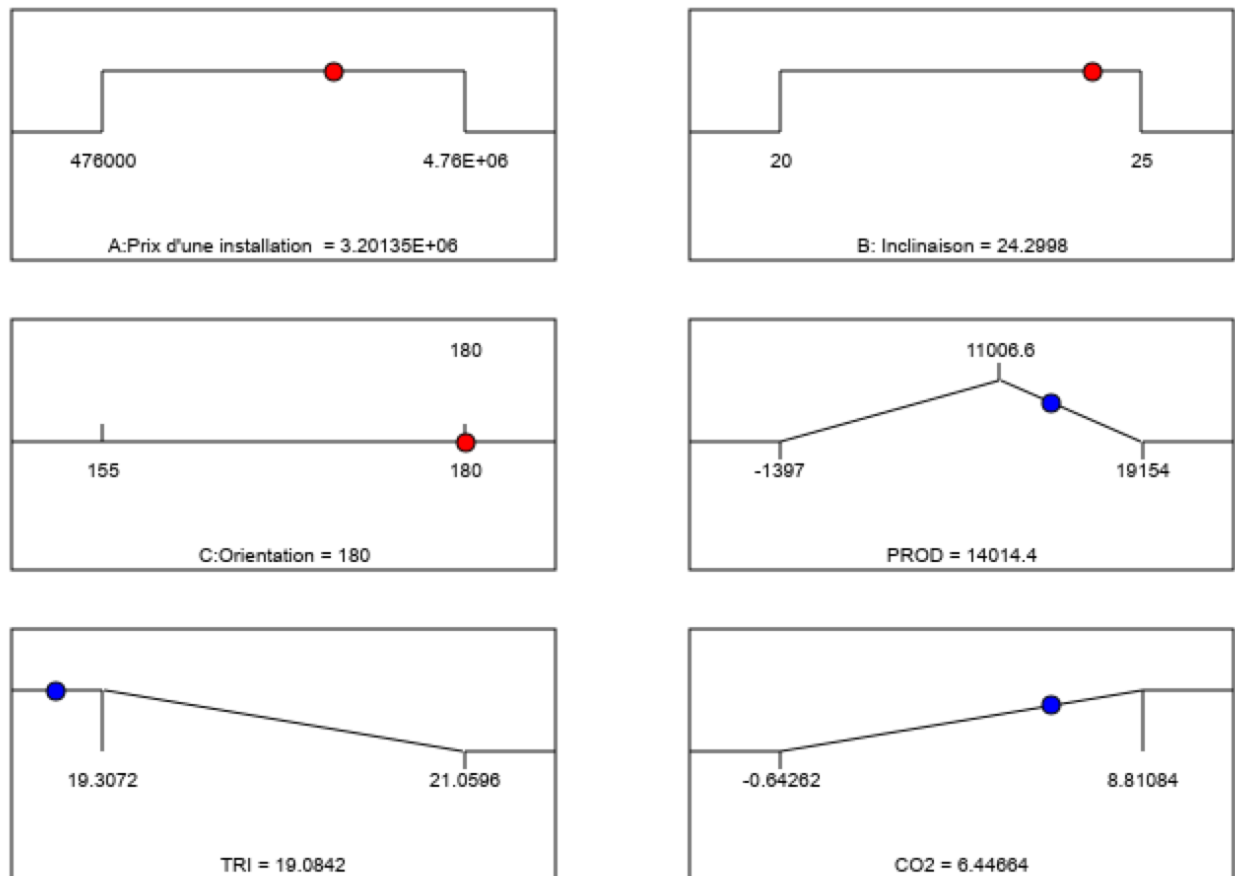


Figure 3.11: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (10kWc)

3.8.1 Analyse de la solution optimale:

La configuration optimale permet une réduction de la puissance installée de 10 à 7 kWc, tout en limitant les pertes de production à environ 42%. Cela améliore le taux d'exploitation du système et réduit le surinvestissement initial. Cependant, l'analyse de la courbe journalière de production met en évidence un manque de couverture entre 8h et 9h, dû à la forme typique en cloche de la production photovoltaïque :

