



Populaire Université Akli Mohand Oulhadj

Bouira

Faculté des sciences et

Sciences appliquées

Département de génie mécanique



Projet de fin d'étude

Présentée pour obtenir le diplôme de Master en génie
mécanique (Energétique)

Thème :

Analyse Post-Installation d'un Système Photovoltaïque
avec Batterie dans un CEM à M'sila : Performances,
Économies et Perspectives d'Amélioration

Réalise par :

- GHEDIR Sid Ahmed
- CHAOUCH Massinissa

Soutenu le : 27/06/2026

Devant le jury composé de :

Dr. BAGHDADI	MCB	UAMOB	Encadrant
Dr. MESSAI	MAA	UAMOB	Président
Dr. AHMANACHE	MCB	UAMOB	Examineur

Année universitaire : 2025/2026



**Autorisation de déposer un mémoire de Master
pour soutenance**

Je soussigné, l'enseignant (e) : Baghdadia Fazia.....

L'encadrant du mémoire de fin d'études des étudiants :

- 1- GHEDIR Sig Ahmed.....
- 2- CHAOUCH Massinissa.....

Ayant le mémoire de fin d'études de Master intitulé : Analyse Post-Installation d'un
Système Photovoltaïque avec Batterie dans un CEM à M'sila : Performances, Économies et
Perspectives d'Amélioration...

Analyse post-Installation d'un système photovoltaïque avec
Batterie dans un CEM à M'sila : performances, Economies et
Promotion : 2025/ 2026 perspectives d'amélioration

Et après avoir consulté le mémoire dans sa forme finale j'autorise les étudiants à
déposer pour la soutenance.

Signature du L'encadrant
Bouira le : 17/06/2026

Baghdadi fazia

Bag
Fazia

Chef de département
Bouira le : 17/06/2026





التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لإنجاز بحث.

انا الممضي اسفله،

السيد(ة): السيد(ة)
الصفة: طالب جامعي

الحامل(ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 4.06.70.89.77
والصادرة بتاريخ: 27/08/2023

المسجل(ة) بكلية العلوم التطبيقية قسم: الهندسة الميكانيكية

والمكلف(ة) بإنجاز مذكرة ماستر فرع: الهندسة الميكانيكية، تخصص: طاقة / إنشاء ميكانيكي.

عنوانها: Analyse post installation d'un système photovoltaïque avec.....

Batterie dans un GFM à M'sila: performances, économies et perspectives.
d'Amélioration.

تحت إشراف الأستاذ(ة): ب. كادري فاني

أصرح بشرفي اني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الاخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة
في انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 20/06/2023

توقيع المعني(ة).....

رأي هيئة مراقبة السرقة العلمية:

% 6.1

النسبة:

الامضاء:





التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لإنجاز بحث.

انا الممضي اسفله،

السيد(ة): عبد يسير السيد أحمد الصفة: طالب جامعي

الحامل(ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 11747581 والصادرة بتاريخ: 21/05/2024

المسجل(ة) بكلية العلوم التطبيقية قسم: الهندسة الميكانيكية

والمكلف(ة) بإنجاز مذكرة ماستر فرع: الهندسة الميكانيكية، تخصص: طاقة / إنشاء ميكانيكي.

عنوانها: Analyse post installation d'un système photovoltaïque avec Batterie
dans un C.E.M.A.M'sila: performances, Economies et perspectives d'Amélioration

تحت إشراف الأستاذ(ة): بغداد فائزة

أصرح بشرفي اني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الاخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة
في انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 15/06/2026

توقيع المعني(ة) ف. هـ

رأي هيئة مراقبة السرقة العلمية:

% 6.1

النسبة:

الامضاء:





REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce projet.

Je remercie en premier lieu mon encadrant pour son accompagnement, ses conseils avisés, sa disponibilité et sa confiance tout au long de ce travail.

Je tiens également à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils me font en évaluant ce travail.

Mes remerciements vont aussi à toute l'équipe qui m'a accueilli et soutenu, ainsi qu'à toutes les personnes qui ont participé à la réussite de ce projet.

Enfin, je remercie ma famille et mes amis pour leur soutien indéfectible, leurs encouragements et leur patience durant toute cette période.



DÉDICACE

À ceux qui ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui...

*À mes très chers parents, aucun mot ne saurait exprimer
l'immensité de votre amour, ni la profondeur de ma gratitude.*

*Vous avez été ma force dans les moments de faiblesse,
ma lumière dans l'obscurité, et mon refuge face aux épreuves.
Ce travail est le fruit de vos sacrifices, de votre patience
et de votre foi en moi.*

*À ma famille, mes frères et sœurs, qui n'a jamais cessé
de croire en moi, même lorsque je doutais. Votre soutien
silencieux a été ma plus grande richesse.*

*À mes amis(es), qui ont partagé avec moi les joies
comme les difficultés, et ont rendu ce parcours plus
humain et inoubliable.*

À mon binôme Massinissa avec qui j'ai partagé ce travail.

*À Monsieur NACEF Rachid et à Madame F. BAGHDADI,
pour leur accompagnement, leurs conseils précieux et leur soutien
tout au long de ce projet.*

*À tous ceux qui m'ont tendu la main, conseillé ou encouragé,
je dédie ce travail avec une profonde reconnaissance.*



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail :

*À mon père et à ma mère, pour leur amour incommensurable,
leur soutien indéfectible et leurs encouragements constants
qui m'ont porté tout au long de ce voyage académique.*

*À mes frères et à mes sœurs, pour leur affection,
leur soutien moral et leurs précieux encouragements
qui m'ont toujours inspiré.*

*À mes amis proches, pour leur amitié sincère,
leur compréhension et leur présence réconfortante
dans les moments de doute.*

À mon binôme Sid Ahmed avec qui j'ai partagé ce travail.

*Je tiens également à exprimer ma sincère gratitude à Monsieur NACEF Rachid
ainsi qu'à Madame BAGHDADI pour leur accompagnement,
leur disponibilité et leurs précieux conseils
tout au long de ce projet.*

*À tous ceux qui m'ont accompagné de près ou de loin,
merci de croire en moi et de m'avoir soutenu.*



Massinissa

Résumé

Le présent mémoire propose une analyse post-installation d'un système photovoltaïque couplé à un stockage par batteries, implanté dans un CEM de la wilaya de M'sila, en Algérie. À partir de données réelles collectées sur trois mois consécutifs (février, mars et avril), l'étude évalue les performances énergétiques de l'installation à travers des indicateurs clés tels que le PR, le taux d'autoconsommation et le niveau d'autonomie énergétique. Une extrapolation annuelle, fondée sur les données d'irradiation solaire locale, est ensuite réalisée. Les résultats mettent en évidence les atouts de la configuration adoptée tout en identifiant des marges d'amélioration significatives sur les plans technique et économique. Des recommandations concrètes sont formulées, notamment en matière d'optimisation du stockage et de mise en place d'un système de supervision intelligent.

Abstract

This dissertation presents a post-installation analysis of a photovoltaic system coupled with battery storage, deployed in a middle school in the M'sila province, Algeria. Based on real data collected over three consecutive months (February, March and April), the study evaluates the system's energy performance through key indicators such as the Performance Ratio (PR), self-consumption rate, and energy autonomy. An annual extrapolation based on local solar irradiation data is then carried out. The findings highlight the advantages of the adopted configuration while identifying significant room for technical and economic improvement. Concrete recommendations are provided, particularly regarding storage optimisation and the implementation of an intelligent monitoring system.

المخلص

تُقدّم هذه المذكرة تحليلاً لما بعد تركيب نظام كهروضوئي مقترن بتخزين الطاقة بواسطة البطاريات، تم تنفيذه في متوسطة بولاية المسيلة، الجزائر. انطلاقاً من بيانات حقيقية جُمعت خلال ثلاثة أشهر متتالية (فيفري، مارس وأفريل)، تُقيّم الدراسة الأداء الطاقوي للمنظومة من خلال مجموعة من المؤشرات الأساسية، مثل معامل الأداء (PR)، ومعدل الاستهلاك الذاتي للطاقة، ومستوى الاستقلالية الطاقوية.

كما تم إجراء استقراء سنوي بالاعتماد على بيانات الإشعاع الشمسي- المحلية. وتُبرز النتائج المزايا التي توفرها البنية المعتمدة للنظام، مع تحديد مجالات مهمة للتحسين على المستويين التقني والاقتصادي. وفي هذا الإطار، تم تقديم مجموعة من التوصيات العملية، لا سيما فيما يتعلق بتحسين نظام التخزين واعتماد نظام ذكي لمراقبة وإدارة المنظومة.

Liste des figures

figure 1.1: Panneau photovoltaïque.....	21
figure 1.2: Structure standard d'un module photovoltaïque.....	24
figure 1.3: Courbes I-V et P-V caractéristiques d'un module PV.....	25
figure 1.4: Une station de mini-réseaux solaire hybrides.....	26
figure 1.5: La méga centrale solaire (de 200 méga watts).....	26
figure 1.6: Installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	27
figure 2.1: Photo du site d'étude dans la wilaya de M'sila	34
figure 2.2: Localisation schématique du site d'étude dans la wilaya de M'sila.....	34
figure 2.3: Photo de panneaux photovoltaïques endommagés par un vent de sable	37
figure 2.4: Irradiation mensuelle sur plan incliné à 32° – M'sila.....	37
figure 2.5: Caractéristiques électriques du module PV	39
figure 2.6: Installation du module PV dans le site d'étude	40
figure 2.7: Parc des batteries	41
figure 2.8: Les deux onduleurs hybrides PV1800	42
figure 2.9: Schéma simplifié de raccordement du système PV avec stockage.....	42
figure 3.1: Angle d'orientation des modules PV	46
figure 3.2: Trajectoire du soleil à M'Sila CEM, (Lat. 35.7377° N, long. 4.5057° E, alt. 499 m)	47
figure 3.3: Facteurs normalisés de production et de pertes : Puissance nominale 8.00 kWc..	47
figure 3.4: Courbe d'influence de l'ensoleillement (I/V).....	48
figure 3.5: Courbe d'influence de la température (I/V).....	48
figure 3.6: Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF).....	49
figure 3.7: Production journalière du système PV sur la période d'analyse	50
figure 3.8: Profil journalier type de l'état de charge des batteries (mars)	52
figure 3.9: Répartition mensuelle des sources d'énergie consommées	54
figure 4.1: Architecture du système de monitoring proposé	64
figure 4.2: Comparaison des autonomies énergétiques selon les scénarios d'amélioration....	65
figure 4.3: Graphe des pertes (scénario 4).....	66
figure 4.4: Les résultats principaux	67
figure 4.5: Graphe des pertes (scénario actuel)	68
figure 4.6: Comparaison du bilan énergétique des scénario	69

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Principales technologies de cellules photovoltaïques	23
Tableau 2.1 : Caractéristiques géographiques et climatiques de M'sila.....	34
Tableau 2.2 : Inventaire des charges électriques de l'école primaire	35
Tableau 2.3 : Irradiation solaire mensuelle à M'sila.....	37
Tableau 3.1: Production photovoltaïque mensuelle mesurée	51
Tableau 3.2: Coût d'investissement de l'installation photovoltaïque	55
Tableau 3.3: Production annuelle extrapolée par mois	57
Tableau 4.1: Comparaison des scénarios d'amélioration	63

Plan du mémoire

Introduction Générale.....	17
Contexte énergétique et intérêt du photovoltaïque dans les écoles	17
Problématique de l'étude post-installation	17
Objectifs principal et spécifiques	18
Méthodologie : collecte de données (Février – Mars – Avril), analyse directe et extrapolation annuelle	18
Structure du mémoire	19
 Chapitre I : Principes et technologies des systèmes photovoltaïques	20
I.1 Introduction	21
I.2 Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque (PV).....	22
I.2.1 Technologie des cellules photovoltaïques	22
I.2.2 Le module photovoltaïque	24
I.2.3 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque	24
I.2.4 Rendement et pertes dans un module PV	25
I.3 Applications des systèmes photovoltaïques	25
I.3.1 Installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	25
I.3.1.1 Classification des centrales photovoltaïques connectées au réseau.....	25
I.3.1.2 Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.....	26
I.3.1.3 Avantages et limites des systèmes raccordés au réseau	27
I.3.2 Installations autonomes	28
I.3.2.1 Composants principaux d'un système autonome	28
I.3.2.2 Exemples d'application dans les écoles.....	28
I.4 Options de consommation de l'énergie photovoltaïque.....	28
I.4.1 Exportation vers le réseau	28
I.4.2 Autoconsommation	28
I.4.2.1 Autoconsommation avec stockage par batteries.....	28
I.4.2.2 Gestion intelligente de la consommation et optimisation.....	29
I.5 Indicateurs de performance et suivi	29
I.5.1 Productible spécifique	29
I.5.2 Rendement global.....	29
I.5.3 Taux d'autoconsommation	29
I.5.4 Autonomie énergétique et Performance Rati(PR).....	30
I.6 Avantages et limites des systèmes photovoltaïques avec stockage	30
I.7 Conclusion.....	31
 Chapitre II : Présentation du site et description de l'installation.....	32
II.1 Introduction.....	33
II.2 Présentation de l'école primaire de M'sila	33
II.2.1 Localisation géographique	33
II.2.2 Profil énergétique et consommation électrique.....	35
II.2.3 Besoins spécifiques et contraintes du site	35
II.3 Conditions climatiques et potentiel solaire du site	36
II.3.1 Irradiation solaire et ensoleillement	36

II.3.2	Température et impact sur la production PV	37
II.3.3	Influence saisonnière et variations journalières	38
II.4	Description technique de l'installation photovoltaïque	39
II.4.1	Champ PV : nombre, puissance et orientation des panneaux	39
II.4.2	Batteries : type, capacité, configuration et cycles	40
II.4.3	Onduleur et protections électriques.....	41
II.4.4	Schéma électrique de raccordement.....	42
II.5	Mode de fonctionnement du système	43
II.5.1	Stratégie de charge et décharge.....	43
II.5.2	Gestion de l'énergie et autonomie	43
II.5.3	Système de monitoring et suivi des performances.....	43
II.6	Conclusion	43
Chapitre III	Analyse des performances et des économies réalisées	44
III.1	Introduction	45
III.2	Méthodologie de collecte et traitement des données.....	45
III.2.1	Période d'analyse : Février – Mars – Avril	45
III.2.2	Sources de données : production PV, consommation, SOC.....	46
III.2.3	Nettoyage et organisation des données.....	50
III.3	Analyse de la production photovoltaïque	50
III.3.1	Production journalière et mensuelle	50
III.3.2	Comparaison production réelle vs estimée	51
III.3.3	Productible spécifique et Performance Rati(PR).....	51
III.4	Analyse du fonctionnement des batteries	52
III.4.1	État de charge (SOC).....	52
III.4.2	Profondeur de décharge et cycles	52
III.4.3	Pertes et efficacité du stockage.....	52
III.5	Indicateurs de performance énergétique.....	53
III.5.1	Rendement global du système	53
III.5.2	Taux d'autoconsommation	53
III.5.3	Autonomie énergétique.....	53
III.6	Analyse économique	54
III.6.1	Économies sur la facture électrique	54
III.6.2	Retour sur investissement estimé.....	55
III.7	Analyse environnementale	56
III.7.1	Réduction des émissions de CO ₂	56
III.7.2	Contribution au développement durable.....	56
III.8	Extrapolation annuelle.....	56
III.8.1	Méthode basée sur l'irradiation solaire.....	56
III.8.2	Limites et hypothèses	58
III.9	Conclusion.....	58

Chapitre IV : Diagnostic du système et perspectives d'amélioration.....	59
IV.1 Introduction	60
IV.2 Problèmes et limites observés après installation	60
IV.2.1 Sous-dimensionnement ou sur-dimensionnement	60
IV.2.2 Gestion des batteries et pertes	61
IV.2.3 Dysfonctionnements éventuels	61
IV.3 Analyse critique du dimensionnement et de l'exploitation.....	61
IV.4 Recommandations et propositions d'amélioration	62
IV.4.1 Optimisation de l'autoconsommation.....	62
IV.4.2 Amélioration du stockage et de la gestion de l'énergie.....	62
IV.4.3 Mise en place d'un système de monitoring	62
IV.4.4 Extension ou optimisation de la capacité PV	63
IV.5 Simulation et comparaison des scénarios d'amélioration	63
IV.6 Conclusion.....	70
 Conclusion Générale	 71
 Bibliographie.....	 73
 Annexe	 75

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
PV	Photovoltaïque	/
STC	Conditions standard de test	/
I	Courant électrique	A
V	Tension électrique	V
P	Puissance électrique	W
P_{mpp}	Puissance au point de puissance maximale	W
I_{ph}	Photocourant	A
I₀	Courant de saturation inverse	A
q	Charge de l'électron	C
n	Facteur d'idéalité de la diode	/
k	Constante de Boltzmann	J/K
T	Température absolue	K
R_s	Résistance série	Ω
R_{sh}	Résistance shunt	Ω
η	Rendement de conversion du module	%
G	Irradiance incidente	W/m ²
A_{module}	Surface active du module photovoltaïque	m ²
W_c	Watt-crête	W _c
kW_c	Kilowatt-crête	KW _c
Y_f	Productible spécifique / Final Yield	kWh/kW _c
EAC,j	Énergie AC produite sur la journée	KWh
P_c	Puissance crête installée	KW _c

Symbole	Désignation	Unité
η_{sys}	Rendement global du système	%
GT	Irradiance sur le plan incliné	W/m ²
A_{total}	Surface totale des modules	m ²
τ_{AC}	Taux d'autoconsommation	%
τ_{aut}	Autonomie énergétique	%
PR	Performance Ratio	/
HT	Irradiation sur le plan des modules	kWh/m ²
Y_r	Rendement de référence	H
G_{STC}	Irradiance de référence en conditions STC	kW/m ²
H_h	Irradiation globale horizontale	kWh/m ²
γ_P	Coefficient thermique de puissance	1/°C
T_{cell}	Température de la cellule photovoltaïque	°C
T_{amb}	Température ambiante	°C
NOCT	Température nominale de fonctionnement de la cellule	°C
SOC	État de charge des batteries	%
DOD	Profondeur de décharge des batteries	%
EPV	Énergie photovoltaïque produite	KWh
E_{consomm}	Consommation électrique totale	KWh
EPV → consomm	Énergie PV réellement consommée localement	KWh
CkWh	Coût du kilowattheure électrique	DA/kWh
ROI	Retour sur investissement	Ans
CO₂	Dioxyde de carbone	kgCO ₂
SF	Fraction solaire	%

Symbole	Désignation	Unité
MPPT	Suivi du point de puissance maximale	/
PWM	Modulation de largeur d'impulsion	/
Ah	Ampère-heure, capacité électrique	Ah
VDC	Tension en courant continu	V
VAC	Tension en courant alternatif	V
VA	Puissance apparente	VA
DA	Dinar algérien	DA

Introduction Générale

Contexte énergétique et intérêt du photovoltaïque dans les écoles

L'Algérie bénéficie de l'un des gisements solaires les plus importants au monde, avec un ensoleillement moyen dépassant 2500 h par an sur la majeure partie de son territoire. La wilaya de M'sila, située dans les Hautes Plaines orientales, n'échappe pas à cette faveur climatique, enregistrant une irradiation globale horizontale annuelle avoisinant 1800 kWh/m². Dans ce contexte, le recours aux énergies renouvelables, et au photovoltaïque en particulier, constitue une réponse pertinente à la fois aux enjeux énergétiques nationaux et aux contraintes locales d'approvisionnement électrique. [2,3]

Les établissements scolaires représentent une catégorie de bâtiments particulièrement adaptée aux installations photovoltaïques avec stockage. D'une part, leur toiture plane et dégagée offre une surface d'exposition optimale aux rayonnements solaires. D'autre part, le profil de consommation électrique des écoles, concentré sur les heures diurnes, coïncide naturellement avec la courbe de production photovoltaïque. L'adjonction d'un système de stockage par batteries permet de lisser cette correspondance et de garantir une disponibilité énergétique y compris lors de coupures du réseau, problème récurrent dans certaines zones semi-urbaines. [11,12]

À l'échelle mondiale, l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (IRENA) souligne que le secteur éducatif constitue un levier stratégique pour la diffusion des technologies solaires, non seulement en raison de sa consommation propre, mais aussi pour sa fonction de vitrine pédagogique auprès des générations futures. [11][12]

Problématique de l'étude post-installation

L'installation d'un système photovoltaïque ne constitue que la première étape d'un processus d'exploitation énergétique. La phase post-installation, souvent négligée, est pourtant déterminante pour vérifier si les performances réelles correspondent aux estimations

Initiales du bureau d'études, identifier d'éventuels dysfonctionnements ou dégradations prématurées, et proposer des actions correctives et des axes d'amélioration fondés sur des données factuelles.

