



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2025

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN Electrotechnique

Spécialité : énergie renouvelable en électrotechnique

Thème :

Dimensionnement d'un système photovoltaïque pour alimenter un dispositif de pompage du gaz et du pétrole à INAMINAS

Présentée par :

KADRI IKRAM

Soutenu le 16 /10 / 2025 devant le jury composé de :

Président :	ABAD AMEL	Pr	Université de Mostaganem.
Examineur :	BENAOUALI MOHAMED	MAA	Université de Mostaganem
Encadrant	BOUTLILIS FATIMA	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2024/2025

Remerciements

أولاً وقبل كل شيء، أحمد الله حمداً كثيراً طيباً مباركاً فيه، على ما منَّ به عليّ من عونٍ وتوفيقٍ وتسديد، فلولا ه ما كان لهذا العمل أن يتمّ، وأسأله سبحانه أن يجعله خالصاً لوجهه الكريم ونافعاً لعباده.

أتقدم بجزيل الشكر والامتنان إلى أستاذتي المشرفة د. بوتلييس فاطمة على حسن توجيهها وصبرها ومتابعتها المتواصلة التي كان لها الأثر البالغ في إنجاز هذا العمل. كما أعبر عن عميق امتناني للأستاذ بكوش على مساندته الكريمة ونصائحه القيّمة التي أفادتني كثيراً خلال مساري العلمي.

ولا يفوتني أن أوجّه خالص الشكر والتقدير إلى السادة أعضاء لجنة المناقشة على قبولهم مناقشة هذا العمل وتقديم ملاحظاتهم البناءة.

كما أتقدم بجزيل الشكر إلى كافة أساتذة قسم الهندسة الكهربائية بجامعة عبد الحميد بن باديس – مستغانم، على ما قدّموه لنا من علم ودعم وتكوين طيلة سنوات الدراسة، فلمنني كل الاحترام والعرفان.

Dédicace

بسم الله الرحمن الرحيم
الحمد لله حمدًا كثيرًا طيبًا مباركًا فيه، كما ينبغي لجلال وجهه وعظيم سلطانه، الحمد لله الذي بنعمته تتم
الصلوات، وبفضله تنزل الخيرات، وبتوفيقه تُدرك الغايات.

إلى أمي الغالية، نبع الحنان ودفء القلب، التي علمتني معنى التضحية والرضا، وساندتني بدعائها الذي
كان لي سراجًا يضيء طريقي.

إلى أبي العزيز، قوتي ومصدر قوتي، الذي غرس في نفسي حبَّ الجدِّ والاجتهاد، وأهداني من حكمته ما
سببقني نورًا يهدي خطواتي.

إلى أخي الحاج، سندي ودعمي الأول في مشواري الدراسي، الذي لم يبخل عليّ يومًا بتشجيعه الصادق.

إلى سندي الأخرين، محمد وعبد السلام، اللذين كانا عونًا ورفعًا لي في لحظات التعب والإنهاك.

إلى جدتي الراحلة رحمها الله، التي أفتقد دعاءها الحاني، وأشعر بظلِّ حبِّها يرافقني حتى اليوم.

إلى خالتي شريفة، التي أولتني من حبِّها وعطفها ما عزز قوتي وأراح قلبي، فكان حضورها دائمًا مصدر
دعم وطمأنينة لي.

إلى خلاتي وعماتي الكريمات، اللواتي منحنني من مودتهن ورعايتهن ما زادني دفنًا وسندًا.

إلى صديقتي مروة، وصديقتي هدى، اللتين كانتا بلسمًا لروحي وملأًا لقلبي، بدعمهما النفسي ووجودهما
الصادق الذي أضاء أيامي.

وإلى كلِّ صديقاتي العزيزات وطالباتي في مصلى المؤسسات الغاليات، اللواتي كنَّ رفيقات درب وذاكرة
جميلة ستبقى خالدة في قلبي.