- Entre 8h et 10h : la production PV est inférieure à la demande → recours au réseau électrique.
- De 16h à 17h : les 3,5 kWc assurent la charge normale de l'établissement

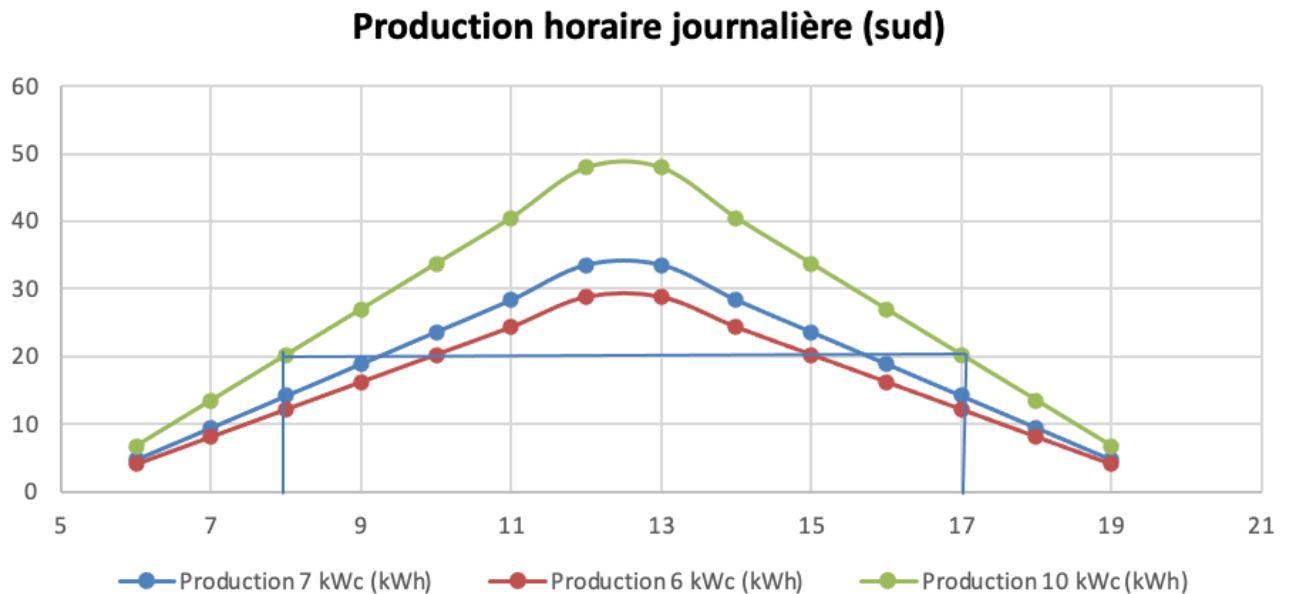


Figure 3.12: Production journalière PV : 10 kWc vs 7 kWc vs 6 kWc

3.8.2 Analyse coûts-avantages du recours ponctuel au réseau:

Energie consommée via le réseau : L'énergie annuelle consommée à partir du réseau est estimée selon la formule suivante :

$$E_{\text{annuelle}} = 20 \text{ kWh/h} \times 2 \text{ h/jour} \times 365 \text{ jours} = 14600 \text{ kWh/an}$$

Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$C_{\text{out}} = 14600 \text{ kWh} \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 91980 \text{ DZD/an}$$

Coût d'investissement initial :

$$3201350 + 91980 = 3292330 \text{ DZD}$$

L'installation de 7 kWc couplée au réseau permet de réduire significativement l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 10

kWc, avec une économie immédiate estimée à :

$$4760000DZD - 3292330DZD = 1467670DZD$$

L'installation d'un système photovoltaïque de 7 kWc couplé au réseau permet de réaliser une économie initiale de 1 467 670 DZD par rapport à une installation autonome de 10 kWc. En effet, le coût d'investissement initial de la solution hybride (PV + réseau) s'élève à 3 292 330DZD, contre 4 760 000 DZD pour une installation 100% solaire. Cependant, cette réduction de coût s'accompagne d'un recours annuel au réseau électrique estimé à 14 600kWh/an, ce qui représente une dépense de 91 980 DZD/an. Sur une période de 15 ans, le coût cumulé de l'électricité achetée au réseau atteint 91 980 DZD. En cumulant cette dépense au coût initial de l'installation, on constate qu'au bout de 15 ans, le coût total rejoint progressivement celui d'une installation solaire complète de 10 kWc,

3.9 Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 5 kWc

Pour la puissance de 5 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du sud et cette puissance intermédiaire.