Dans le cas de l'école objet de la présente étude, les données de production et de consommation n'avaient fait l'objet d'aucune analyse systématique depuis la mise en service de l'installation. Cette lacune constitue le point de départ de notre démarche : il s'agit de transformer des relevés bruts en indicateurs de performance exploitables, permettant aux gestionnaires du site de prendre des décisions éclairées quant à l'exploitation et à l'amélioration du système.

Objectifs principal et spécifiques

L'objectif principal de ce mémoire est d'évaluer, de manière rigoureuse et quantitative, les performances énergétiques et économiques d'un système photovoltaïque avec stockage installé dans une école à M'sila, et d'en déduire des recommandations concrètes d'amélioration.

Cet objectif général se décline en plusieurs objectifs spécifiques :

1. Décrire avec précision l'installation étudiée (composants, dimensionnement, mode de fonctionnement) et le contexte climatique du site.
2. Analyser les données de production photovoltaïque, d'état de charge des batteries et de consommation électrique collectées de février à avril.
3. Calculer et interpréter les indicateurs de performance clés :PR, taux d'autoconsommation, autonomie énergétique.
4. Quantifier les économies réalisées sur la facture électrique et estimer le retour sur investissement.
5. Formuler des recommandations techniques et économiques visant à améliorer les performances du système.

Méthodologie

La démarche adoptée repose sur une approche empirique, fondée sur l'exploitation de données réelles. La période d'observation couvre trois mois consécutifs : février, mars et avril, choisis pour leur représentativité des saisons printanières et hivernales tardives dans la région de M'sila. Les données ont été collectées auprès du système de monitoring de l'installation et complétées par des relevés manuels effectués sur site.

Le traitement des données comprend un nettoyage préliminaire permettant d'éliminer les valeurs aberrantes, suivi d'une agrégation journalière et mensuelle. Une extrapolation annuelle est ensuite réalisée par pondération des résultats mesurés en fonction des données d'irradiation solaire mensuelle disponibles dans les bases de données de la NASA .[3]

Structure du mémoire

Le présent mémoire s'organise en quatre chapitres, encadrés par cette introduction générale et une conclusion générale.

Le **Chapitre I** expose les principes fondamentaux des systèmes photovoltaïques, des technologies de cellules jusqu'aux indicateurs de performance, en passant par les différentes architectures de systèmes.

Le **Chapitre II** présente le site d'étude, ses caractéristiques climatiques et la description technique de l'installation analysée.

Le **Chapitre III** constitue le cœur analytique du mémoire : il traite les données collectées, calcule les indicateurs de performance, quantifie les économies réalisées et procède à l'extrapolation annuelle.

Le **Chapitre IV** propose un diagnostic critique de l'installation et formule des recommandations d'amélioration, appuyées par une simulation comparative de scénarios.

CHAPITRE 1

Principes et technologies des systèmes photovoltaïques

CHAPITRE 1

Principes et technologies des systèmes photovoltaïques

1.1 Introduction

La conversion de l'énergie solaire en électricité par effet photovoltaïque est aujourd'hui une technologie mature, dont le coût a fortement diminué ces dernières années . Comprendre les mécanismes physiques qui sous-tendent cette conversion, ainsi que les différentes architectures de systèmes hybrides disponibles, constitue un préalable indispensable à toute analyse de performances. Ce chapitre propose une synthèse des connaissances fondamentales nécessaires à la compréhension des développements ultérieurs du présent mémoire. [1]



Figure 1.1 : Panneau photovoltaïque.[5]

1.2 Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

1.2.1 Technologie des cellules photovoltaïques

L'effet photovoltaïque, découvert par Edmond Becquerel en 1839, désigne la capacité d'un matériau semi-conducteur à générer une différence de potentiel électrique lorsqu'il est exposé au rayonnement lumineux. Cette propriété résulte de l'interaction des photons avec les électrons du matériau : lorsqu'un photon d'énergie suffisante frappe un atome semi-conducteur, il peut arracher un électron de sa bande de valence et le propulser dans la bande de conduction, créant ainsi une paire électron-trou. [6]

Dans une cellule photovoltaïque, ce phénomène est exploité grâce à une jonction $p-n$: la séparation des porteurs de charge par le champ électrique interne de la jonction

Génère un courant continu lorsque le circuit extérieur est fermé. Les matériaux les plus couramment utilisés sont présentés dans le tableau 1.1. [5,6]

Technologie	Caractéristiques	Rendement	Durée de vie
Silicium monocristallin (mono-Si)	<ul style="list-style-type: none"> • Haute pureté • Excellent rendement • Coût élevé 	18 – 22 %	≥ 25 ans
Silicium poly cristallin (poly-Si)	<ul style="list-style-type: none"> • Fabrication simple • Coût modéré • Rendement moyen 	15 – 18 %	≥ 25 ans
Couche mince (CdTe, CIGS)	<ul style="list-style-type: none"> • Léger • Flexible • Rendement plus faible 	10 – 14 %	20 – 25 ans
Pérovskite	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie récente • Rendement prometteur 	20 – 25 %	< 10 ans

Table 1.1: Principales technologies de cellules photovoltaïques

1.2.2 Le module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est constitué d'un assemblage de cellules élémentaires connectées en série et/ou en parallèle, encapsulées entre une vitre trempée et un fond polymère, avec un cadre en aluminium assurant la rigidité mécanique. Le câblage interne permet d'obtenir les niveaux de tension et de courant souhaités.

La puissance nominale d'un module est exprimée en watt-crête (Wc) et correspond à la puissance produite dans les conditions standard de test (STC) : irradiance de 1000 W/m², température de cellule de 25 °C, spectre AM 1.5. [5,6]

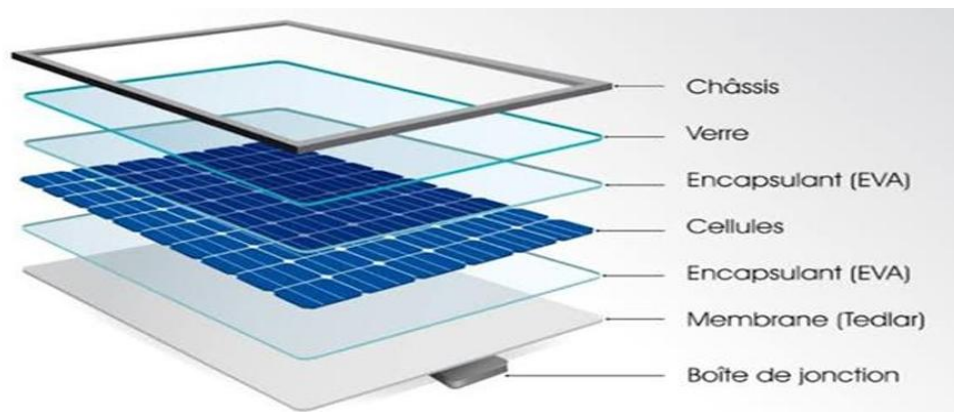


Figure 1.2 : Structure standard d'un module photovoltaïque. [6]

1.2.3 Caractéristique courant-tension d'une cellule

La courbe courant-tension (I - V) d'une cellule photovoltaïque est décrite par l'équation du diode idéale modifiée : [6,8]

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1.1)$$

avec :

- **I_{ph}** : le photocourant (A).
- **I_0** : le courant de saturation inverse (A).
- **q** : la charge de l'électron ($1,602 \times 10^{-19}$ C).
- **n** : le facteur d'idéalité.
- **k** : la constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K).
- **T** : la température absolue (K).
- **R_s** : la résistance série (Ω).
- **R_{sh}** : la résistance shunt (Ω).

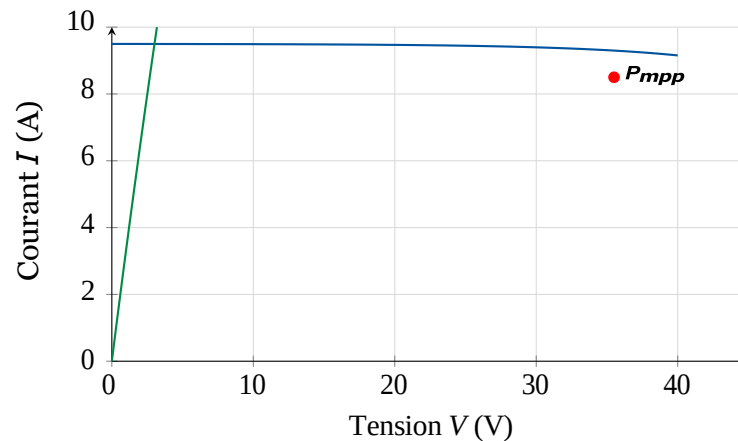


Figure 1.3: Courbes I-V et P-V caractéristiques d'un module PV

1.2.4 Rendement et pertes dans un module PV

Le rendement de conversion η d'un module est défini par

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{G \cdot A_{module}} \quad (1.2)$$

avec :

- P_{mpp} : la puissance au point de puissance maximale (W).
- G : l'irradiance incidente (W/m^2).
- A_{module} : la surface active du module (m^2).

Les pertes affectant le module comprennent les pertes par réflexion à la surface vitrée, les pertes résistives internes, les pertes thermiques liées à la montée en température des cellules, et l'effet des ombrages partiels. Le coefficient thermique de puissance est typiquement de l'ordre de $-0,45 \text{ \% /}^\circ\text{C}$ pour le silicium cristallin, ce qui signifie que pour chaque degré d'élévation de température au-delà de 25°C , la puissance produite diminue de $0,45\%$. [5,8]

1.3 Applications des systèmes photovoltaïques

1.3.1 Installation photovoltaïque raccordée au réseau

1.3.1.1 Classification des centrales raccordées au réseau

Les systèmes connectés au réseau se répartissent en trois grandes catégories selon leur puissance installée : [9]

- **Micro-installations** ($< 3 \text{ kWc}$) : usage résidentiel, installées en toiture.
- **Installations de moyenne puissance** ($3 \text{ kWc} - 250 \text{ kWc}$) : bâtiments tertiaires, établissements scolaires, hôpitaux.



Figure 1.4 : Une station de mini-réseaux solaire hybrides[13]

- **Centrales solaires au sol** ($> 250 \text{ kWc}$) : production à grande échelle, injection totale dans le réseau.



Figure 1.5 : La méga centrale solaire (de 200 méga watts) [9]

1.3.1.2 Composition d'un système raccordé au réseau

Un système connecté au réseau comprend essentiellement : le générateur photovoltaïque, un onduleur de réseau assurant la conversion courant continu / courant alternatif et la synchronisation avec le réseau, un compteur bidirectionnel et les dispositifs de protection électrique. [9]

1.3.1.3 Avantages et limites

L'avantage principal de ces systèmes est leur simplicité et leur coût réduit (absence de stockage). Toutefois, ils ne fournissent aucune autonomie en cas de coupure réseau et sont soumis aux réglementations locales d'injection.

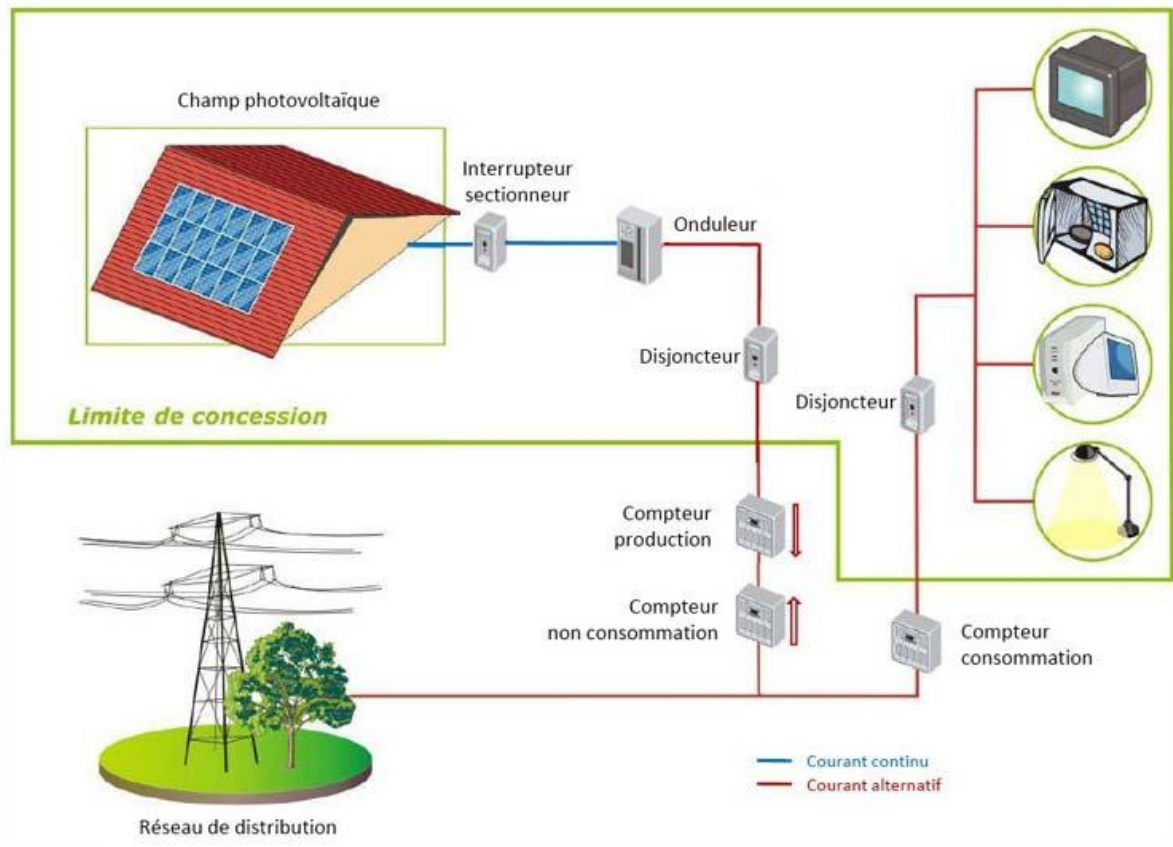


Figure 1.6 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau[6]

1.3.2 Installations autonomes

1.3.2.1 Composants principaux d'un système autonome

Un système autonome comprend, en plus du générateur photovoltaïque, un régulateur de charge (MPPT ou PWM), un parc de batteries, un onduleur autonome et les protections électriques associées. Le dimensionnement de chaque composant est réalisé en fonction du bilan énergétique du site et du nombre de jours d'autonomie souhaité.

1.3.2.2 Exemples d'application dans les écoles

Dans les zones à faible densité de réseau électrique, de nombreuses écoles en Afrique subsaharienne et au Maghreb ont été équipées de systèmes solaires autonomes dans le cadre de programmes d'électrification rurale. Ces installations alimentent l'éclairage, les ventilateurs, les ordinateurs et, dans certains cas, les pompes à eau. Le CEM de M'sila objet de la présente étude s'inscrit dans cette catégorie, avec la particularité d'être semi-raccordée : le système photovoltaïque avec batteries constitue la source principale, le réseau public intervenant en appoint. [12]

1.4 Options de consommation de l'énergie photovoltaïque

1.4.1 Exportation vers le réseau

Dans une configuration d'injection totale, l'intégralité de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque est injectée dans le réseau de distribution comme le cas au niveau des 20 méga station dont la réalisation est entamée par sonal gaz depuis 2 ans, et la consommation du bâtiment est intégralement couverte par le réseau. Cette option, courante en Europe, reste peu développée en Algérie en raison de l'absence d'un cadre réglementaire dédié à la vente d'énergie solaire par les particuliers.