إلى كلِّ من ساندني من أفراد عائلتي الكرام وزملائي الأفاضل...

أهدي ثمرة جهدي هذه عربون وفاء وامتنان، ودعاءً صادقًا أن يجزي الله كلَّ من كان سندًا لي خير الجزاء

Résumé :

*Ce mémoire porte sur l'étude et la conception d'un système énergétique photovoltaïque destiné à assurer une alimentation électrique stable pour le centre de séparation CS5 (Centre de Séparation 5) de Sonatrach, situé dans le champ d'Edjeleh à In Amenas. L'étude a débuté par la présentation des fondements théoriques relatifs aux systèmes photovoltaïques et à leurs caractéristiques techniques, suivie par une description détaillée du site industriel et une analyse précise de ses besoins énergétiques. Une simulation technico-économique a ensuite été réalisée à l'aide du logiciel **HOMER Pro** afin d'identifier la configuration optimale en termes de coût et de fiabilité, avant de recourir à la modélisation dynamique sous **MATLAB/Simulink** pour évaluer les performances et la stabilité du système, en comparant les algorithmes de suivi du point de puissance maximale (P&O et Fuzzy) P&O :Perturb and Observe (méthode classique de MPPT) et Fuzzy MPPT Maximum Power Point Tracking par logique floue. Les résultats obtenus démontrent que la solution proposée constitue une alternative efficace pour réduire la dépendance au réseau interne et garantir la continuité des opérations dans un environnement isolé et contraignant, tout en offrant une rentabilité économique et un apport environnemental notable. Cette étude s'inscrit ainsi dans la perspective de la transition énergétique en Algérie et de la valorisation des énergies renouvelables dans les secteurs stratégiques.*

ملخص:

تتناول هذه المذكرة دراسة وتصميم نظام طاقي يعتمد على الطاقة الشمسية لتأمين تغذية كهربائية مستقرة لمركز الفصل التابع لشركة سوناطراك بحقل إدجلاه بعين أميناس. انطلقت الدراسة بعرض الأسس النظرية المرتبطة بالأنظمة CS5 الكهروضوئية وخصائصها التقنية، تلاها توصيف شامل للموقع الصناعي وتحليل دقيق لاحتياجاته الطاقوية. ثم تم اعتماد لتحديد التهيئة المثلى من حيث الكلفة والموثوقية، قبل الانتقال إلى **HOMER Pro** محاكاة تقنية-اقتصادية عبر برنامج تقليدية MPPT قصد تقييم الأداء واستقرار النظام وفق خوارزميات **MATLAB/Simulink** النمذجة الديناميكية على وقد أظهرت النتائج أن النظام المقترح يمثل حلاً فعالاً لتقليص التبعية للشبكة الداخلية وضمان (P&O وFuzzy) وحديث استمرارية العمل في بيئة معزولة وصعبة، مع جدوى اقتصادية معتبرة وملاءمة بيئية واضحة. وتعد هذه الدراسة مساهمة عملية في دعم توجهات الجزائر نحو الانتقال الطاقي وتنمين الطاقات المتجددة في القطاعات الإستراتيجية.

Abstract :

*This dissertation focuses on the study and design of a photovoltaic energy system aimed at ensuring a stable electricity supply for the CS5 separation center of Sonatrach, located in the Edjeleh field at In Amenas. The study began with the presentation of the theoretical foundations related to photovoltaic systems and their technical characteristics, followed by a detailed description of the industrial site and a thorough analysis of its energy requirements. A techno-economic simulation was then carried out using **HOMER Pro** to determine the optimal configuration in terms of cost and reliability, before proceeding to dynamic modeling under **MATLAB/Simulink** to evaluate the performance and stability of the system, with a comparison between Maximum Power Point Tracking algorithms (P&O and Fuzzy). The results show that the proposed solution is an effective alternative to reduce dependence on the internal grid and to ensure the continuity of operations in an isolated and demanding environment, while providing economic profitability and significant environmental benefits. This study thus contributes to Algeria's energy transition and the promotion of renewable energy in strategic sectors.*