Résultat de l'optimisation:

La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 4,3 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation : 2095943 DZD
- Inclinaison : 21.17°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée : 7649.48 kWh
- TRI : 19.49 années
- CO₂ évité : 3.51 tonnes équivalent CO₂

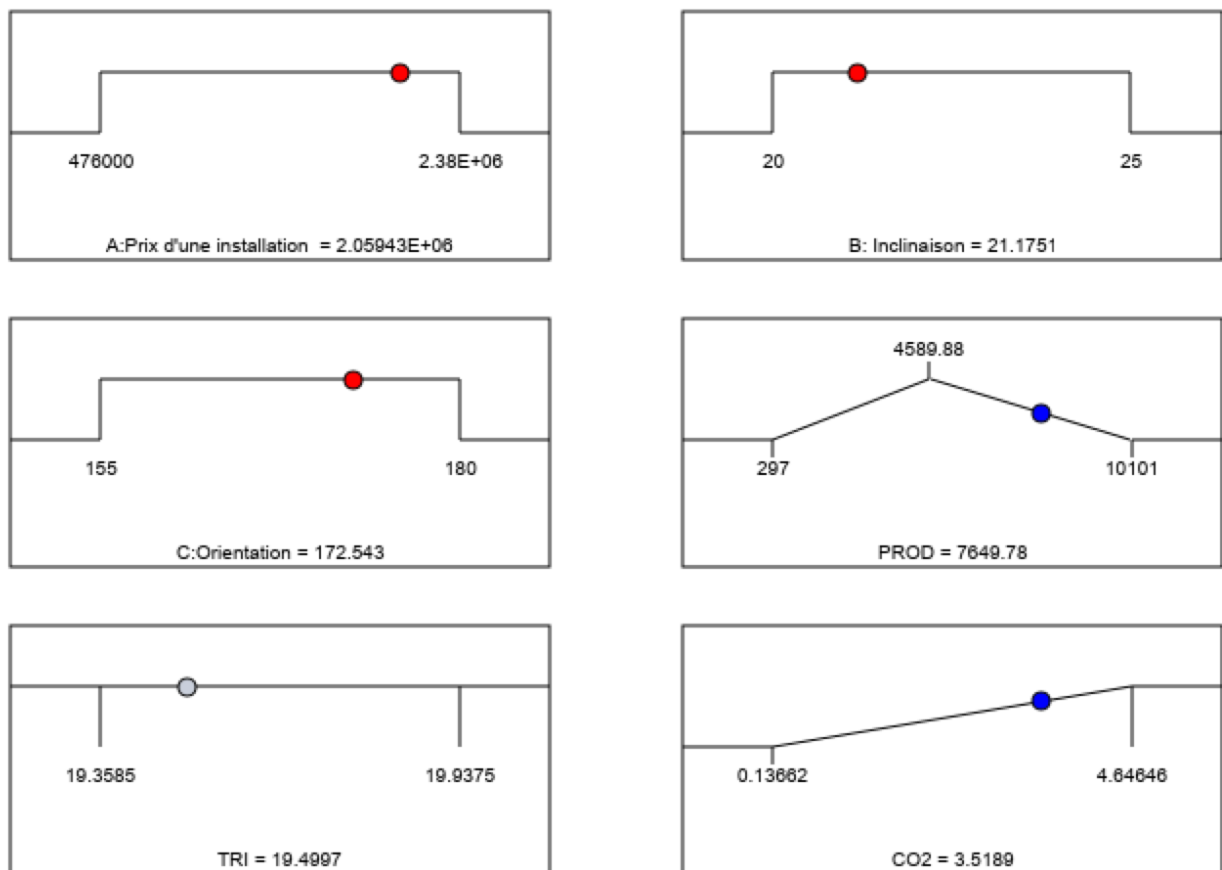


Figure 3.13: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (5kWc)

Analyse de la solution optimale:

La solution optimale réduit la puissance installée de 5 à 4 kWc, limite les pertes à 50% et améliore l'exploitation du système tout en évitant

le surinvestissement. Malgré un manque de couverture entre 8h–9h et 16h–17h dû à la forme en cloche de la production photovoltaïque, le taux d’autoconsommation atteint 90%, avec seulement une heure de recours au réseau.