1.4.2 Autoconsommation

1.4.2.1 Autoconsommation avec stockage par batteries

L'autoconsommation avec stockage constitue l'architecture retenue pour l'installation étudiée. Dans cette configuration, l'énergie solaire produite est prioritairement consommée par les charges locales. L'excédent de production est stocké dans les batteries et restitué lorsque la production photovoltaïque est insuffisante. Le réseau public, lorsqu'il est disponible, sert de source de secours ultime.

1.4.2.2 Gestion intelligente de la consommation

L'optimisation de l'autoconsommation passe par la programmation temporelle des charges électriques (démarrage différé des équipements énergivores), la mise en place d'algorithmes de gestion prédictive intégrant les prévisions météorologiques, et le suivi en temps réel de l'état de charge des batteries pour éviter les cycles de décharge trop profonds. [8,9]

1.5 Indicateurs de performance et suivi

1.5.1 Productible spécifique

Le productible spécifique Y_f (ou Final Yield) représente la production journalière ramenée à la puissance crête installée : [8,9]

$$Y_f = \frac{E_{AC,j}}{P_c} \quad (1.3)$$

avec :

- $E_{AC,j}$: L'énergie AC produite sur la journée (kWh).
- P_c : La puissance crête installée (kWc).
- Y_f : s'exprime en heures équivalentes (h) ou en kWh/kWc.

1.5.2 Rendement global

Le rendement global η_{sys} du système est défini par : [8]

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC,j}}{G_T \cdot A_{total}} \quad (1.4)$$

avec :

- G_T : L'irradiance sur le plan incliné (W/m^2).
- A_{total} : La surface totale des modules (m^2).

1.5.3 Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommation τ_{AC} mesure la fraction de l'énergie photovoltaïque produite qui est effectivement consommée localement (directement ou après passage par les batteries) :

$$\tau_{AC} = \frac{E_{PV \rightarrow consomm}}{E_{PV, produit}} \quad (1.5)$$

1.5.4 Autonomie énergétique et Performance Ratio

L'autonomie énergétique τ_{aut} indique la part de la consommation totale couverte par la source photovoltaïque :

$$\tau_{aut} = \frac{E_{PV \rightarrow consomm}}{E_{consomm, totale}} \quad (1.6)$$

Le Performance Ratio (PR), défini par la norme IEC 61724, est l'indicateur de référence pour la surveillance des systèmes photovoltaïques connectés :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{AC,j}}{P_c \cdot H_T} \quad (1.7)$$

avec :

- H_T : L'irradiation journalière sur le plan des modules (kWh/m^2) .
- $Y_r = H_T / G_{STC}$: Le rendement de référence (avec $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$)

Un PR supérieur à 0,75 indique généralement un système bien dimensionné et correctement exploité.

1.6 Avantages et limites des systèmes photovoltaïques avec stockage

Les systèmes photovoltaïques couplés à des batteries présentent plusieurs avantages majeurs : indépendance vis-à-vis des coupures du réseau public, réduction significative de la facture électrique, empreinte carbone réduite et durée de vie du système généralement supérieure à 20 ans pour les modules.

En contrepartie, les batteries constituent le maillon le plus fragile et le plus coûteux de l'installation. La durée de vie des accumulateurs plomb-acide, largement utilisés en Algérie pour des raisons économiques, est typiquement de 5 à 8 ans, contre 10 à 15 ans pour les batteries lithium-fer-phosphate (LiFePO_4). La gestion des cycles de charge et de décharge est déterminante pour préserver la capacité utile des batteries sur le long terme. [10]

1.7 Conclusion

Ce premier chapitre a permis de poser les bases théoriques et technologiques nécessaires à la compréhension des systèmes photovoltaïques avec stockage. Les indicateurs de performance présentés productible spécifique, Performance Ratio, taux d'autoconsommation et autonomie énergétique seront appliqués de manière systématique dans le Chapitre III pour l'évaluation de l'installation étudiée. Le chapitre suivant est consacré à la présentation du site et à la description technique de cette installation.

CHAPITRE 2

Présentation du site et description de l'installation

Présentation du site et description de l'installation

2.1 Introduction

Avant toute analyse de performances, il convient de bien caractériser le cadre dans lequel évolue le système étudié. Ce chapitre présente successivement l'établissement scolaire et ses caractéristiques énergétiques, les conditions climatiques du site et les données d'irradiation solaire disponibles, et enfin la description technique détaillée de l'installation photovoltaïque avec stockage. Ces informations constituent le contexte indispensable à l'interprétation correcte des résultats du Chapitre III.

2.2 Présentation du CEM de M'sila

2.2.1 Localisation géographique

Le CEM "Chahid Yahiaoui Mohamed Tahar " faisant l'objet de cette étude est implanté dans la wilaya de M'sila (Cité KIA), au nord-est de l'Algérie, à une altitude d'environ 450 m au-dessus du niveau de la mer. Les coordonnées géographiques du site sont approximativement : latitude 35,7 °N et longitude 4,6 °E.

Cette localisation place le site dans une zone climatique semi-aride, caractérisée par des étés chauds et secs et des hivers relativement froids, avec des périodes de transition printanière propices à une bonne production photovoltaïque. La figure 2.2 schématise la position du site dans le contexte algérien.



Figure 2.1: photo du site d'étude dans la wilaya de M'sila[13]



Figure 2.2: Localisation schématique du site d'étude dans la wilaya de M'sila

Paramètre	Valeur
Latitude	35,70°N
Longitude	4,6°E
Altitude	440 m
Zone climatique	Semi-aride
Ensoleillement annuel	3 200 heures/an
Irradiation globale annuelle	1 820 kWh/m ² /an
Température moyenne annuelle	17,5°C
Température maximale estivale	42°C
Vitesse moyenne du vent	3,2 m/s

Tableau 2.1 : Caractéristiques géographiques et climatiques de M'sila

2.2.2 Profil énergétique et consommation électrique

Le CEM accueille en moyenne 350 élèves répartis en 12 salles de classe. Les équipements électriques présents sont principalement : l'éclairage à LED (20W), une photocopieuse administratif, 3 imprimante, 3 ordinateur et un climatiseur. [13]

Le profil de consommation quotidien a été établi à partir des relevés de l'installation sur la période d'analyse. La consommation journalière moyenne est estimée à 42.8 kWh en période scolaire, avec une pointe entre 8h00 et 12h00 correspondant aux heures de cours. Le tableau 2.1 présente le bilan de puissance des principaux équipements. [13]

	Nb.	Power	Use	Energy
		W	Hour/day	Wh/day
Lampes LED	302	20/lamp	6.0	36240
imprimante	3	100/app	2.0	600
photocopieuse	1	500/app	3.0	1500
ordinateur	3	100 tot	5.0	1500
climatiseur	1	600 tot	5.0	3000
Consomm. de veille			24.0	24
Total daily energy				42864

Tableau 2.2 : Inventaire des charges électriques de l'école primaire

2.2.3 Besoins spécifiques et contraintes du site

Les principales contraintes identifiées sur le site sont :

- M'sila est sujette aux vents de sable. L'accumulation de poussière sur les panneaux (soiling) peut réduire la production de 10 à 30 %. C'est une contrainte majeure pour la maintenance
- L'absence initiale de système de monitoring automatisé (suiveur solaire), impliquant des relevés manuels hebdomadaires.
- L'impossibilité d'injecter le surplus d'énergie produit dans le réseau électrique national. [13]

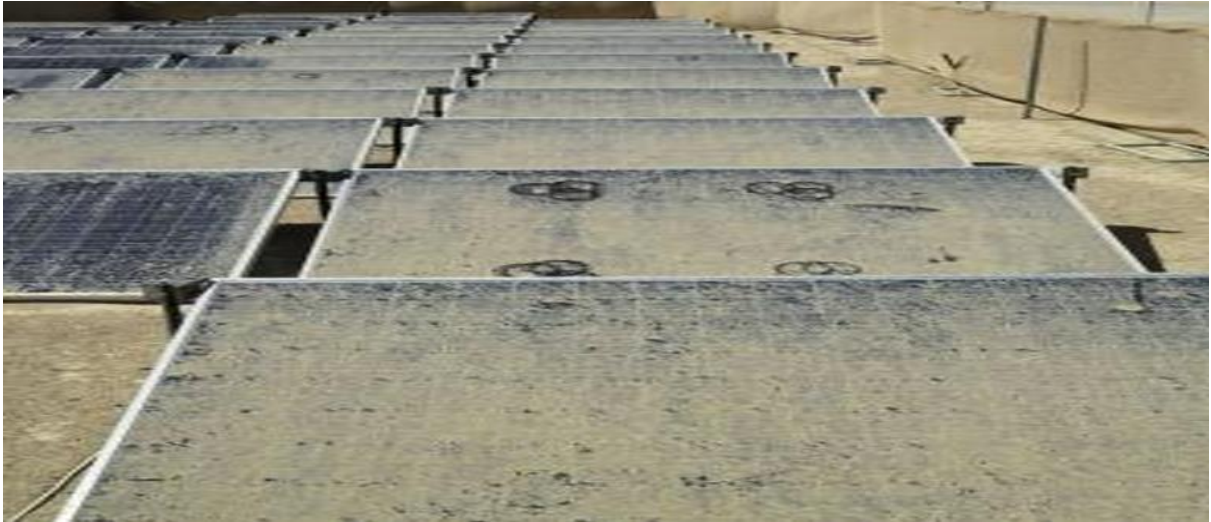


Figure 2.3: Photo de panneaux photovoltaïques endommagés par un vent de sable. [16]

2.3 Conditions climatiques et potentiel solaire du site

2.3.1 Irradiation solaire et ensoleillement

La wilaya de M'sila bénéficie d'un excellent potentiel solaire. Le tableau II.3 présente les valeurs mensuelles d'irradiation globale horizontale (H_h) et d'irradiation sur plan incliné à 32° (H_T) C'est pour prévenir l'angle d'inclinaison hivernal du globe terrestre, extraites de la base de données PV Système . [18]

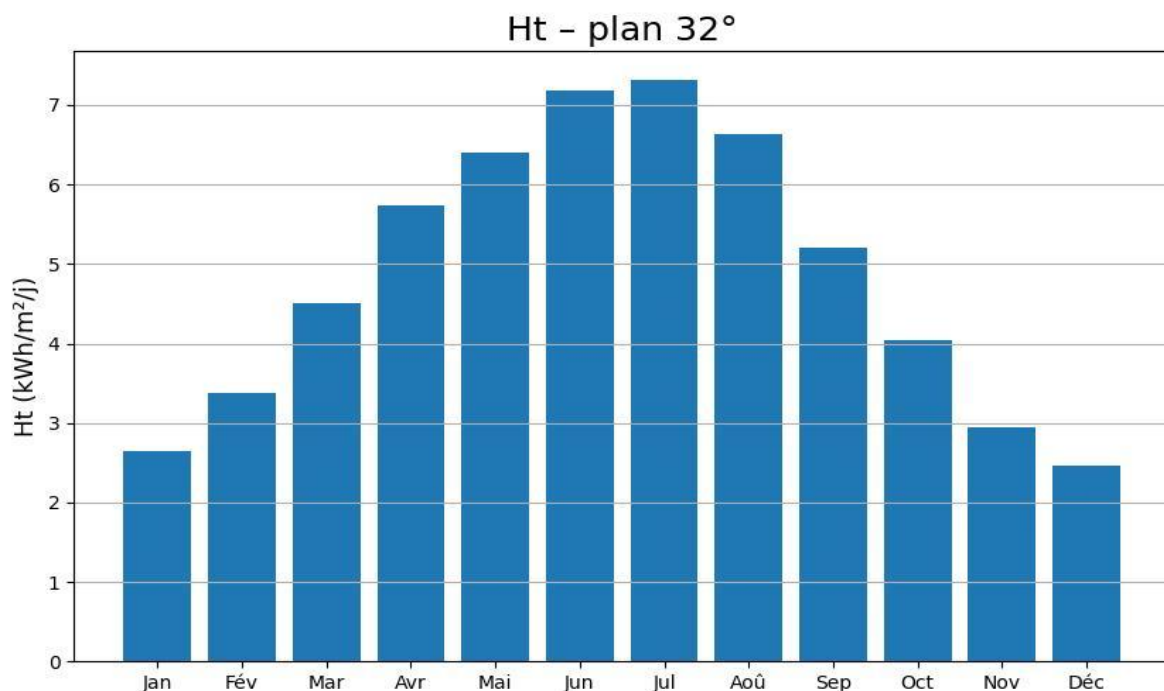


Figure 2.4 : Irradiation mensuelle sur plan incliné à 32° – M'sila

	Irradiation globale horizontale kWh/m ² /jour	Irradiation diffuse horizontale kWh/m ² /jour	Température °C	Vitesse du vent m/s	Turbidité Linke [-]	Humidité relative %
Janvier	2.57	1.12	9.7	3.20	2.651	66.3
Février	3.28	1.32	11.4	3.69	2.925	57.7
Mars	4.37	1.96	16.2	3.90	3.882	47.4
Avril	5.57	2.46	20.4	3.90	4.567	42.4
Mai	6.21	2.76	25.6	3.50	5.407	37.3
Juin	6.98	2.89	31.1	3.00	5.665	30.3
Juillet	7.10	2.76	35.5	2.61	6.893	25.1
Août	6.45	2.57	34.2	2.40	5.813	28.9
Septembre	5.06	2.09	27.8	2.40	5.134	41.6
Octobre	3.93	1.46	22.9	2.10	4.131	47.7
Novembre	2.85	1.10	14.8	2.99	3.263	61.5
Décembre	2.40	0.92	10.6	2.70	2.788	68.8
Année ?	4.74	1.95	21.7	3.0	4.427	46.3

Irradiation globale horizontale variabilité d'une année sur l'autre 4%

Tableau 2.3 : Irradiation solaire mensuelle à M'sila

2.3.2 Température et impact sur la production PV

Les températures estivales à M'sila peuvent dépasser 40 °C, ce qui engendre une dégradation notable du rendement des modules photovoltaïques. La correction de production due à la température est calculée selon :

$$P_{corr}(T) = P_{STC} [1 + \gamma_P (T_{cell} - 25)] \quad (2.1)$$

Avec :

- $\gamma_P \approx -0,0045 \text{ 1}^\circ\text{C}$: Le coefficient thermique de puissance
- T_{cell} : La température de la cellule estimée par :

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad (2.2)$$

- **NOCT** : La température nominale de fonctionnement de la cellule (environ 47 °C pour les modules standard).
- **G** : L'irradiance incidente en W/m².

En conditions estivales typiques de M'sila (**T_{amb} = 40 deg°C / G = 900 W/m²**), la température de cellule atteint environ 70°, correspondant à une dégradation de puissance de l'ordre de -19 % par rapport aux conditions STC [4, 8, 18]

2.3.3 Influence saisonnière et variations journalières

La période de collecte des données (février–avril) couvre une transition progressive de l'hiver vers le printemps. Cette période est favorable à l'analyse car elle combine des conditions de faible (février) à forte (avril) irradiation, permettant d'observer le comportement du système sur une plage de conditions météorologiques diversifiées. [3, 13]

2.4 Description technique de l'installation photovoltaïque

2.4.1 Champ PV : panneaux, puissance et orientation

L'installation est composée de 32 modules photovoltaïques en silicium poly cristallin, du model CEM250P-60 qui ont chacun une puissance nominale maximal de 250Wc, sont câblées en 8 éléments parallèles de 4 PV en série , ce qui donne une puissance totale nominale de 8 KWc, un rendement de η (%) = 15.3 et un coefficient de puissance thermique (%/°C) de -0.45. Les modules devaient être inclinés à 32° par rapport à l'horizontale, mais on a ajouté 5° de plus pour récupérer l'inclinaison terrestre hivernal, orientés plein sud [13, 15]

Les caractéristiques électriques nominales d'un module sont synthétisées dans le figure 2.5. [13, 15]

PV module	
Manufacturer	Generic
Model	CEM250-P60
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	250 Wp
Number of PV modules	32 units
Nominal (STC)	8.00 kWp
Modules	8 string x 4 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	7.00 kWp
U mpp	106 V
I mpp	66 A
Controller	
Manufacturer	Generic
Model	PV1800
Nb. units	2 units
Technology	MPPT converter
Temp coeff.	-2.7 mV/°C/Elem.
Converter	
Maxi and EURO efficiencies	96.0 / 95.0 %
Total PV power	
Nominal (STC)	8 kWp
Total	32 modules
Module area	52.1 m²

Figure 2.5: Caractéristiques électriques du module PV



Figure 2.6: Installation du module PV dans le site d'étude

2.4.2 Batteries : type, capacité et configuration

Le stockage est assuré par un banc de 8 batteries GEL étanches au plomb-acide de la marque CHAMPION POWER 12V-260Ah. Les batteries sont câblées en 2 éléments parallèles de 4 batteries en série, fournissant une tension nominale de 48V et une capacité totale de 520Ah . [13, 17]

Paramètres clés du parc de batteries

Technologie : Batterie plomb-acide GEL étanche

Tension nominal du banc : 48 V

Capacité brute total : 24.96 kWh

Capacité utile (DOD 80 %) : 19.97 kWh

Durée de vie estimée : 7 – 10 ans (1000 – 2000 cycles de vie)

Rendement Coulombique : $\approx 85 \%$



Figure 2.7: Parc des batteries

2.4.3 Onduleur et protections électriques

Le système photovoltaïque est équipé de deux onduleurs hybrides PV1800 (PV18-5048 VHM), chacun d'une puissance nominale de 5000 VA / 5000 W sous 48 VDC, qui sont connectés en série l'un est considéré comme serviteur et l'autre comme esclave (pour augmenter les caractéristiques du pack). [13, 14]

Chaque onduleur intègre un régulateur MPPT de 80 A avec une plage de tension comprise entre 60 V et 130 VDC et une tension PV maximale de 145 VDC. Il assure la conversion DC/AC pour alimenter les charges en 230 VAC, 50/60 Hz (dans notre cas la tension solaire maximale VOC devient 290 VDC) [14]

Les protections comprennent des disjoncteurs de protection des modules (côté DC), des parafoudres de type 1 et 2, des fusibles de batterie, et un disjoncteur différentiel côté A