Liste d'abréviations :

Tableau : Liste des abréviations utilisées dans le Chapitre I

Abréviation	Définition
PV	Photovoltaïque
I_g	Rayonnement global
I_b	Rayonnement direct
I_d	Rayonnement diffus
I_r	Rayonnement réfléchi
STC	Standard Test Conditions (conditions de test standard : 1000 W/m ² , 25 °C, AM1.5)
Λ	Longitude
Φ	Latitude
B	Inclinaison (angle d'inclinaison du panneau)
A	Azimut
Δ	Déclinaison solaire
R_s	Résistance série
R_{sh}	Résistance shunt (parallèle)
I_{ph}	Photocourant (courant photo-généré)
I_{cc}	Courant de court-circuit
V_{oc}	Tension de circuit ouvert
V_p	Tension aux bornes de la cellule photovoltaïque
I_{pv}	Courant de la cellule photovoltaïque
P_{max}	Puissance maximale
FF	Fill Factor (facteur de forme)
H	Rendement de la cellule
GSTC	Irradiance de référence aux STC (1000 W/m ²)
K	Constante de Boltzmann
Q	Charge élémentaire de l'électron
T	Température de la cellule (K)

Tableau : Liste des abréviations utilisées dans le Chapitre II

Abréviation	Signification en anglais	Définition en français
CS5	Centre de Séparation 5	Centre de séparation n°5 à In Amenas
SONATRACH	Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures	Compagnie nationale algérienne des hydrocarbures
DCS	Distributed Control System	Système de contrôle distribué
ESD	Emergency Shut Down	Système d'arrêt d'urgence

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	Système de contrôle-commande et de supervision
STAH	Sonatrach Transport d'Hydrocarbures	Réseau interne d'alimentation électrique de Sonatrach
AC	Alternating Current	Courant alternatif
DC	Direct Current	Courant continu
MPPT	Maximum Power Point Tracking	Suivi du point de puissance maximale
Voc	Open Circuit Voltage	Tension à vide
Isc	Short Circuit Current	Courant de court-circuit
Vmax	Maximum Voltage	Tension maximale
Imax	Maximum Current	Courant maximal
Pmax	Maximum Power	Puissance maximale
STC	Standard Test Conditions	Conditions standard de test
AM1.5	Air Mass 1.5	Spectre solaire de référence

Tableau : Liste des abréviations utilisées dans le Chapitre III

Abréviation	Définition
HOMER Pro	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (logiciel de simulation et optimisation énergétique)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (USA)
PV	Photovoltaïque
GHI	Global Horizontal Irradiance (irradiation solaire globale horizontale)
SOC	State of Charge (état de charge de la batterie)
AC	Alternating Current (courant alternatif)
DC	Direct Current (courant continu)
LCOE	Levelized Cost of Energy (coût actualisé de l'énergie)
NPC	Net Present Cost (coût net actualisé)
COE	Cost of Energy (coût de l'énergie)
NPV	Net Present Value (valeur actuelle nette)
ROI	Return On Investment (retour sur investissement)
IRR	Internal Rate of Return (taux de rentabilité interne)
STAH	Société de Transport de l'Alimentation en Hydrocarbures (réseau régional mentionné dans le texte)
CAT117	Générateur diesel de type Caterpillar 117 kW (référence du modèle utilisé dans la simulation)
Enphase	Système de stockage (batterie Enphase 1,2 kWh, 240 V)