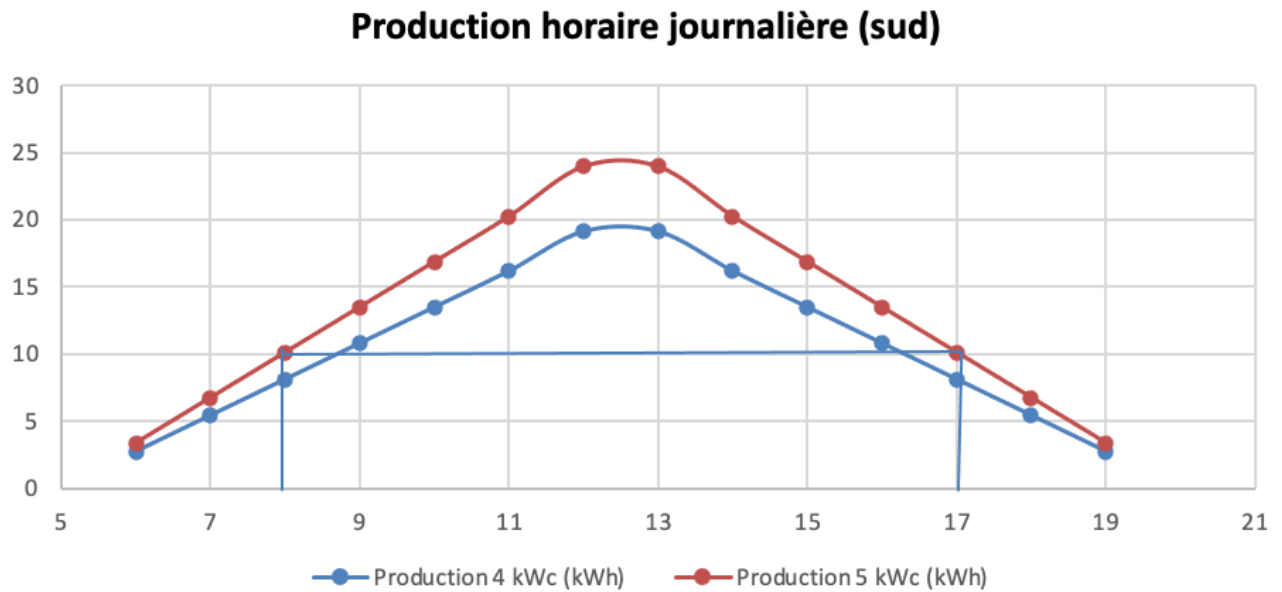


Figure 3.14: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (5kWc)

$$E_{\text{annuelle}} = 10 \text{ kWh/h} \times 1 \text{ h/jour} \times 365 \text{ jours} = 3650 \text{ kWh/an}$$

Coût annuel du recours au réseau :

Le coût annuel correspondant est donné par :

$$C_{\text{out}} = 3650 \text{ kWh} \times 6,3 \text{ DZA/kWh} = 22995 \text{ DZD/an}$$

Coût d'investissement initial :

$$2059430 + 22995 = 2082425 \text{ DZD}$$

L'installation de 4 kWc couplée au réseau permet de réduire significativement l'investissement initial par rapport à une installation autonome de 5 kWc, avec une économie immédiate estimée à :

$$2380000 \text{ DZD} - 848149 \text{ DZD} = 297575 \text{ DZD}$$

Bien que l'installation de 4kWc couplée au réseau permette une économie

initiale, le coût cumulé du recours au réseau (estimé à 18396 DZD/an) conduit à une convergence économique avec une installation autonome de 5 kWc au bout d'environ 12 années. Cette configuration reste néanmoins avantageuse à court et moyen terme, surtout dans un contexte budgétaire limité, tout en permettant d'éviter 3,5 tonne de CO₂ par an.