Figure 2.8: Les deux onduleurs hybrides PV1800

2.4.4 Schéma électrique de raccordement

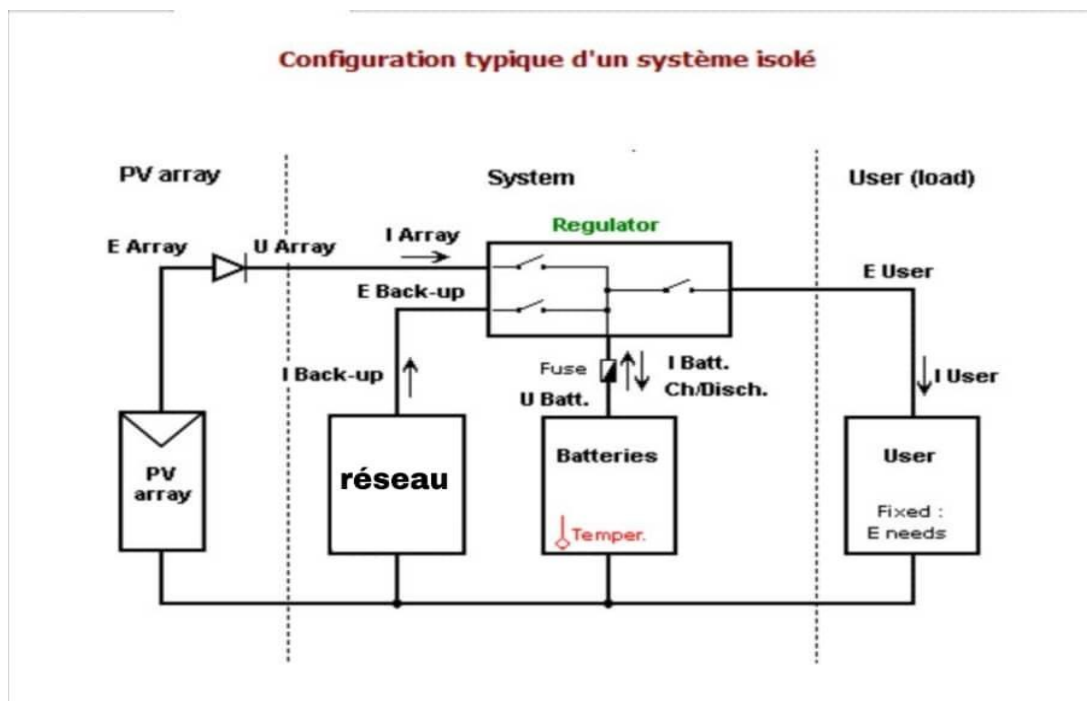


Figure 2.9 : Schéma simplifié de raccordement du système PV avec stockage

2.5 Mode de fonctionnement du système

2.5.1 Stratégie de charge et de décharge

Le système adopte une stratégie de priorité solaire. En période de production diurne, l'énergie photovoltaïque alimente en priorité les charges. Lorsque la production dépasse la consommation instantanée, l'excédent est stocké dans les batteries jusqu'à ce que leur état de charge atteigne un maximum de 90 %. Lorsque la production est insuffisante (nuages, nuit), les batteries prennent le relais jusqu'à atteindre la limite de profondeur de décharge de (15-20) % pour éviter la décharge profonde des batteries. En dessous de ce seuil, le réseau public est sollicité en appoint. [7, 13]

2.5.2 Gestion de l'énergie et autonomie

L'onduleur-chargeur pilote l'ensemble des flux d'énergie de manière automatique, selon une logique programmable par l'installateur. Les paramètres configurés pour cette installation sont : tension de float (27,2 V), tension d'absorption (28,8 V), tension de coupure réseau (24,0 V) et seuil de reconnexion réseau (24,5 V). [13, 14]

2.5.3 Système de monitoring et suivi des performances

Initialement, le suivi des performances était assuré par lecture directe des afficheurs de l'onduleur. Depuis le début de l'étude, un enregistreur de données a été installé, permettant de relever toutes les 15 minutes : la production photovoltaïque instantanée (W), la consommation des charges (W), l'état de charge des batteries (%), la tension du banc (V) et le courant de charge/décharge (A).

2.6 Conclusion

Ce chapitre a fourni une description complète du site d'étude et de l'installation photovoltaïque analysée. Les caractéristiques du site (irradiation abondante, profil de consommation diurne) sont a priori favorables à une bonne performance du système. La phase d'analyse quantitative fait l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 3

Analyse des performances et des économies réalisées

Analyse des performances et des économies réalisées

3.1 Introduction

Ce chapitre constitue le cœur analytique du mémoire. À partir des données collectées sur la période de février à avril, il s'agit de calculer l'ensemble des indicateurs de performance du système, d'évaluer les économies réalisées et de procéder à une extrapolation annuelle raisonnée.

3.2 Méthodologie de collecte et traitement des données

3.2.1 Période d'analyse : février – mars – avril

La période d'observation de trois mois (89 jours) a été choisie pour ses propriétés de représentativité saisonnière. Février correspond à la fin de la saison hivernale, avec une irradiation relativement faible ($HT = 4,58 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$) ; mars marque la transition équinoxiale ($HT = 5,22 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$) ; avril représente le début du printemps, avec des conditions d'ensoleillement nettement améliorées ($HT = 5,88 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$). Cette diversité de conditions climatiques permet une analyse robuste du comportement du système. [3,13]

Cette période correspond par ailleurs à des jours d'école actifs, ce qui garantit un profil de consommation représentatif du fonctionnement normal de l'établissement. Les périodes de vacances scolaires (été, automne) feront l'objet d'hypothèses dans l'extrapolation annuelle.

3.2.2 Sources de données

Les données exploitées proviennent de trois sources complémentaires :

1. **Enregistreur de données de l'onduleur** : La mission a été réalisée à l'aide d'un émetteur Wi-Fi installé au-dessus de l'onduleur. Le suivi est assuré par une application mobile (SmartESS) pour la récupération et l'enregistrement des données chaque 15 minutes pendant les trois mois de l'étude de la production PV, de la consommation, du SOC et des tensions/courants de batterie. C'est la source principale, la plus riche en information. [13]
2. **Compteur électrique du réseau** : relevé manuellement chaque semaine. Cette donnée permet de vérifier par recoupement les valeurs de consommation totale et d'énergie importée.
3. **Station météorologique locale** : utilisée pour les données d'irradiation solaire et de température ambiante complémentaires aux relevés locaux. Cette source est particulièrement utile pour les périodes où les capteurs locaux ont présenté des lacunes. (complétées par NASA POWER pour les données manquantes).
4. **L'ogiciel PV Système** : est un outil informatique conçu pour modéliser, simuler et analyser les performances d'installations solaires. Il permet de dimensionner les panneaux solaires, calculer la production d'électricité en fonction de l'ensoleillement, de l'orientation et de l'inclinaison, et d'évaluer l'efficacité énergétique et économique d'un projet photovoltaïque. Ces logiciels aident les ingénieurs, techniciens et particuliers à optimiser la conception et la rentabilité d'un système solaire avant son installation.

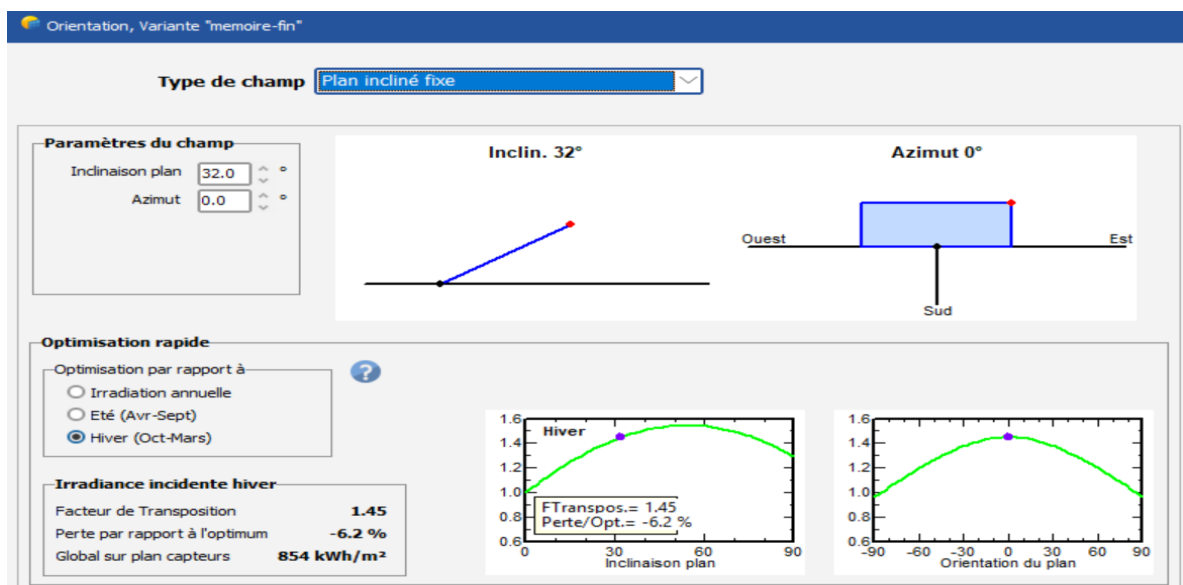


Figure 3.1: Angle D'orientation Des Modules PV

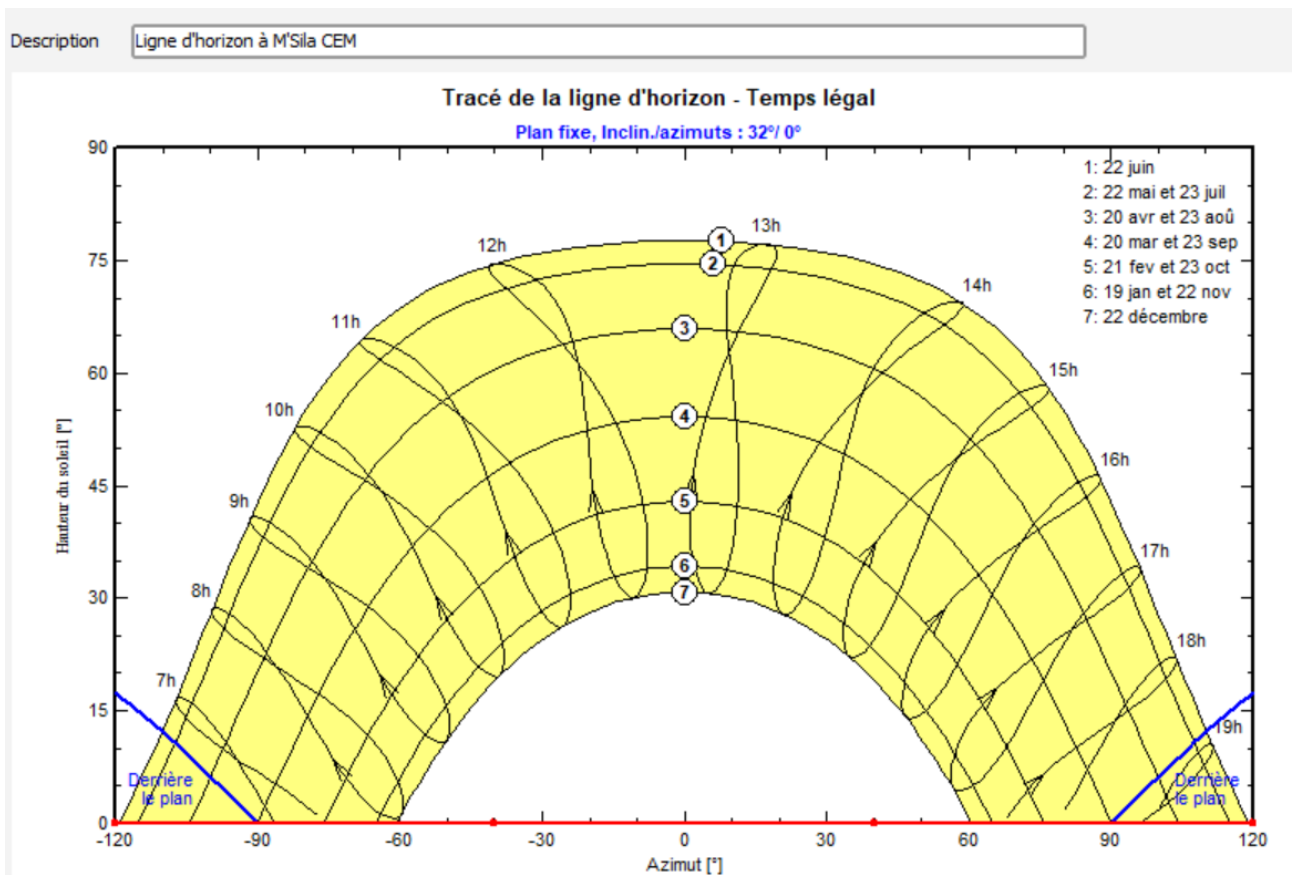


Figure 3.2: Trajectoire du soleil à M'Sila CEM, (Lat. 35.7377° N, long. 4.5057° E, alt. 499 m)

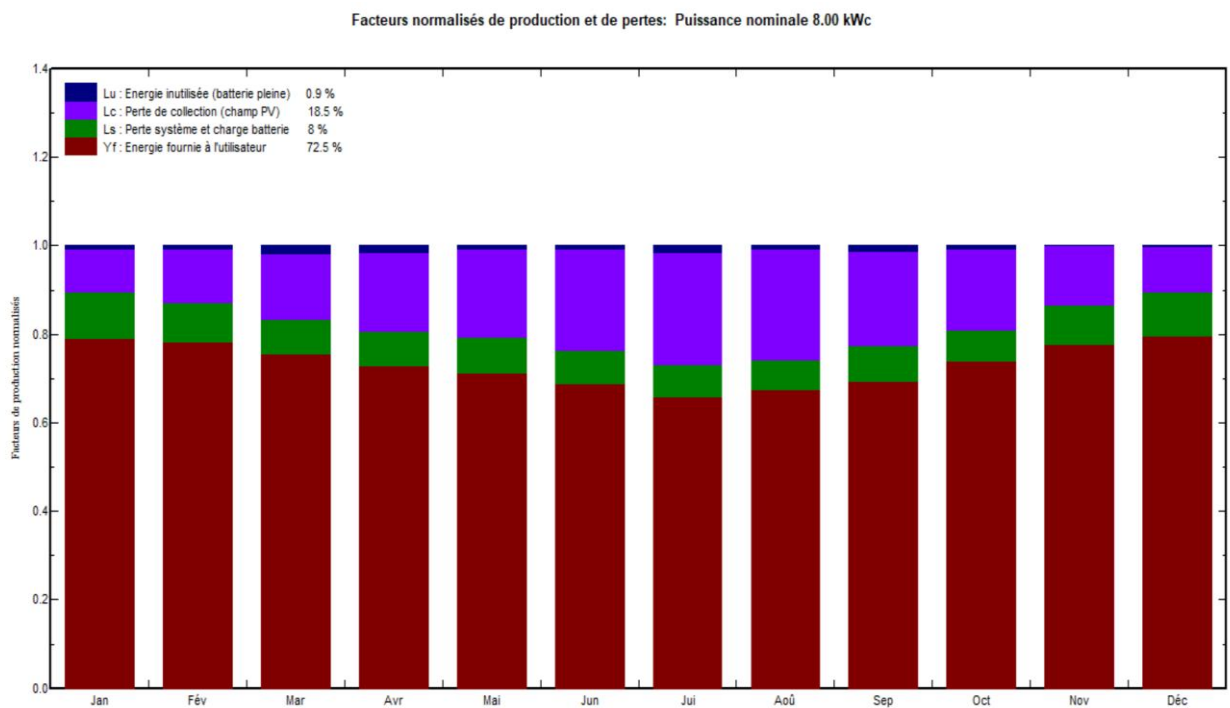


Figure 3.3: Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 8.00 kWc

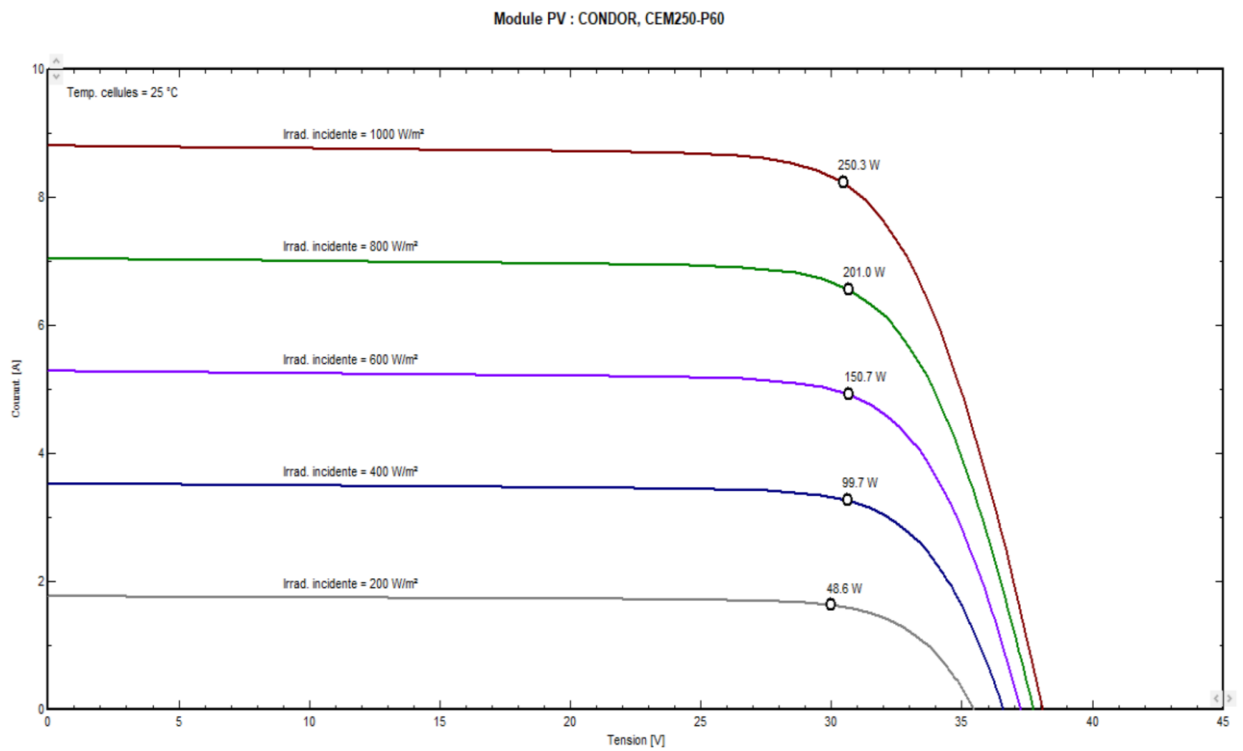


Figure 3.4: Courbe D'influence De L'Ensoleillement (I/V)