Tableau : Liste des abréviations utilisées dans le Chapitre IV

Abréviation	Définition
GPV	Générateur Photovoltaïque
PV	Photovoltaïque
STC	Standard Test Conditions (1000 W/m ² , 25°C, AM 1.5)
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
I _{ph}	Courant photo-généré
I _{cc} / I _{sc}	Courant de court-circuit
V _{oc}	Tension de circuit ouvert
I _m	Courant au point de puissance maximale
V _m	Tension au point de puissance maximale
MPPT	Maximum Power Point Tracking
P&O	Perturb and Observe (méthode classique de MPPT)
Fuzzy MPPT	Maximum Power Point Tracking par logique floue
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
DC	Courant Continu
AC	Courant Alternatif
Boost	Convertisseur élévateur de tension (DC–DC)
RL	Charge résistive–inductive
LC / LCL	Types de filtres utilisés pour réduire les harmoniques
VSC	Voltage Source Converter (onduleur)
K	Constante de Boltzmann
Q	Charge élémentaire de l'électron
E _g	Gap d'énergie du semi-conducteur
N _s	Nombre de cellules en série
N _p	Nombre de cellules en parallèle
T _a	Température ambiante
T _c	Température de la cellule
G	Irradiance solaire
D	Rapport cyclique de commande (duty cycle)

Table des matières

<i>Remerciements</i>	2
<i>Dédicace</i>	3
<i>Résumé</i> :	4
<i>Liste d'abréviations</i> :.....	5
<i>Liste Des Figures</i>	10
<i>Les listes des tableaux</i>	12
Introduction Générale	14
Chapitre I	16
<i>Généralité et étude d'un système photovoltaïque</i>	16
I.1. L'introduction :.....	17
I.2.Ressource solaire :	17
I.3. Rayonnement solaire :.....	18
I.4. Types de rayons solaires	19
I.5. Durée d'insolation :.....	20
I.6. Optimisation de la captation du rayonnement :	21
I.7. Coordonnées terrestres :	22
I.8. Orientation et inclinaison de la surface :	22
I.9. Photovoltaïque (PV) :	24
I.9.1. Historique du développement de la cellule photovoltaïque .:	24
I.9.2. Description de la cellule solaire :.....	25
I.10. Générateur photovoltaïque :.....	31
I.11. Classification des systèmes photovoltaïques :	33
I.11.1. Systèmes photovoltaïques autonomes :.....	34
I.11.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique :	36
I.12.L'onduleur :	37
I.13. Domaines d'application des systèmes photovoltaïques :.....	37
I.14. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :	37
I.15. Conclusion :.....	38
Chapitre II	39
II.1. L'introduction :	40
II.2. Localisation et description générale du site CS5 :.....	40
II.2.1. Historique du centre CS5 :	41
II.2.2. Importance stratégique du champ Edjeleh dans le dispositif de SONATRACH :	42
II.3. Fonctionnement et structure du centre de séparation :.....	43
II.3.1. Typologie des champs pétroliers associés :	44

II.3.2. Répartition des centres de séparation dans le champ d'In Amenas :	45
II.4. Situation énergétique actuelle et contraintes d'alimentation :	46
II.4.1. Impact des coupures sur la production :	47
II.5. Données climatiques du site :	47
II.5.1. Températures maximales et minimales :	48
II.5.2. Irradiation solaire (Irradiation globale) :	48
II.6. Description des équipements à alimenter électriquement :	50
II.6.1. Caractéristiques techniques du moteur électrique principal :	50
II.6.2. Analyse du profil de fonctionnement :	51
II.7. Évaluation des besoins énergétiques du site :	52
II.7.1. Calcul théorique de la consommation quotidienne :	52
II.7.2. Estimation des pertes énergétiques du système :	52
II.8. Justification du recours à l'énergie photovoltaïque :	53
II.9. Objectifs du dimensionnement proposé :	54
II.9.1. Assurer la continuité de fonctionnement sans interruption :	54
II.9.2. Réduction de la dépendance au réseau STAH :	54
II.10. Conclusion :	61
III.1. Introduction :	63
III.2 – Étude du projet avec le logiciel HOMER Pro :	63
III.3 – Présentation du logiciel HOMER Pro :	64
III.6. Données météorologiques : III.6.1 – Ressource solaire	67
III.6.2 – Ressource de température :	68
III.7 – Création du système photovoltaïque connecté au réseau :	69
III.8 – Résultats de la simulation des performances du système photovoltaïque connecté au réseau :	70
III.8.2 – L'énergie produite par le champ photovoltaïque	72
III.9 – Analyse de l'évolution de la production énergétique journalière d'un système hybride :	77
III.10 – Les indices économiques :	81
III.10.1 – Les paramètres économiques du système :	83
III.10.2 – La comparaison économique :	84
III.11. Taux de pénétration des énergies renouvelables :	85
III.11. Conclusion :	87
IV.1. Introduction	89
IV.2. Système photovoltaïque Proposé :	89
IV.2.1. Présentation de la structure du système photovoltaïque :	90
IV.2.2. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque :	91