3.10 Cas de la région du SUD : Puissance initiale de 2 kWc

Pour la puissance de 1,8 kWc, la même démarche d'optimisation multicritère a été appliquée, Les facteurs ont été contraints à rester dans les plages admissibles définies précédemment pour la région du sud et cette puissance intermédiaire. Résultat de l'optimisation: La solution optimale proposée par le logiciel correspond à une puissance réduite à 1,8 kWc, accompagnée des conditions géométriques suivantes :

- Prix de l'installation : 825154 DZD
- Inclinaison : 21.88°
- Orientation : 180 °

Les réponses prédites par le modèle dans ces conditions sont :

- Production utilisée : 3037.93 kWh
- TRI : 19.40 années
- CO₂ évité : 1.39 tonnes équivalent CO₂

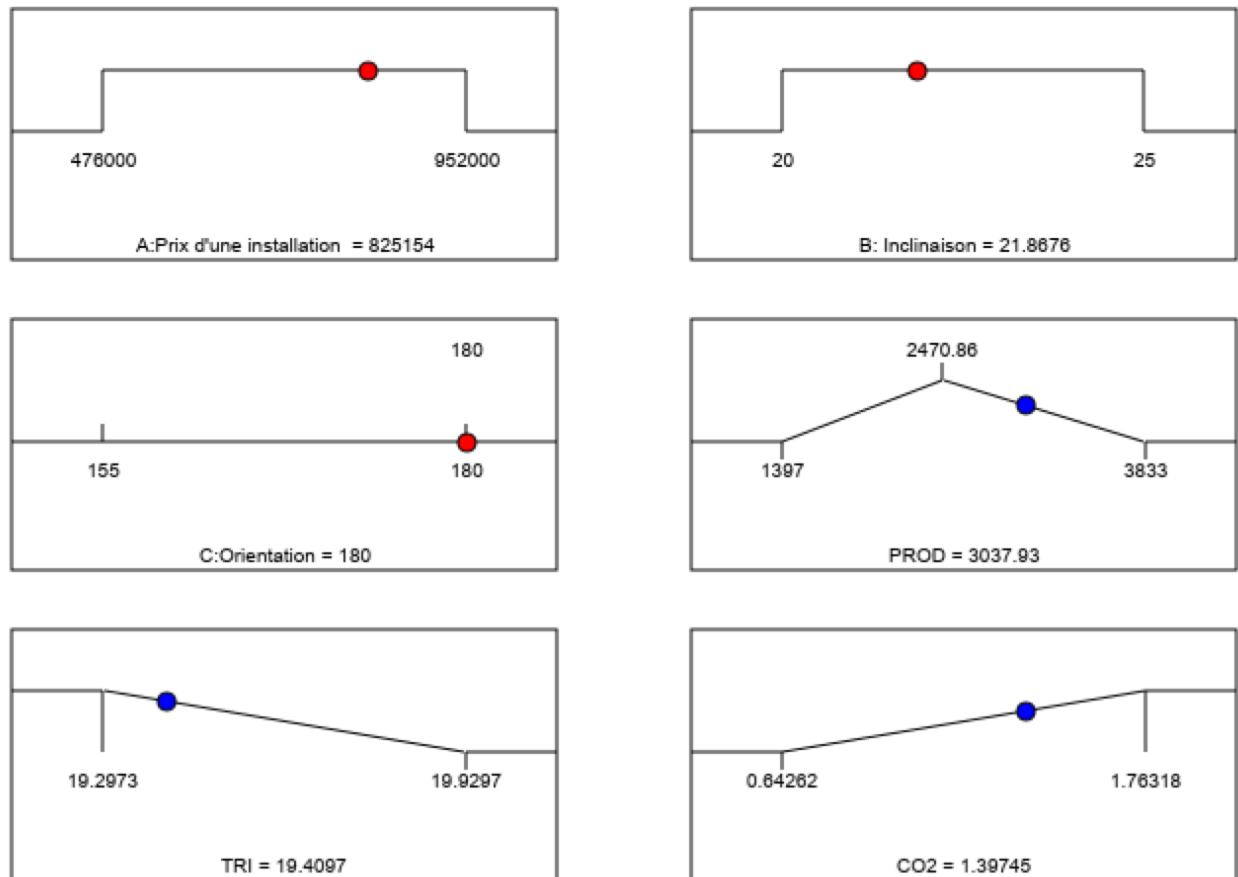


Figure 3.15: Résultats de l'optimisation numérique pour la région du sud (2kWc)