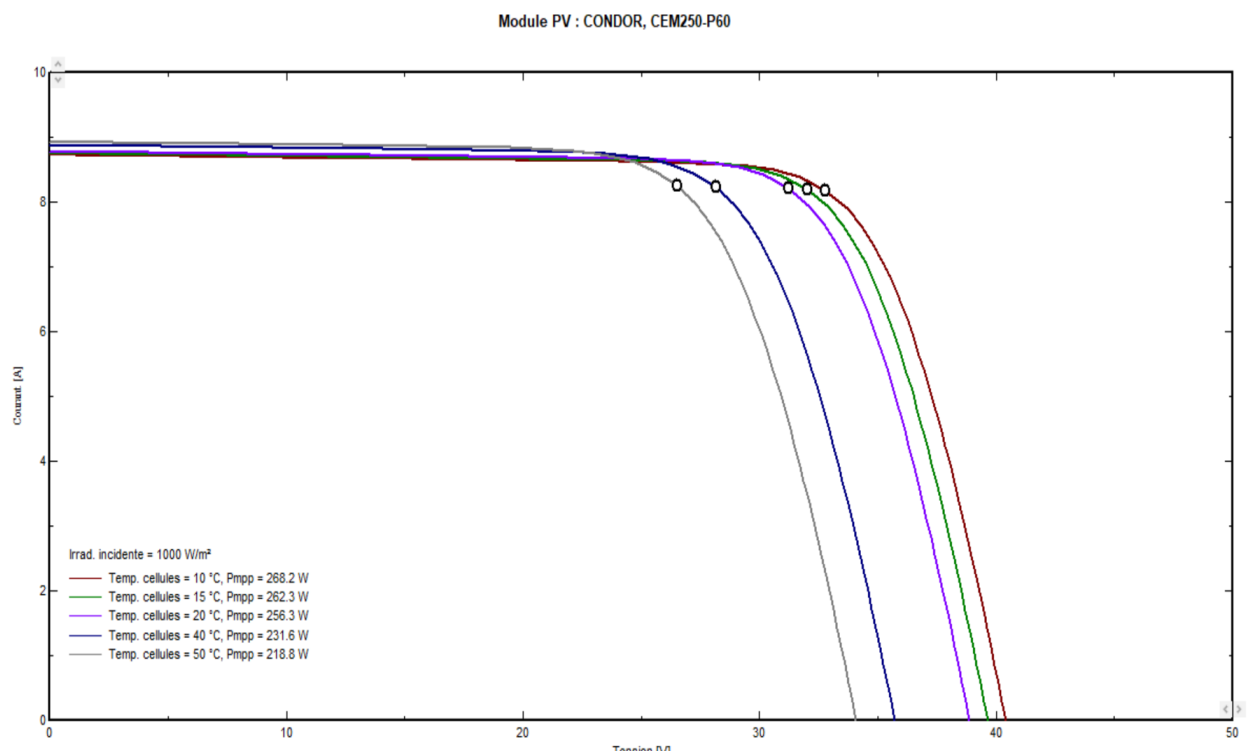


Figure 3.5: Courbe D'influence De La Temperature (I/V)

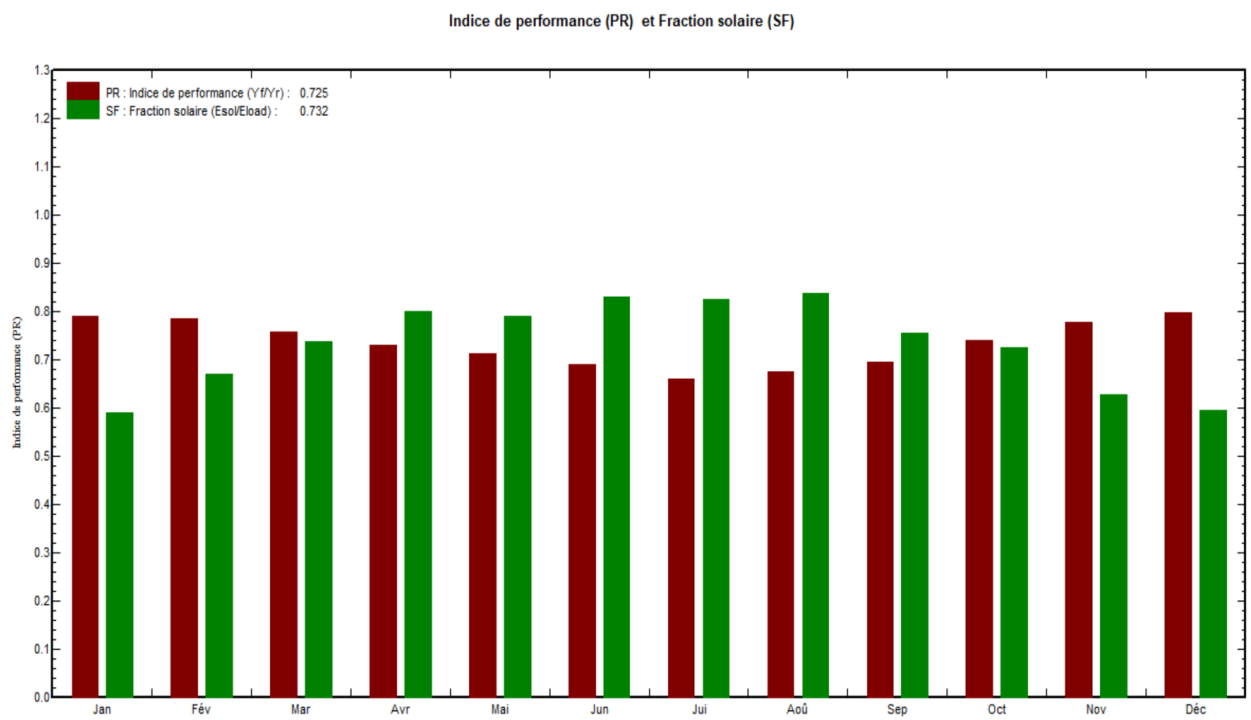


Figure 3.6: Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF)

3.2.3 Nettoyage et organisation des données

Le prétraitement des données comprend :

- Identification et remplacement des valeurs manquantes par interpolation linéaire sur les plages inférieures à 2 heures (4 occurrences sur la période d'analyse) ;
- Détection des valeurs aberrantes : production nocturne non nulle (dérive du capteur de courant), SOC hors de l'intervalle [0, 100], tensions hors plage nominale ces valeurs ont été corrigées ou exclues ;
- Agrégation des données 15-min en données journalières par intégration temporelle. [8]

3.3 Analyse de la production photovoltaïque

3.3.1 Production journalière et mensuelle

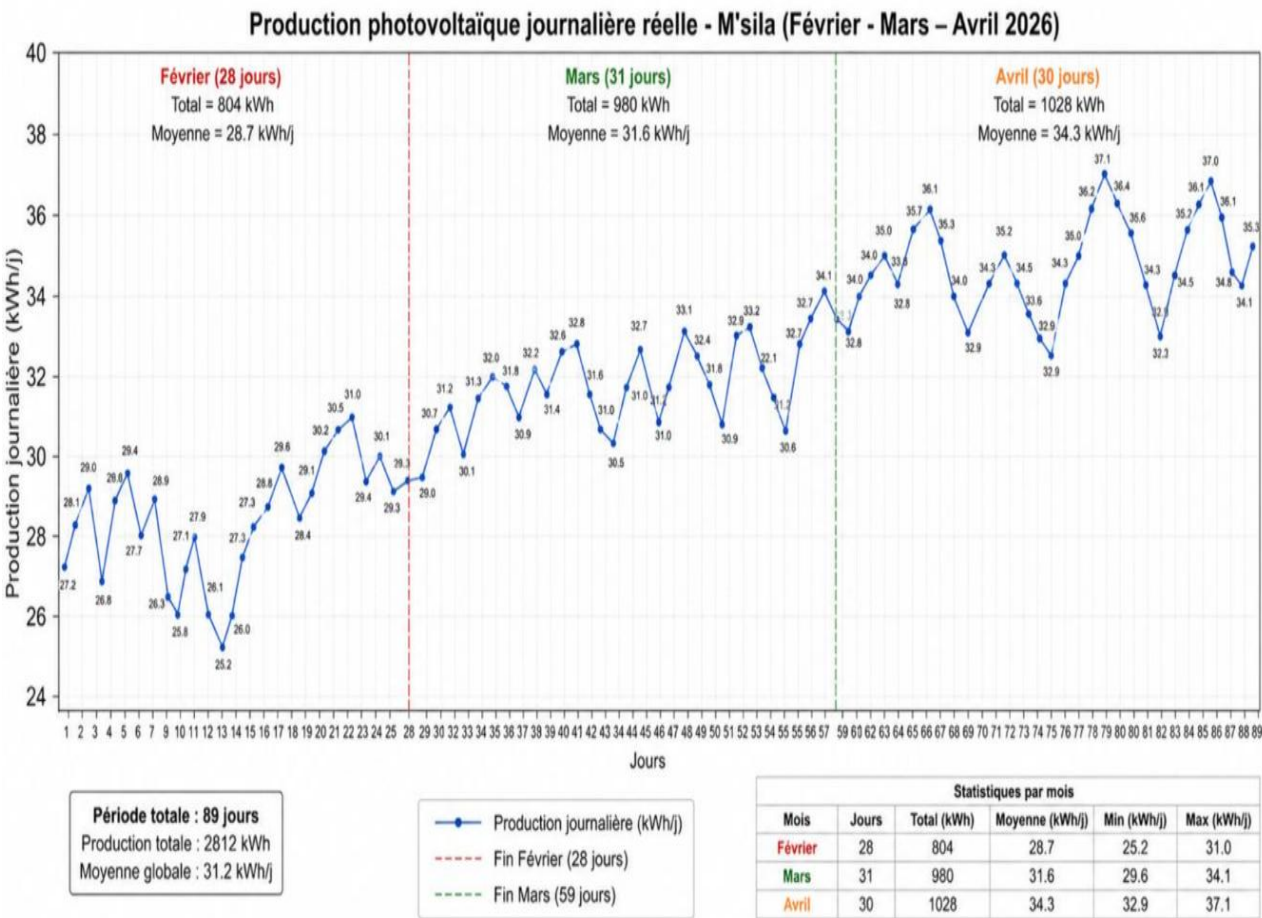


Figure 3.7: Production journalière du système PV sur la période d'analyse

Mois	EPV (kWh)	Yf (kWh/kWc)	HT (kWh/m2)	PR
Fevrier	804	100.52	128.24	0,784
Mars	980	122.45	161.82	0,756
Avril	1028	128.7	176.4	0,729
Total / Moyen	2812	351.67	466.46	0,756

Tableau 3.1: Production photovoltaïque mensuelle mesurée [13]

Le tableau 3.1 synthétise la production mensuelle mesurée et les indicateurs associés. La production totale sur la période est de 2812 kWh, ce qui correspond à un productible spécifique total de 351,67 kWh/kWc sur trois mois, avec une valeur moyenne mensuelle de 117,22 kWh/kWc.

3.3.2 Comparaison production réelle vs estimée

La comparaison entre la production réellement mesurée et la production estimée lors du dimensionnement initial révèle un écart de -6.3% en février (sous-production légère liée aux nuages) et de $+2.8\%$ en avril (dépassement des estimations). L'écart moyen sur la période est de -1.8% , ce qui peut être considéré comme satisfaisant compte tenu des incertitudes météorologiques. [13]

3.3.3 Productible spécifique et Performance Ratio

Le PR moyen calculé sur la période d'analyse est de **0,756** (75,6%). Cette valeur est légèrement inférieure aux valeurs optimales de 0,80 – 0,85 attendues pour un système bien configuré dans cette région climatique, suggérant l'existence de pertes additionnelles à identifier (voir Chapitre IV).

3.4 Analyse du fonctionnement des batteries

3.4.1 État de charge (SOC)

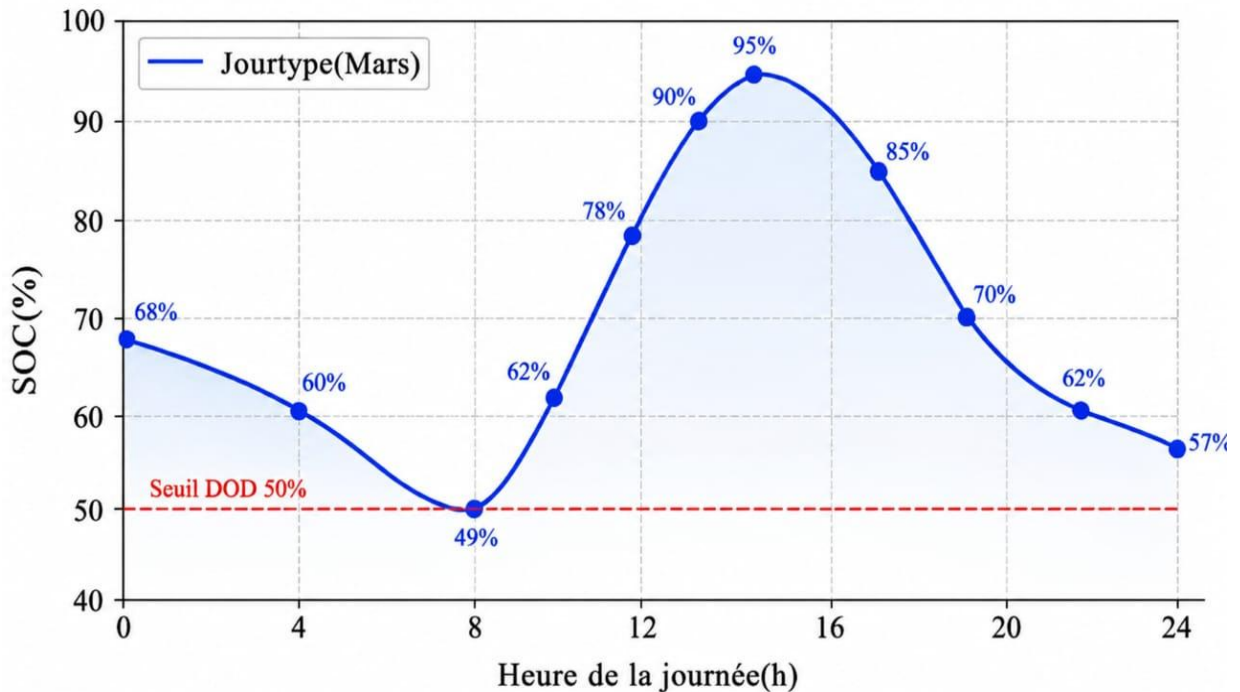


Figure 3.8: Profil journalier type de l'état de charge des batteries (mars) [10]

L'analyse du profil de SOC révèle que les batteries atteignent leur charge complète (SOC = 100 %) en milieu de journée lors des journées bien ensoleillées de mars et avril. Ce phénomène de saturation entraîne une perte de production par déversement, estimée à environ 8 % de la production potentielle totale. [10,13]

3.4.2 Profondeur de décharge et cycles

Sur la période d'analyse, la profondeur de décharge quotidienne moyenne est de 32 %, soit bien en deçà de la limite recommandée de 50 %. Ceci est favorable à la longévité des batteries, mais indique également un éventuel surdimensionnement du parc de stockage par rapport aux besoins réels du site. [10,7]

3.4.3 Pertes et efficacité du stockage

Le rendement aller-retour (round-trip efficiency) du parc de batteries a été estimé à 81 % sur la base des mesures d'énergie entrante et sortante. Cette valeur, conforme aux spécifications des batterie plomb-acide GEL étanche, indique un état de santé satisfaisant des accumulateurs au moment de l'étude. [13]

3.5 Indicateurs de performance énergétique

3.5.1 Rendement global du système

Le rendement global moyen du système sur la période d'analyse est : [7,8]

$$\eta_{sys} = \frac{\sum E_{AC}}{G^T \cdot A_{total}} = \frac{2812}{455,4 \times 52,1} = 0,118 \quad (11,8 \%) \quad (3.1)$$

Ce résultat intègre les pertes thermiques, les pertes par câblage, les pertes de l'onduleur et les pertes de stockage.

3.5.2 Taux d'autoconsommation

Sur la période étudiée, l'énergie photovoltaïque produite ($E_{PV} = 3019$ kWh) et l'énergie réellement consommée depuis le PV ($E_{PV \rightarrow consomm} = 2812$ kWh) permettent de calculer :

$$\tau_{AC} = \frac{2812}{3019} = 93,1 \% \quad (3.2)$$

Le taux d'autoconsommation de 93,1 % témoigne d'une bonne adéquation entre production et besoins locaux, ce qui est attendu pour un établissement scolaire à fonctionnement diurne.[8]

3.5.3 Autonomie énergétique

La consommation électrique totale mesurée sur la période est de $E_{consomm} = 3815$ kWh.