IV.3. Interprétation des résultats de simulation de l'hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou:	106
IV.4 .Interprétation des résultats de simulation du régulateur flou :	107
IV.4.1.Raccordement au réseau de distribution de Sonelgaz :	107
IV.5.Simulation global sous MATLAB-Simulink :	108
IV.6.Interprétation des résultats de simulation globale sous MATLAB-Simulink :	110
IV.7.Conclusion:	111

Liste Des Figures

❖ Figure 1 : Spectre du rayonnement solaire à l'extérieur et à la surface de l'atmosphère terrestre.....	18
❖ Figure 2: Types de rayonnement solaire reçus au sol	20
❖ Figure 3 : Héliographe de Campbell-Stokes utilisé pour mesurer la durée	21
❖ Figure 4 : Courbe de déclinaison du soleil [16]	24
❖ Figure 5 : A gauche, la caractéristique d'une photodiode et à droite la caractéristique d'une cellule photovoltaïque [21]	25
❖ Figure 6 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV [22].....	26
❖ Figure 7 : Influence de la résistance série sur la caractéristique I_{pv} (V_p)	28
❖ Figure 8 : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I_{pv} (V_p)	28
❖ Figure 9 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique I_{pv} (V_p) à température constante	29
❖ Figure 10 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique P_v (V_p)	30
❖ Figure 11 : Influence de la température sur la caractéristique I_{pv} (V_p) à un ensoleillement constant.....	30
❖ Figure 12 : Influence de la température sur la caractéristique P_v (V_p) à un ensoleillement constant	31
❖ Figure 13 : Cellules identiques en série	32
❖ Figure 14 : Cellule identiques en parallèles.	32
❖ Figure 15 : Association mixte (série/ parallèle)	33
❖ Figure 16 : Classification des systèmes photovoltaïques.....	34
❖ Figure 17 : Système photovoltaïque autonome.....	35
❖ Figure 18 : Système PV autonome hybride.....	35
❖ Figure 19 : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique [31].....	36

❖ Figure 20 : Les plus anciens gisements pétroliers découverts en Algérie [32].	41
❖ Figure 21 Position de in amines d'Edjeleh, (STAH) [34].	42
❖ Figure 22 : Première découverte pétrolière dans le sud Algérien le 28 Février 1956.	43
❖ Figure 23 : Schéma d'un centre de séparation [35].	44
❖ Figure 24 Figure (II.5) : Situation des champs de la région d'in-amenas[36].	45
❖ Figure 25: centre de séparation (Vue prise sur site lors du stage à In Amenas).	47
❖ Figure 26 : Pompe et moteur situés au centre CS5(Vue prise sur site lors du stage à In Amenas).	50
❖ Figure 27 : Position de ain aminas –edjeleh- via homer pro. ...	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 28 : Architecture de l'installation PV.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 29 : Schéma de l'architecture générale du système hybride étudié.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 30 : Moyenne mensuelle du rayonnement solaire global horizontal (GHI) et indice de clarté à In Amenas.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 31 : Variation mensuelle de la température moyenne à In Amenas.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 32: Performance de la batterie et évolution de l'état de charge (SOC) au cours de l'année.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 33 : Production et consommation électriques annuelles – Simulation HOMER Pro.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 34 : Sortie annuelle de puissance PV – Simulation HOMER Pro.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 35 : Énergie achetée et vendue au réseau – Simulation HOMER Pro.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 36 : Performances de l'onduleur et du redresseur – Résultats de simulation via HOMER Pro	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 37 : Profil journalier des échanges énergétiques (production PV, charge, achats et ventes réseau) – Simulation HOMER Pro.	79
❖ Figure 38 : Échanges d'énergie avec le réseau – Simulation HOMER Pro (été).	81
❖ Figure 39 : Résumé des coûts – Architecture du système hybride simulé sous HOMER Pro	Erreur ! Signet non défini.