Bien que l'optimisation recommande une puissance de 1,8 kWc, les contraintes de standardisation imposent le recours à une configuration de 2 kWc, qui reste performante. Elle permet d'éviter 1,26 tonne de CO₂ par an avec un investissement réduit, ce qui la rend adaptée aux petites installations.

3.11 Interprétation croisée des puissances optimisées par région :

Tableau 3.1: Interprétation croisée des puissances optimisées impact environnemental(Nord)

Puissance	Puissance Optimisée	Pertes estimées (%)	CO ₂ évité (Tonne)	TRI(année)
Petite (2 kWc)	1.8 kWc	60 %	1.21	17.6
Intermédiaire (5 kWc)	3.5 kWc	42 %	1.6	17.05
Grande (10 kWc)	6 kWc	20 %	3.2	17,21

Conclusion pour le Nord :

La configuration intermédiaire (3,5 kWc) est la plus intéressante, car elle réduit significativement les pertes tout en offrant un bon niveau d'émissions évitées, avec un TRI amélioré.

Tableau 3.2: Interprétation croisée des puissances optimisées et de leur impact environnemental (Hauts Plateaux)

Puissance initiale	Puissance optimisée	Pertes estimées (%)	CO ₂ évité (t)	TRI (Année)
Petite (2 kWc)	1.8 kWc	60 %	1.26	16.70
Intermédiaire (5 kWc)	4 kWc	50 %	3.5	16.44
Grande (10 kWc)	8 kWc	40 %	6.55	16.89

Conclusion pour les Hauts Plateaux :

La configuration de grande puissance (7,67 kWc) constitue le meilleur compromis : elle présente des pertes modérées, permet d'éviter une quantité significative de CO₂, et affiche une rentabilité acceptable malgré un investissement initial plus important.

Tableau 3.3: Interprétation croisée des puissances optimisées et de leur impact environnemental (Sud)

Puissance initiale	Puissance optimisée	Pertes estimées (%)	CO ₂ évité (t)	TRI (Année)
Petite (2 kWc)	2.0 kWc	60 %	1.39	19.40
Intermédiaire (5 kWc)	4 kWc	50 %	3.51	19.49
Grande (10 kWc)	7 kWc	43 %	6.44	19.29

CO₂ évité:

À chaque niveau de puissance, les Hauts Plateaux évitent le plus de CO₂ : ils doublent pratiquement le Nord à 10 kWc.

Le Sud se place en seconde position, devant le Nord, ce qui souligne son intérêt environnemental malgré des coûts d'installation plus élevés.

Temps de retour sur investissement (TRI):

Les Hauts Plateaux affichent systématiquement le TRI le plus court, signe d'un meilleur compromis économique.

Le Nord est médian, tandis que le Sud présente les TRI les plus longs, dû à un coût unitaire kWc plus élevé.

Pertes estimées:

Le Nord conserve les pertes les plus faibles (20 % à 10kWc), mais cette performance technique ne suffit pas à compenser sa plus faible production et son faible CO₂ évité.

Les Hauts Plateaux et le Sud restent proches (40–60 %), montrant une marge d'optimisation technique (stockage, pilotage de la demande...).

Recours partiel au réseau : Enfin, pour de nombreux cas communaux, le choix d'une installation légèrement surdimensionnée avec recours ponctuel au réseau peut s'avérer particulièrement pertinent :

Budget initial réduit : moins de kWc installés en propre signifie un coût d'investissement plus faible.

Flexibilité : l'école bénéficie d'une couverture solaire optimale aux heures de pointe et se complète par l'électricité du réseau en dehors des périodes de production photovoltaïque.

Adaptation locale : ce modèle hybride s'ajuste aux capacités financières des communes tout en garantissant une réduction sensible des factures et des émissions de CO₂.