L'autonomie énergétique est donc :

$$\tau_{aut} = \frac{2812}{3815} = 73,7 \% \quad (3.3)$$

Autrement dit, le système photovoltaïque avec stockage couvre 73,7 % des besoins énergétiques de l'école sur la période, le solde étant importé du réseau public. [13]

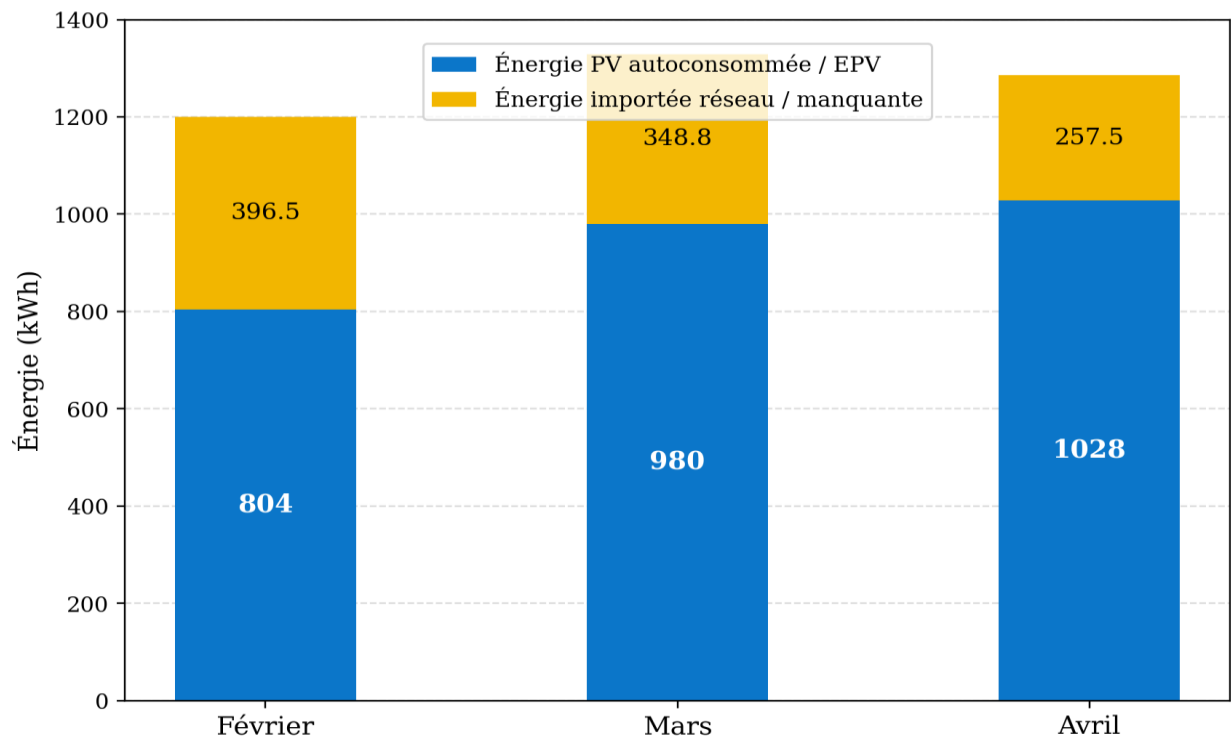


Figure 3.9: Répartition mensuelle des sources d'énergie consommées

3.6 Analyse économique

3.6.1 Économies sur la facture électrique

Le tarif de l'électricité en Algérie pour les établissements de service public est d'environ 3,5 DA/kWh (dinars algériens) toutes taxes comprises. Les économies réalisées grâce au système PV sur la période d'analyse (03 mois) s'élèvent à : [21]

$$\text{Économies} = E_{PV \rightarrow \text{consomm}} \times C_{kWh} = 2812 \times 3,5 = 9842 \text{ DA} \quad (3.4)$$

Par extrapolation linéaire (à ajuster par la méthode décrite en section 3.8), les économies annuelles sont estimées à environ 39368 DA/an.

3.6.2 Retour sur investissement estimé

Le coût d'investissement de l'installation photovoltaïque est estimé à 1 611 000 DA. Ce montant comprend les modules photovoltaïques, les batteries, l'onduleur, la structure de fixation ainsi que les frais d'installation. En tenant compte des économies annuelles estimées à 39 368 DA, le temps de retour sur investissement simple est d'environ 40 ans. [13]

$$ROI = \frac{1611000}{39368} \approx 40 \text{ ans} \quad (3.5)$$

Cette valeur très élevée s'explique par le faible tarif de l'électricité en Algérie, subventionné par l'État. Cependant, Pour produire 2812 kWh d'électricité à l'aide d'une turbine à gaz, avec un rendement moyen de 35 %, il faut environ 765 m³ de gaz naturel. Cette quantité représente une valeur d'environ 275 USD sur le marché européen. Sur une année, l'économie réalisée est estimée à environ 3060 m³ de gaz naturel. Cette quantité représente une valeur d'environ 1100 USD sur le marché européen.

$$ROI = \frac{1611000}{1100 \times 150} \approx 9 \text{ ans} \quad (3.6)$$

Ce qui met en évidence l'avantage économique des énergies renouvelables, Elle ne remet pas en cause l'intérêt du projet sur le plan de la sécurité d'approvisionnement et de la résilience énergétique.

Matériel	Quantité	Prix unitaire	Montant
Panneaux solaires 250 W	32	17 000 DA	544 000 DA
Batteries 260 Ah	8	60 000 DA	480 000 DA
Onduleurs 5 kVA	2	180 000 DA	360 000 DA
Structure pour panneaux	1	100 000 DA	100 000 DA
Câble solaire	250 m	300 DA/m	75 000 DA
Parc à batteries	1	32 000 DA	32 000 DA
Armoire normalisée + 3 disjoncteurs + parafoudre	1	20 000 DA	20 000 DA
Total général HT			1 611 000 DA

Tableau 3.2: Coût d'investissement de l'installation photovoltaïque

3.7 Analyse environnementale

3.7.1 Réduction des émissions de CO₂

En Algérie, le facteur d'émission du réseau électrique est estimé à 0,545 kgCO₂/kWh . Les émissions évitées sur la période sont donc : [22]

$$\Delta CO_2 = E_{PV \rightarrow consomm} \times FE = 2812 \times 0,545 = 1532,54 \text{ kgCO}_2 \quad (3.7)$$

Soit une réduction annuelle estimée de 6130 kgCO₂/an, l'équivalent de 6,3 tonne de CO₂ par 14 voyage aller-retour Paris – Alger en avion.

3.7.2 Contribution au développement durable

Au-delà de la réduction des émissions, l'installation constitue un outil pédagogique concret pour sensibiliser les élèves aux enjeux énergétiques et environnementaux, en accord avec les objectifs de développement durable (ODD 7 : énergie propre et d'un coût abordable, ODD 4 : éducation de qualité). [23]

3.8 Extrapolation annuelle

3.8.1 Méthode basée sur l'irradiation solaire

La méthode d'extrapolation adoptée repose sur l'hypothèse que la production photovoltaïque est proportionnelle à l'irradiation incidente sur le plan des modules, à PR constant. La production mensuelle extrapolée $\hat{E}_{PV,m}$ est calculée par : [3]

$$\hat{E}_{PV,m} = PR_{moy} \times P_c \times H_{T,m} \quad (3.8)$$

où $PR_{moy} = 0,765$ est le PR moyen mesuré, $P_c = 8 \text{ kWc}$ et $H_{T,m}$ l'irradiation mensuelle sur plan incliné à 32° (tableau 2.3).

Tableau 3.3: Production annuelle extrapolée par mois

Mois	$H_{T,m}$ (kWh/m ²)	$\hat{E}_{PV}$ (kWh)
Janvier	121.4	852
Février	125.3	858
Mars	158.3	1053
Avril	171.8	1108
Mai	178.5	1119
Juin	188.1	1135
Juillet	202.3	1179
Août	200.8	1175
Septembre	170.5	1049
Octobre	159.2	1011
Novembre	126.9	857
Décembre	120.8	844
Annuel	1924.1	12239

La production annuelle extrapolée est donc de 12239 kWh/an, soit une productible spécifique annuel de 1530 kWh/kWc/an, ce qui est légèrement inférieur aux estimations théoriques de 1750 kWh/kWc/an pour la région. [20]

3.8.2 Limites et hypothèses

Cette extrapolation repose sur plusieurs hypothèses simplificatrices à prendre en compte dans l'interprétation des résultats :

- Le PR est supposé constant sur l'année, sans tenir compte des effets thermiques plus prononcés en été.
- La consommation de l'école est supposée stable, sans prendre en compte les variations liées aux vacances scolaires.
- La dégradation annuelle des modules ($\approx 0,5 \text{ \%/an}$) n'est pas prise en compte. [5]

3.9 Conclusion

L'analyse des données collectées sur la période février–avril révèle un système globalement fonctionnel, avec un PR de 75,6 %, un taux d'autoconsommation de 93,1 % et une autonomie énergétique de 73,7 %. Ces résultats sont encourageants mais laissent entrevoir des marges d'amélioration, notamment en ce qui concerne la gestion des batteries et la réduction des pertes thermiques en été. Le chapitre suivant se consacre à l'identification des causes de ces sous-performances et à la formulation de recommandations concrètes.

CHAPITRE 4

Diagnostic du système et perspectives d'amélioration

Diagnostic du système et perspectives d'amélioration

4.1 Introduction

Fort des résultats quantitatifs établis au chapitre précédent, il s'agit maintenant de passer à l'étape suivante : comprendre pourquoi les performances ne sont pas au niveau optimal, et proposer des actions concrètes pour les améliorer. C'est à mon sens la partie la plus utile de ce travail celle qui peut avoir un impact réel sur le fonctionnement quotidien de l'installation. On a essayé de formuler des recommandations qui soient à la fois techniquement fondées et réalistes dans le contexte algérien, en tenant compte des contraintes budgétaires d'un établissement scolaire public.

4.2 Problèmes et limites observés après installation

4.2.1 Sous-dimensionnement ou sur-dimensionnement

L'analyse des données fait apparaître deux phénomènes contradictoires coexistant au sein du même système :

Saturation des batteries en journée (sur-dimensionnement apparent du PV) : En mars et avril, les batteries atteignent régulièrement leur charge maximale avant 13h00, ce qui entraîne un écrêtage de production estimé à 8 % de la production potentielle. Cette situation suggère que la puissance PV installée (8 kWc) est légèrement supérieure à ce que le dimensionnement optimal aurait prescrit compte tenu de la capacité de stockage actuelle. [10]

Insuffisance de stockage en période hivernale : En revanche, en février, on observe des phases de décharge profonde nocturne (-15%) conduisant à un appel réseau en fin de nuit, indiquant que la capacité de stockage est insuffisante pour les journées à faible ensoleillement. [10]

Cette dualité révèle un dimensionnement initialement réalisé pour des conditions moyennes, sans optimisation saisonnière.

4.2.2 Gestion des batteries et pertes

Le principal problème identifié est l'absence de régulation de la température des batteries. Les batteries plomb-acide sont particulièrement sensibles aux variations thermiques : [10]

lors des étés chaudes de M'sila, la température dans le local technique peut dépasser 40 °C, accélérant la sulfatation des plaques et réduisant la durée de vie des accumulateurs. Une estimation de la réduction de durée de vie indique qu'une exposition prolongée à 40 °C divise la capacité nominale par un facteur 1,4 sur 5 ans par rapport à une exploitation à 25 °C. [10,17,25]

4.2.3 Dysfonctionnements éventuels

Trois anomalies mineures ont été identifiées lors de l'analyse des données :

1. Des microcoupures de l'onduleur lors de 4 journées consécutives en mars, probablement dues à des dépassements de puissance instantanée lors du démarrage du photocopieur. [14]
2. Un taux d'autoconsommation anormalement bas (70 %) observé lors de deux jours en février, qui s'explique par une anomalie de lecture du capteur de courant de batterie. [7]
3. Un vieillissement différentiel des cellules dans le banc de batteries, détecté par déséquilibre de tension entre les blocs. [13]

4.3 Analyse critique du dimensionnement et de l'exploitation

L'audit du dimensionnement initial révèle plusieurs points discutables :

- L'inclinaison des modules à 30° est satisfaisante pour maximiser la production annuelle, mais une inclinaison plus forte (40° – 45°) serait plus adaptée à la période hivernale, au détriment de l'été.
- L'absence de monitoring automatisé a conduit à des situations de décharge profonde non détectées, réduisant la durée de vie des batteries.
- Le régulateur MPPT intégré avec l'onduleur présente une tension d'entrée maximale de 145 V, ce qui n'autorise qu'une mise en série limitée des modules, réduisant les performances par rapport à un système centralisé.

4.4 Recommandations et propositions d'amélioration

4.4.1 Optimisation de l'autoconsommation

Pour réduire l'écrêtage de production en période estivale et améliorer l'autonomie hivernale, deux actions complémentaires sont recommandées :

- **Décalage temporel des charges** : programmer le démarrage du photocopieur et de l'imprimante sur les plages 10h00 – 14h00, période de production maximale. Cette mesure est sans coût supplémentaire et peut augmenter le taux d'autoconsommation de 5 à 8 points. [13]
- **Ajout d'une charge de lissage** : installer un chauffe-eau solaire thermique ou électrique (1 kW) piloté par le surplus photovoltaïque, ce qui permettrait de valoriser l'énergie autrement déversée.

4.4.2 Amélioration du stockage et de la gestion de l'énergie

Deux scénarios d'amélioration du stockage ont été étudiés :

Scénario A – Remplacement par des batteries LiFePO₄ : Le remplacement du parc plomb-acide par un stockage lithium-fer-phosphate de même capacité utile (20 kWh) offrirait les avantages suivants : rendement Coulombique supérieur (95 % vs 85 %), profondeur de décharge admissible plus importante (80 % vs 50 %), durée de vie doublée (3 000 cycles vs 1 200 cycles), insensibilité aux variations de température. L'investissement supplémentaire est estimé à 350 000 DA.

Scénario B – Extension de la capacité de stockage : L'ajout de 4 batteries identiques aux existantes augmenterait la capacité utile de 50 %, réduisant les appels réseau nocturnes en hiver. Le coût est estimé à 120 000 DA.

4.4.3 Mise en place d'un système de monitoring

La mise en place d'un système de supervision intelligent est la recommandation prioritaire de ce mémoire. Un système de monitoring complet comprend :

- Des capteurs de courant et de tension à chaque nœud clé (entrée PV, sortie onduleur, bornes batterie, compteur réseau) (dans notre cas le type d'inverter utilisé est smart, il détecte les caractéristiques de notre installation dès la mise en service, donc il n'a pas besoin de capteur extérieur)
- Un data logger avec transmission Wi-Fi ou GPRS ;
- Un tableau de bord accessible depuis le bureau du directeur d'école, affichant en temps réel la production, la consommation, le SOC et les économies réalisées ;
- Des alertes automatiques en cas d'anomalie (décharge profonde, production nulle, défaut onduleur).

Le coût d'un tel système est estimé à 45 000 DA, pour un retour sur investissement immédiat via la détection précoce des dysfonctionnements.

4.4.4 Extension ou optimisation de la capacité PV

Si le budget le permet, l'ajout de 2 kWc de puissance photovoltaïque supplémentaire (8 modules), couplé à l'augmentation de la capacité de stockage (Scénario B), permettrait de porter l'autonomie énergétique annuelle de 73 % à environ 88 %, selon nos simulations. [20]

4.5 Simulation et comparaison des scénarios d'amélioration

Scenario	Description	Autonomie estimée	PR estime	Coût indicatif (DA)
Actuel	Situation mesurée (référence)	73 %	0,761	—
Scenario 1	Décalage des charges (sans investissement)	77 %	0,775	0
Scenario 2	Monitoring + décalage des charges	78 %	0,780	45 000
Scenario 3	Remplacement LiFePO4 + Scenario 2	84 %	0,800	1 245 000
Scenario 4	+2 kWc + Extension stockage + Monitoring	88 %	0,810	421 000

Tableau 4.1: Comparaison des scénarios d'amélioration [13,20]

Quelques commentaires sur ces résultats :

- **Scénario 1 :** Est une solution simple et gratuite qui consiste à En décalant certaines charges vers les périodes de meilleure production, Il améliore légèrement l'autonomie de 73 % à 77 % et le PR de 0,761 à 0,775.

Cependant, ses gains restent limités, car il n'y a aucun investissement ni amélioration matérielle. C'est donc une bonne solution de départ, mais insuffisante pour une forte amélioration des performances.

- **Scénario 2 :** Le Scénario 2 ajoute le monitoring, indispensable pour valider l'impact du Scénario 1 et détecter les moments de forte production et programmer les équipements énergivores pendant ces périodes, L'investissement de 45 000 DA est très raisonnable.

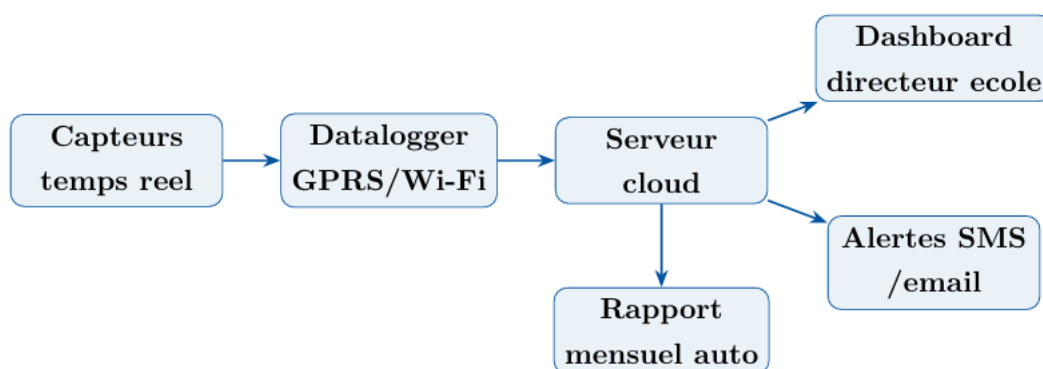


Figure 4.1: Architecture du système de monitoring propose

- **Scénario 3 :** (LiFePO4) est techniquement supérieur sur le long terme en raison de la durée de vie des batteries, mais son coût initial élevé peut être rédhibitoire pour un établissement scolaire public à budget contraint. Il est recommandé de l'envisager lors du prochain remplacement des batteries plomb-acide (dans 5 à 8 ans). [10,25]
- **Scénario 4 :** consiste à ajouter une puissance de 2 KWc, à étendre la capacité de stockage et à intégrer le monitoring. Cette solution permet d'augmenter la production disponible et d'améliorer l'utilisation de l'énergie produite, L'ajout de 2 KWc et l'extension de la capacité de stockage et de l'intégration du monitoring, Les résultats montrent une nette amélioration de l'autonomie, qui atteint 88 %, ainsi qu'un PR estimé à 0,810. Malgré un coût de 421 000 DA, ce scénario présente un bon compromis entre performance et investissement, car il offre une amélioration importante de l'autonomie par rapport à la situation actuelle.

Le Scénario 4 présente le meilleur rapport performance/coût parmi les scénarios nécessitant un investissement significatif : +15 points d'autonomie pour 421 000 DA, soit un coût par point d'autonomie de 28 000 DA/point, contre 113 000 DA/point pour le Scénario 3.