3.12 Conclusion :

Le troisième chapitre a permis de mettre en évidence les configurations optimales de chaque taille d'installation (2, 5 et 10 kWc) selon les trois régions étudiées (Nord, Hauts Plateaux, Sud).

L'analyse quotidienne des profils de production a révélé des périodes de déficit de couverture, compensées par un taux d'autoconsommation élevé, soulignant la robustesse de certaines configurations face aux contraintes horaires.

Ces résultats illustrent la nécessité de considérer simultanément les dimensions technique, économique et environnementale pour déterminer la configuration la plus adaptée à chaque contexte régional.

Conclusion et perspectives

Conclusion générale

La montée des enjeux climatiques et la pression croissante sur les ressources énergétiques conventionnelles imposent une redéfinition des stratégies énergétiques à l'échelle locale. Dans cette optique, les communes algériennes apparaissent comme des acteurs clés capables d'impulser des dynamiques concrètes de transition énergétique. Le présent mémoire a été consacré à l'étude de solutions photovoltaïques adaptées à ces collectivités, en croisant des dimensions techniques, économiques et environnementales à travers une approche d'optimisation multicritère.

L'analyse a été structurée autour de trois zones géographiques représentatives du territoire national (Nord, Hauts Plateaux, Sud), afin de tenir compte des disparités en matière d'irradiation solaire, de coût d'installation et de profil de consommation. L'utilisation du logiciel Design-Expert a permis de simuler des configurations optimales en visant la réduction des pertes, l'amélioration de l'autoconsommation et la limitation des émissions de CO₂.

Les résultats obtenus montrent que le choix d'une installation photovoltaïque pertinente dépend étroitement des spécificités régionales. Il n'existe pas de solution universelle : chaque configuration doit être adaptée au contexte énergétique, aux objectifs locaux, ainsi qu'aux contraintes budgétaires et techniques. Parmi les scénarios explorés, les Hauts Plateaux offrent un équilibre intéressant entre efficacité environnementale, faisabilité économique et potentiel d'optimisation future.

Au-delà des résultats chiffrés, ce mémoire propose une méthode reproductible et accessible aux décideurs locaux, qui peut appuyer la mise en œuvre de politiques énergétiques locales cohérentes. Il constitue également un socle pour des perspectives d'amélioration futures, telles que l'intégration du stockage, l'élargissement à d'autres profils de consommation, ou l'évaluation

de scénarios dynamiques plus réalistes.

En conclusion, cette étude vise à contribuer à l'émergence de stratégies énergétiques territorialisées, efficaces et durables. Elle rappelle que la transition énergétique ne peut réussir que si elle repose sur des solutions adaptées aux besoins concrets des communes, articulant ambition environnementale et réalité de terrain.

Bibliographie

- [1] Hamza Ourtemache. Projet « Communes Vertes » Gestion énergétique durable des communes, mise à jour Mars 2021. https://www.giz.de/de/downloads/Factsheet_FR_03.2021_final.pdf
- [2] GIZ. Identity. <https://www.giz.de/en/aboutgiz/identity.html>. Consulté le 10 mars 2025.
- [3] GIZ. Gestion Durable de l'énergie Dans Les Communes Algériennes. <https://www.giz.de/en/worldwide/120203.html>. Consulté le 10 mars 2025.
- [4] Klimaat | Climat. « Réchauffement planétaire ». <https://climat.be/changements-climatiques/changements-observees/rechauffement-planetaire>. Consulté le 10 mars 2025.
- [5] Commission européenne. « Les causes du changement climatique ». https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_fr. Consulté le 3 mars 2025.
- [6] CCNUCC. L'Accord de Paris. <https://unfccc.int/fr/a-propos-des-ndcs/l-accord-de-paris>. Consulté le 3 mars 2025.
- [7] World Bank. « Environnement ». <https://www.banquemondiales.org/fr/topic/environment/overview>. Consulté le 3 mars 2025.
- [8] Nations Unies. « Énergies renouvelables – pour un avenir plus sûr ». <https://www.un.org/fr/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>. Consulté le 3 mars 2025.

- [9] Benaouag, C. E. A. et Rahmani, M. « Les barrières au développement des énergies renouvelables en Algérie ». *Revue Stratégie et Développement*, vol. 9, no 3, 2019, pp. 261-273.
- [10] Atmania, H., et Salem, A. « L'investissement dans les énergies renouvelables en Algérie, un pas vers la transition énergétique (cas de l'énergie solaire) ». *Revue algérienne d'économie et gestion*, vol. 12, no 1, 2019, pp. 151-167.
- [11] Thivillier, M., et Lossada, M. *La sécurité énergétique*. 2015, pp. 1,3. Consulté le 3 mars 2025.
- [12] HAMAZ, T., et AIT TALEB, A. « La transition énergétique en Algérie : stratégie et enjeux ». Juin 2020.
- [13] Ministry of Energy. <https://energy.gov.dz>. Consulté le 3 mars 2025.
- [14] Ersoy, S. R., et Terrapon-Pfaff, J. Développement d'un modèle de phases pour une transformation durable.
- [15] Agence Ecofin. « Algérie : 10 000 emplois directs seront créés grâce au projet solaire de 2000 MW de Sonelgaz ». <https://www.agenceecofin.com/solaire/0805-108083-algerie-10-000-emplois-directs-seront-crees-grace-au-projet-solaire-de-2000-mw-de-sonelgaz-selon-un-responsable>. Consulté le 10 mars 2025.
- [16] APS. « Transition énergétique : rôle des associations pour sensibiliser les citoyens ». https://www.aps.dz/economie/121621-transition-energetique-le-ministere-mise-sur-les-associations-pour-sensibiliser-les-citoyens?utm_source=chatgpt.com. Consulté le 10 mars 2025.
- [17] Hamed-Abdelouahab, M. « Négocier l'acceptabilité sociale, un enjeu de citoyenneté ». Avril 2018. <https://scienceetbiencommun.pressbooks.pub/acceptabilitesociale/chapter/negocier-lacceptabilite-sociale-un-enjeu-de-citoyennete-exploitation-du-gaz-de-schiste-a-in-salah-a>

lgerie-2/.

[18] Ingrid H. et Zabel, H. « Evidence for and Causes of Recent Climate Change ». <https://earthathome.org/de/recent-climate-change/>. Consulté le 3 mars 2025.

[19] Reporterre. « On n'a jamais autant brûlé d'énergies fossiles qu'en 2024 ». 13 novembre 2024. <https://reporterre.net/En-2024-on-n-a-jamais-autant-consomme-de-petrole-charbon-et-gaz>

[20] Notre-environnement. « Les émissions de gaz à effet de serre et l'empreinte carbone ». <https://www.notre-environnement.gouv.fr/>. Consulté le 3 mars 2025.

[21] Cavailhès, J., et Hilal, M. *Les émissions directes de CO2 des ménages selon leur localisation*. 2012.

[22] Agence Parisienne du Climat. « Les gaz à effet de serre ». <https://www.apc-paris.com/changement-climatique/dereglement-climatique-dans-le-monde/decryptage-du-changement-climatique/les-gaz-a-effet-de-serre/>. Consulté le 10 mars 2025.

[23] Pachauri, R. K., et al., éd. *Climate Change 2014: Synthesis Report*. GIEC, 2015.

[24] *Énergie solaire : exploitation photovoltaïque et thermique*. 20 avril 2011. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire>.

[25] *Solaire photovoltaïque : fonctionnement, panneau et centrale*. 26 avril 2011. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaïque>.

[26] Hisenpower. « Différence entre les onduleurs solaires sur réseau, hors réseau et hybrides ». <https://hisenpower.com/blog/>.

[27] Team, *Éclairage pour Tous : Tendances et Guides pour l'Éclairage Intérieur et Extérieur*. « Éclairage Public Solaire Photovoltaïque: guide

pratique ». Disponible sur : <https://www.eclairagepublic.org/2024/02/eclairage-public-solaire-photovoltaïque.html>. Consulté le 10 mars 2025.

[28] KEBOUR, Omar. *Contribution à l'analyse d'un système photovoltaïque autonome en milieu saharien*. p. 32.