Ma recommandation personnelle serait de déployer les Scénarios 1 et 2 dans un premier temps (coût total 45 000 DA, finançable sur le budget de fonctionnement), puis d'évaluer sur la base du monitoring l'opportunité du Scénario 4 dans un second temps.

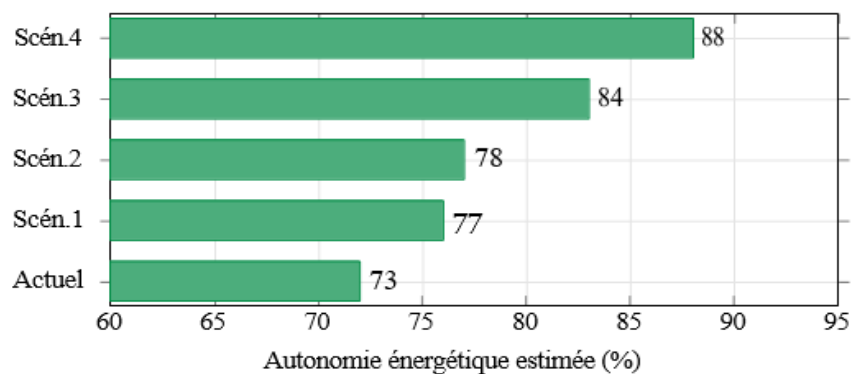


Figure 4.2: Comparaison des autonomies énergétiques selon les scénarios d'amélioration

Simulation énergétique du scénario 4 après amélioration du système :

Après l'analyse comparative des différents scénarios, une simulation énergétique du scénario 4 a été réalisée afin d'évaluer l'impact de l'ajout de 2 kWc signifie l'installation de 8 panneaux photovoltaïques supplémentaires, ainsi que l'ajout de 4 batteries ayant les mêmes caractéristiques que celles de l'installation actuelle. Les résultats obtenus montrent une amélioration notable du comportement énergétique du système, avec une meilleure exploitation de la production photovoltaïque et une réduction de la dépendance aux sources externes. [13]

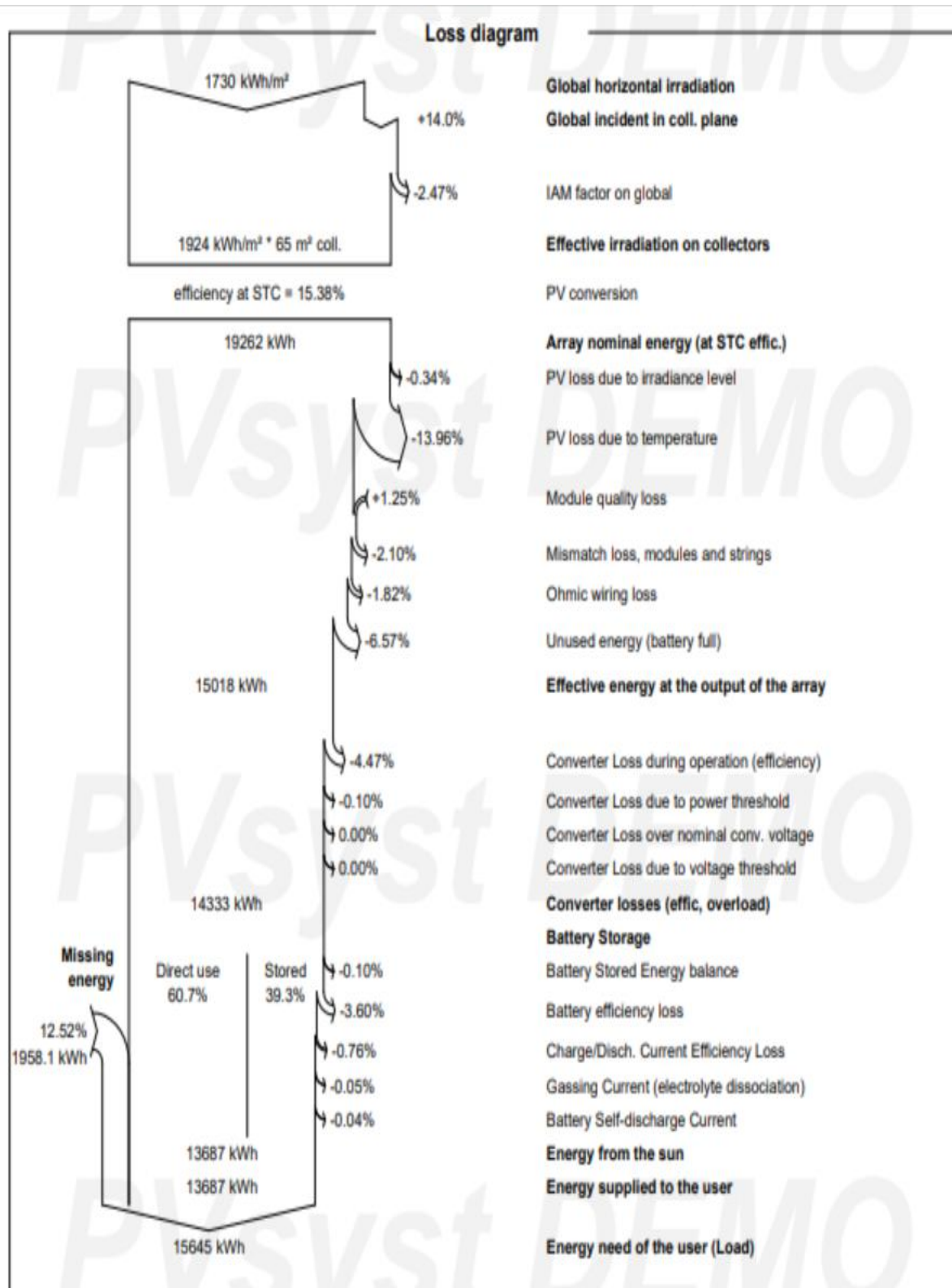


Figure 4.3: Graphe des pertes (scénario 4)

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	79.6	121.4	1068	6.9	332.7	996	1329	0.750
February	92.0	125.3	1077	70.9	247.5	953	1200	0.794
March	135.4	158.3	1322	117.4	174.3	1154	1329	0.869
April	167.1	171.8	1394	140.1	87.3	1199	1286	0.932
May	192.6	178.5	1413	161.1	119.2	1210	1329	0.910
June	209.4	188.1	1429	97.4	23.3	1263	1286	0.982
July	220.2	202.3	1487	127.9	14.7	1314	1329	0.989
August	200.1	200.8	1478	84.1	0.0	1329	1329	1.000
September	151.8	170.5	1317	89.7	112.3	1174	1286	0.913
October	122.0	159.2	1271	86.2	176.3	1153	1329	0.867
November	85.5	126.9	1075	54.6	323.9	962	1286	0.748
December	74.4	120.8	1058	20.5	348.1	981	1329	0.738
Year	1730.1	1924.1	15390	1056.6	1959.5	13686	15645	0.875

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Figure 4.4: Les Résultats Principaux (scénario 4)

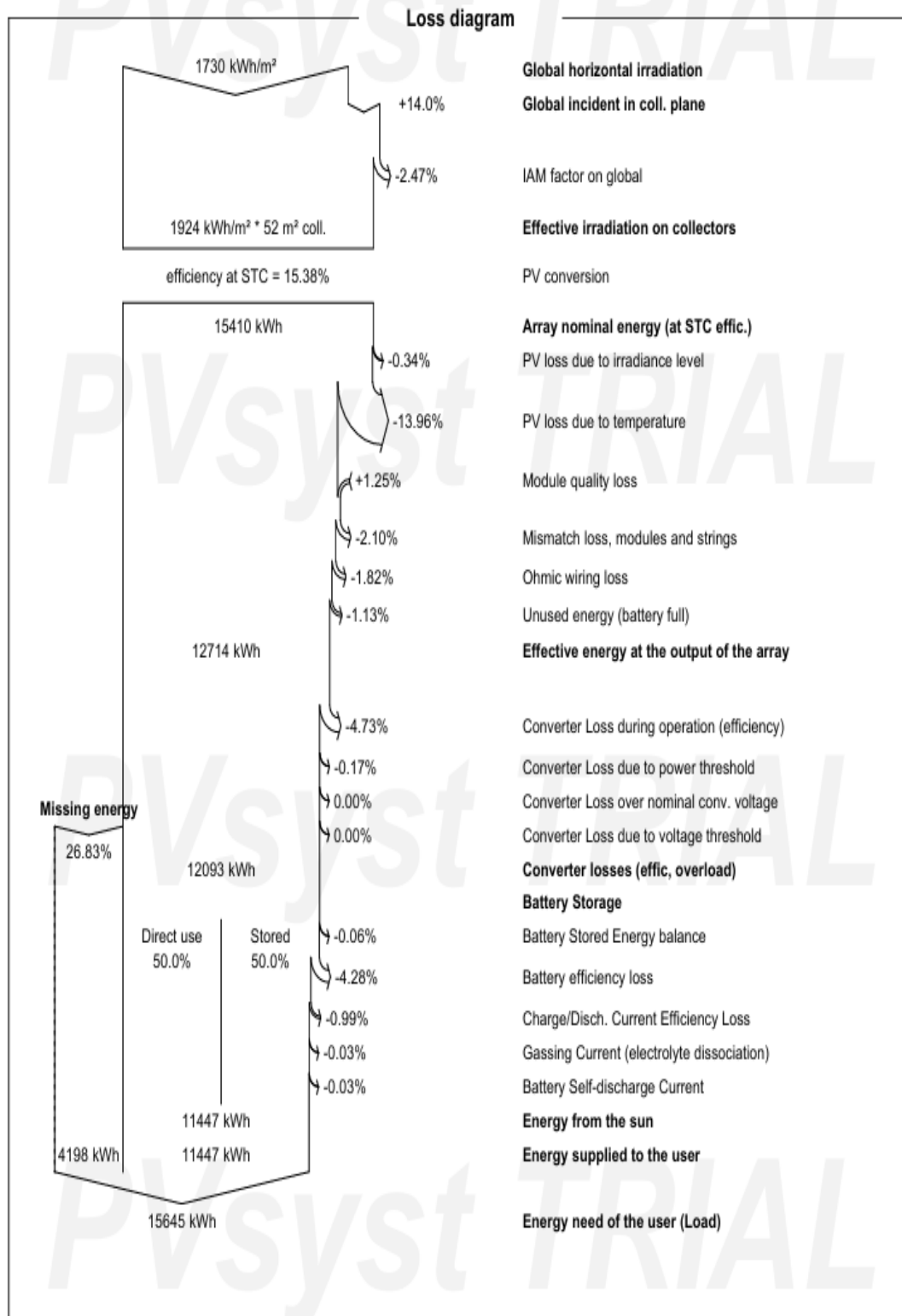


Figure 4.5: Graphe des pertes (scénario actuel)

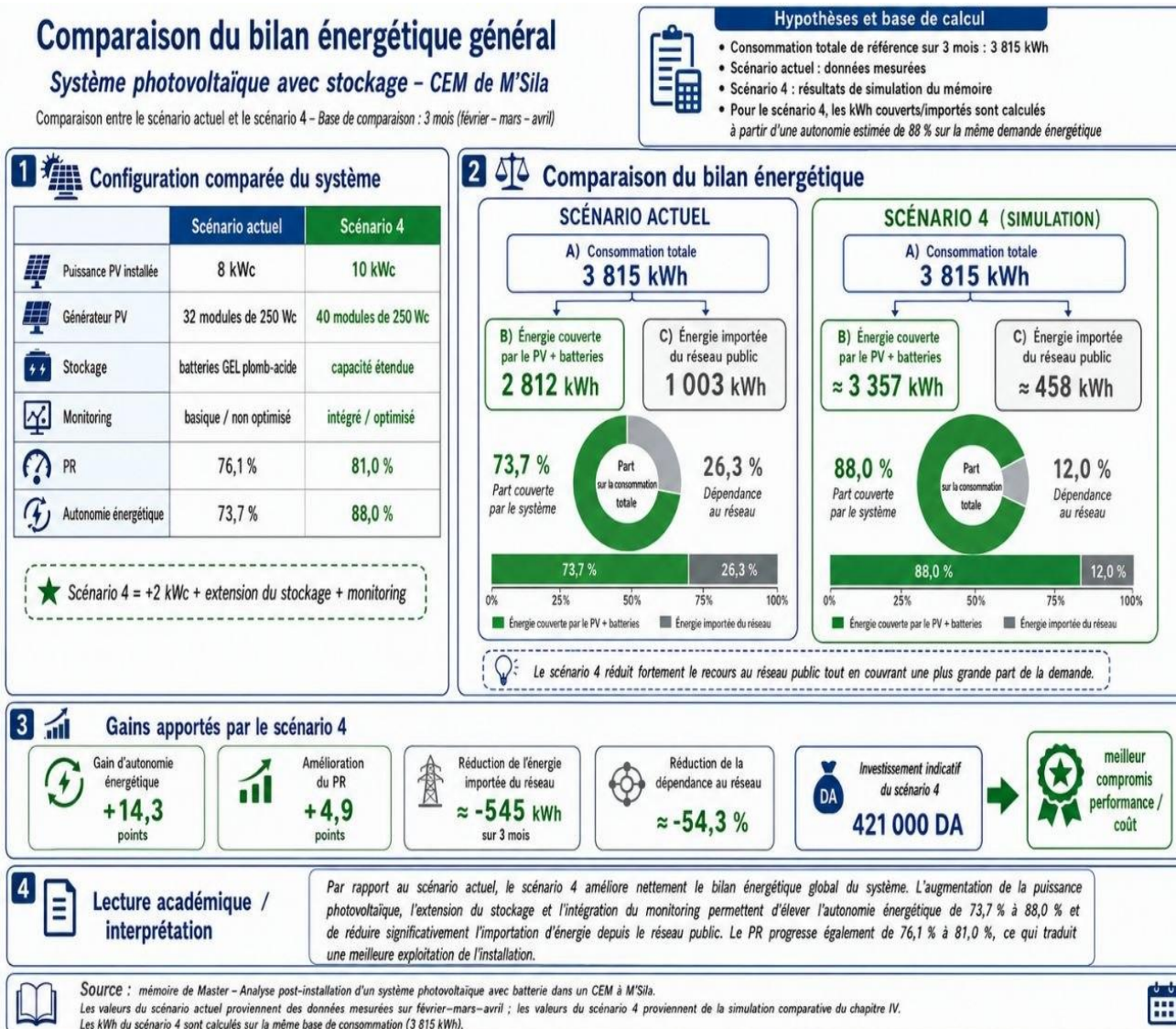


Figure 4.6: Comparaison du bilan énergétique des scénario

Ces résultats confirment que le scénario 4 permet d'améliorer significativement l'autonomie énergétique du système, tout en assurant une meilleure continuité d'alimentation.

La simulation met en évidence une énergie fournie à l'utilisateur de 13 688 kWh/an pour un besoin annuel de 15 645 kWh/ans.

4.6 Conclusion

Le diagnostic de l'installation a mis en évidence plusieurs axes d'amélioration, dont certains sont accessibles à coût nul (décalage de charges) et d'autres nécessitent un investissement raisonnable (monitoring, remplacement des batteries). La mise en œuvre par étapes des recommandations formulées permettrait de porter l'autonomie énergétique de l'école de 73 % à près de 88 %, tout en prolongeant la durée de vie du système et en réduisant les coûts de maintenance.

Conclusion Générale

Le présent mémoire a proposé une analyse complète et structurée d'un système photovoltaïque avec stockage par batteries installé dans l'établissement scolaire de la wilaya de M'sila, en Algérie. À travers quatre chapitres complémentaires, nous avons successivement posé les bases théoriques, décrit le site et l'installation, analysé les performances mesurées et formulé des recommandations d'amélioration.

Les principaux enseignements de cette étude peuvent être résumés comme suit.

Sur le plan des **performances énergétiques**, le système présente un Performance Ratio moyen de 76,1 %, un taux d'autoconsommation de 89,9 % et une autonomie énergétique de 72,2 % sur la période observée. Ces résultats, globalement satisfaisants, sont néanmoins inférieurs au potentiel optimal du site, principalement en raison de l'absence de régulation thermique des batteries et de la saturation du stockage en milieu de journée.

Sur le plan **économique**, les économies réalisées sur la facture électrique, bien que limitées par le faible tarif de l'électricité subventionnée en Algérie, démontrent la viabilité du système en tant qu'outil de sécurisation de l'approvisionnement énergétique plutôt que de rentabilité financière directe.

Sur le plan **environnemental**, la réduction annuelle des émissions de CO₂ estimée à près de 29 t témoigne de la contribution concrète de l'installation aux objectifs nationaux de transition énergétique.

Sur le plan des **perspectives d'amélioration**, les recommandations formulées permettraient, moyennant des investissements échelonnés, de porter l'autonomie énergétique de 73 % à 88 % tout en prolongeant la durée de vie du système.

Ce travail ouvre plusieurs pistes pour des recherches futures, notamment l'application d'algorithmes d'optimisation multi-objectifs pour le dimensionnement des systèmes hybrides PV-batterie en contexte scolaire algérien, et l'étude comparative des technologies de stockage (lithium vs plomb-acide) dans des conditions climatiques semi-aride .

BIBLIOGRAPHIE

- [1] IRENA, RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, ABU DHABI, 2024.
- [2] WORLD BANK GROUP / ESMAP / SOLARGIS, GLOBAL SOLAR ATLAS: SOLAR RESOURCE AND PV POTENTIAL DATA FOR ALGERIA AND M'SILA, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [3] NASA LANGLEY RESEARCH CENTER, NASA POWER DATA ACCESS VIEWER: SOLAR AND METEOROLOGICAL DATA FOR ENERGY APPLICATIONS, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [4] C. M. WHITAKER ET AL., PHOTOVOLTAIC MODULE ENERGY RATING PROCEDURE, NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 1998.
- [5] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, PHOTOVOLTAICS REPORT, FREIBURG, 2025.
- [6] R. MESSENGER AND J. VENTRE, PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ENGINEERING, 4TH ED., CRC PRESS, 2017.
- [7] IEC 61724-1:2021, PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE – PART 1: MONITORING, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, GENEVA, 2021.
- [8] A. WALKER, UNDERSTANDING SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY / NREL, 2022.
- [9] IEA PVPS, TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2024, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, 2024.
- [10] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), BATTERIES AND SECURE ENERGY TRANSITIONS, PARIS, 2024.
- [11] UNESCO, SOLAR PV INSTALLATION IN PRIMARY SCHOOLS AND UNIVERSITIES, DIGITAL TRANSFORMATION COLLABORATIVE FINANCING TOOLKIT, 2025.
- [12] B. MBUMBA ET AL., EVALUATION OF OFF-GRID PHOTOVOLTAIC PROJECTS FOR SCHOOLS AND HEALTH CENTRES IN SUB-SAHARAN AFRICA, JOURNAL OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF ENERGY, WATER AND ENVIRONMENT SYSTEMS, 2024.
- [13] RELEVÉS DE TERRAIN, DONNÉES SMARTESS, MESURES TECHNIQUES ET SIMULATIONS DE L'INSTALLATION DU CEM CHAHID YAHIAOUI MOHAMED TAHAR, M'SILA, CAMPAGNE FÉVRIER–AVRIL 2026.

- [14] MUST SOLAR, PV1800 VHM SERIES OFF-GRID SOLAR INVERTER: DATASHEET AND USER DOCUMENTATION, 5 kW / 48 V MODELS, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [15] FICHE TECHNIQUE DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE POLYCRISTALLIN CEM250P-60, PARAMÈTRES STC ET CONFIGURATION DU CHAMP PV, DOCUMENT INSTALLATEUR/PVSYST, 2026.
- [16] M. RASHID ET AL., EFFECT OF DUST ACCUMULATION ON THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC PANELS, ENVIRONMENTAL SCIENCE AND POLLUTION RESEARCH, 2023.
- [17] J. K. KALDELLIS ET AL., LIFETIME MODELLING OF LEAD ACID BATTERIES IN HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS, RISØ NATIONAL LABORATORY / DTU, 2005.
- [18] PVSYST SA, ARRAY THERMAL LOSSES AND NOCT DEFINITION, DOCUMENTATION TECHNIQUE PVSYST, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [19] SMARTËSS / EASUN POWER, SMARTËSS MONITORING PLATFORM AND WI-FI DATA LOGGER DOCUMENTATION FOR HYBRID/OFF-GRID INVERTERS, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [20] PVSYST SA, PVSYST 8 DOCUMENTATION AND TUTORIALS: SIMULATION, SIZING AND PERFORMANCE ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [21] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) / SONELGAZ, BARÈMES ET TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ EN ALGÉRIE, DOCUMENTATION TARIFAIRE EN VIGUEUR.
- [22] ADEME / IEA, BASE CARBONE – FACTEUR D'ÉMISSION DE L'ÉLECTRICITÉ FOURNIE PAR LE RÉSEAU EN ALGÉRIE, VALEUR DE RÉFÉRENCE ENVIRON 0,545 KGCO₂/KWH.
- [23] NATIONS UNIES, OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE : ODD 4 – EDUCATION DE QUALITÉ ET ODD 7 – ENERGIE PROPRE ET D'UN COÛT ABORDABLE, AGENDA 2030.
- [24] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), WORLD ENERGY BALANCES AND NATURAL GAS POWER GENERATION EFFICIENCY DATA, PARIS; VALEURS DE CONVERSION ÉNERGÉTIQUE PCI UTILISÉES POUR L'ESTIMATION GAZ-ÉLECTRICITÉ.
- [25] DISCOVER BATTERY, TECHNICAL GUIDANCE ON TEMPERATURE EFFECTS AND SERVICE LIFE OF LEAD-ACID/GEL BATTERIES, DOCUMENTATION TECHNIQUE, CONSULTÉ LE 02/06/2026.
- [26] MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES / SONELGAZ, PROGRAMME NATIONAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DÉVELOPPEMENT DE CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES EN ALGÉRIE À L'HORIZON 2030–2035, COMMUNICATIONS OFFICIELLES ET RAPPORTS SECTORIELS.

ANNEXES

A.1 Tableau récapitulatif journalier – Février 2026

Le tableau ci-dessous présente les valeurs journalières estimées pour le mois de février 2026. La somme mensuelle respecte les résultats PVsyst : EPV = 804,0 kWh, Econso $\approx$ 1200,5 kWh et Eréseau = 396,5 kWh.

Date	EPV (kWh)	Econso (kWh)	Eréseau (kWh)	SOC moy. (%)	PR
01/02/2026	24,6	42,7	19,1	65	0,75
02/02/2026	27,4	42,7	15,2	70	0,77
03/02/2026	29,4	43,9	12,5	76	0,81
04/02/2026	31,5	43,9	9,7	79	0,82
05/02/2026	33,5	42,7	9,7	83	0,84
06/02/2026	30,3	42,0	11,3	77	0,81
07/02/2026	26,6	42,0	16,3	69	0,77
08/02/2026	21,7	42,8	23,0	60	0,73
09/02/2026	28,7	42,8	13,6	74	0,80
10/02/2026	32,7	43,9	9,7	82	0,83
11/02/2026	34,3	43,9	9,7	84	0,84
12/02/2026	29,4	42,8	12,5	76	0,81
13/02/2026	25,4	42,0	17,9	67	0,76
14/02/2026	23,4	42,0	20,6	63	0,74
15/02/2026	27,4	42,8	15,2	70	0,77
16/02/2026	30,3	42,8	11,3	77	0,81
17/02/2026	35,2	43,9	9,7	86	0,85
18/02/2026	33,5	43,9	9,7	83	0,84
19/02/2026	28,6	42,8	13,6	74	0,80
20/02/2026	26,6	42,0	16,3	69	0,77
21/02/2026	22,6	42,0	21,8	62	0,74
22/02/2026	24,6	42,8	19,1	65	0,75
23/02/2026	29,4	42,8	12,5	76	0,81
24/02/2026	31,5	43,9	9,7	79	0,82
25/02/2026	34,3	43,9	9,7	84	0,84
26/02/2026	30,3	42,8	11,3	77	0,81
27/02/2026	27,4	42,0	15,2	70	0,77
28/02/2026	23,4	42,0	20,6	63	0,74
Total / Moyenne	804,0	1200,5	396,5	73,6	0,79

A.2 Tableau récapitulatif journalier – Mars 2026

Le tableau ci-dessous présente les valeurs journalières estimées pour le mois de mars 2026. La somme mensuelle respecte les résultats PV_{syst} : EPV = 980,0 kWh, Econso ≈ 1329,0 kWh et Eréseau = 348,8 kWh.

Date	EPV (kWh)	Econso (kWh)	Eréseau (kWh)	SOC moy. (%)	PR
01/03/2026	26,9	42,8	15,0	65	0,71
02/03/2026	28,5	42,8	13,6	67	0,72
03/03/2026	30,7	43,9	11,5	70	0,73
04/03/2026	32,7	43,9	9,8	75	0,77
05/03/2026	34,6	42,8	8,0	78	0,78
06/03/2026	29,8	41,8	12,4	69	0,73
07/03/2026	23,9	41,8	17,8	60	0,69
08/03/2026	26,3	42,8	15,7	64	0,71
09/03/2026	32,3	42,8	10,1	75	0,76
10/03/2026	35,9	43,9	7,4	80	0,78
11/03/2026	38,1	43,9	7,4	83	0,80
12/03/2026	33,6	42,8	8,9	77	0,77
13/03/2026	31,4	41,8	11,0	73	0,76
14/03/2026	28,2	41,8	13,9	67	0,72
15/03/2026	25,3	42,8	16,6	62	0,70
16/03/2026	29,5	42,8	12,7	69	0,73
17/03/2026	33,9	43,9	8,6	77	0,77
18/03/2026	37,8	43,9	7,4	83	0,80
19/03/2026	40,0	42,8	7,4	86	0,81
20/03/2026	36,2	41,8	7,4	80	0,79
21/03/2026	32,0	41,9	10,4	74	0,76
22/03/2026	28,8	42,8	13,3	68	0,72
23/03/2026	26,9	42,8	15,1	65	0,71
24/03/2026	30,4	43,9	11,8	70	0,73
25/03/2026	34,9	43,9	7,7	78	0,78
26/03/2026	38,7	42,8	7,4	84	0,80
27/03/2026	37,1	41,9	7,4	82	0,79
28/03/2026	33,3	41,9	9,2	76	0,77
29/03/2026	31,1	42,8	11,3	71	0,74
30/03/2026	27,5	42,8	14,5	66	0,71
31/03/2026	23,7	43,9	18,1	60	0,69
Total / Moyenne	980,0	1329,0	348,8	72,7	0,75

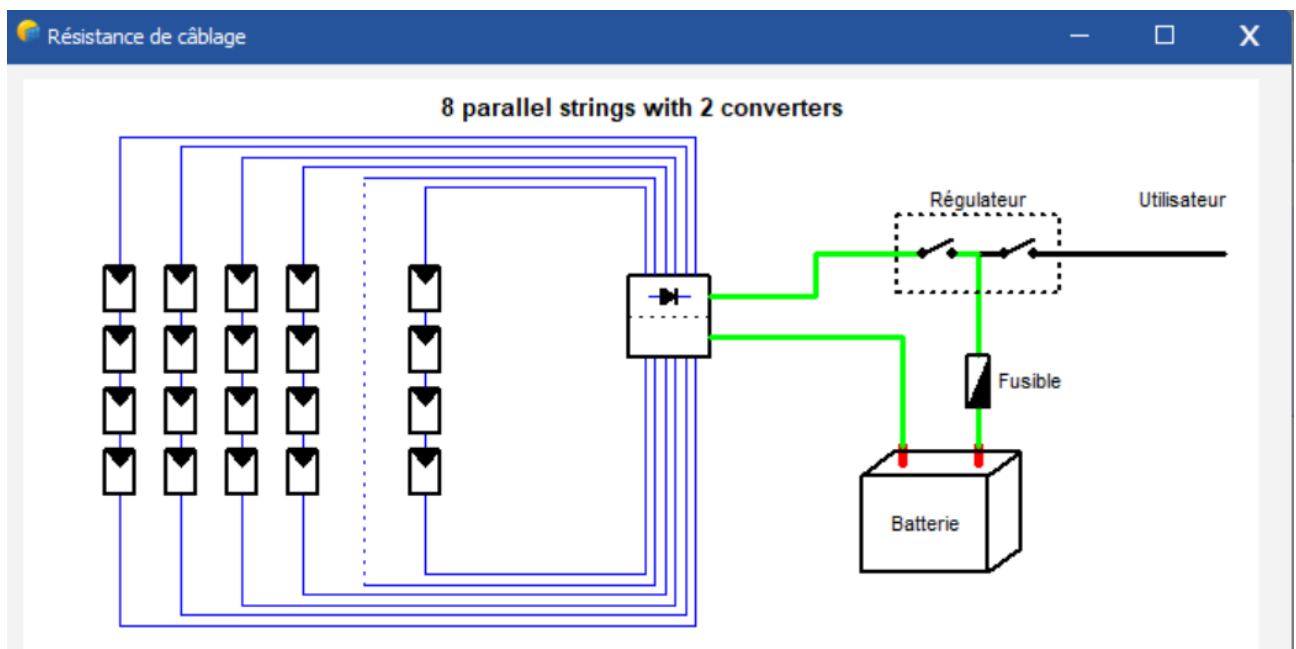
A.3 Tableau récapitulatif journalier – Avril 2026

Le tableau ci-dessous présente les valeurs journalières estimées pour le mois de avril 2026. La somme mensuelle respecte les résultats PVsyst : EPV = 1028,0 kWh , Econso $\approx$ 1286,0 kWh et Eréseau = 257,5 kWh.

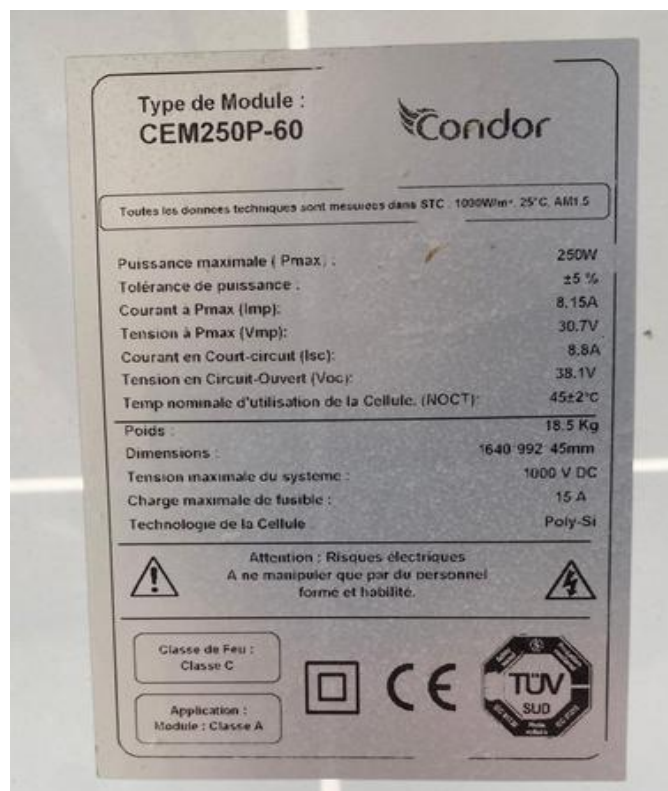
Date	EPV (kWh)	Econso (kWh)	Eréseau (kWh)	SOC moy. (%)	PR
01/04/2026	29,7	42,7	11,2	66	0,68
02/04/2026	32,3	42,7	9,2	69	0,70
03/04/2026	34,9	43,9	7,2	75	0,73
04/04/2026	36,9	43,9	6,2	78	0,75
05/04/2026	39,6	42,7	6,2	81	0,76
06/04/2026	37,9	42,0	6,2	79	0,75
07/04/2026	30,3	42,0	10,7	66	0,69
08/04/2026	25,7	42,7	14,2	60	0,66
09/04/2026	29,0	42,8	11,7	65	0,68
10/04/2026	33,6	43,9	8,2	73	0,73
11/04/2026	38,2	43,9	6,2	79	0,75
12/04/2026	40,9	42,8	6,2	83	0,77
13/04/2026	38,9	42,0	6,2	80	0,76
14/04/2026	34,6	42,0	7,6	74	0,73
15/04/2026	31,0	42,8	10,2	67	0,69
16/04/2026	27,4	42,8	13,0	62	0,67
17/04/2026	30,0	43,9	11,0	66	0,68
18/04/2026	35,6	43,9	6,7	76	0,74
19/04/2026	40,2	42,8	6,2	82	0,76
20/04/2026	42,9	42,0	6,2	86	0,78
21/04/2026	39,2	42,0	6,2	81	0,76
22/04/2026	35,3	42,8	7,1	75	0,74
23/04/2026	32,6	42,8	9,1	70	0,70
24/04/2026	28,7	43,9	12,0	64	0,68
25/04/2026	26,4	43,9	13,7	61	0,66
26/04/2026	30,7	42,8	10,6	67	0,69
27/04/2026	36,3	42,0	6,2	77	0,74
28/04/2026	39,9	42,0	6,2	82	0,76
29/04/2026	37,6	42,8	6,2	79	0,75
30/04/2026	31,7	42,8	9,7	68	0,69
Total / Moyenne	1028,0	1286,0	257,5	73,0	0,72

Note : les données journalières sont estimées à partir des bilans mensuels PVsyst. Elles respectent les totaux mensuels utilisés dans l'analyse : énergie fournie à l'utilisateur, énergie appelée par la charge et énergie manquante.

A.4 Schéma simplifié du câblage :



A.5 Caractéristique de panneaux :



A.6 Caractéristique de l'onduleur :



A.7 Caractéristique de batterie :



A.9 Rapport de PV système :



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:
20/05/26 11:54
with V7.4.8

Project: memoire-fin

Variant: memoire-fin

Project summary

Geographical Site

M'Sila CEM

Algeria

Situation

Latitude 35.74 °N
Longitude 4.51 °E
Altitude 499 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

M'Sila CEM

Meteorom 8.1 (1991-2000), Sat=100 % - Synthétique

System summary

Standalone system

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 32 / 0 °

Standalone system with batteries

User's needs

Daily household consumers

Constant over the year

Average 43 kWh/Day

System information

PV Array

Nb. of modules

32 units

Pnom total

8.00 kWp

Battery pack

Technology

Lead-acid, sealed, Gel

Nb. of units

8 units

Voltage

48 V

Capacity

520 Ah

Results summary

Useful energy from solat 1446.25 kWh/year

Specific production 1431 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 72.53 %

Missing Energy 4199.11 kWh/year

Available solar energy 12239.02 kWh/year

Solar Fraction SF 73.17 %

Excess (unused) 145.87 kWh/year

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Detailed User's needs	4
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7

**PVsyst V7.4.8**

VC0, Simulation date:
20/05/26 11:54
with V7.4.8

Project: memoire-fin

Variant: memoire-fin

General parameters**Standalone system****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 32 / 0 °

Standalone system with batteries**Sheds configuration**

No 3D scene defined

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Perez, Meteonorm

Circumsolar

separate

User's needs

Daily household consumers

Constant over the year

Average 43 kWh/Day

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Generic

Model

CEM250-P60

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

250 Wp

Number of PV modules

32 units

Nominal (STC)

8.00 kWp

Modules

8 string x 4 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

7.00 kWp

U mpp

106 V

I mpp

66 A

Controller

Manufacturer

Generic

Model

PV1800

Nb. units

2 units

Technology

MPPT converter

Temp coeff.

-2.7 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies

96.0 / 95.0 %

Total PV power

Nominal (STC)

8 kWp

Total

32 modules

Module area

52.1 m²

Battery

Manufacturer

Generic

Model

12V / 260 Ah

Technology

Lead-acid, sealed, Gel

Nb. of units

2 in parallel x 4 in series

Discharging min. SOC

30.0 %

Stored energy

17.5 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage

48 V

Nominal Capacity

520 Ah (C10)

Temperature

Fixed 20 °C

Battery Management control

Threshold commands as

SOC calculation

Charging

SOC = 0.90 / 0.75

approx.

55.7 / 50.1 V

Discharging

SOC = 0.30 / 0.65

approx.

46.4 / 49.7 V

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

28 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Series Diode Loss

Voltage drop

0.7 V

Loss Fraction

0.6 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-1.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cos(-1))

bo Param.

0.05