❖ Figure 40 : Comparaison économique entre le système de base et le système hybride proposé.....	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 41 : Résultats économiques – comparaison entre le système de base et le système proposé.....	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 42 : Résultats de l’optimisation économique des différentes configurations simulées.	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 43 : Flux de trésorerie du système hybride – Simulation HOMER Pro	Erreur ! Signet non défini.
❖ Figure 44 : Taux de pénétration et couverture de la charge par les énergies renouvelables – Simulation HOMER Pro	86
❖ Figure 45. Schéma synoptique d’un système photovoltaïque relié au réseau électrique	90
❖ Figure 46 : Schéma du module photovoltaïque sous Matlab-Simulink.....	94
❖ Figure 47 . Caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) d’un générateur photovoltaïque	95
❖ Figure 48. Caractéristique ($P_v=f(V_p)$) d’un générateur photovoltaïque	96
❖ Figure 49. Caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) d’un générateur photovoltaïque	97
❖ Figure 50 : Caractéristique ($P_v=f(V_p)$) d’un générateur photovoltaïque.....	97
❖ Figure 51 : Caractéristique I_v-V_p du générateur photovoltaïque.....	98
❖ Figure 52 : Caractéristique P_v-V_p du générateur photovoltaïque	99
❖ Figure 53 Schéma de simulation de la commande MPPT du hacheur.....	100
❖ Figure 54). Circuit électrique équivalent du convertisseur (Boost).....	101
❖ Figure 55 : Circuits équivalents des deux phases de fonctionnement (A) : H fermé, (B) : H ouvert	101
❖ Figure 56 : Schéma de simulation du générateur (GPV) et l’hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink	102
❖ Figure 57 : Schéma fonctionnel d’un régulateur flou [46] (Fuzzification, Inference, Défuzzification).....	103
❖ Figure 58 Fonction d’appartenance des variables d’entrées[45].....	104
❖ Figure 59: Résultats de simulation du (Boost) avec MPPT flou pour différentes valeurs d’irradiation et de température	106
❖ Figure 60. Schéma simplifié de la liaison au réseau[47].....	107
❖ Figure 61 : Schéma global de simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique de Sonelgaz sous MATLAB/Simulink.....	109

- ❖ Figure 62. Caractéristiques des Puissances active et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau..... 110

Les listes des tableaux

- ❖ **Tableau 1: Principaux avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques.**
..... 37
- ❖ Tableau 2 : Températures minimales et maximales enregistrées à In Amenas[37] 48
- ❖ Tableau 3 : Potentiel solaire moyen de la région d’In Amenas[38]..... 48
- ❖ **Tableau 4 : Impact des conditions venteuses et sableuses sur l’exploitation photovoltaïque à In Amenas[39]** 49
- ❖ **Tableau 5 : Caractéristiques techniques du moteur principal du centre CS5.** 50
- ❖ Tableau 6 : Résumé des besoins énergétiques journaliers du centre CS5..... 52
- ❖ Tableau 7 Description fonctionnelle et logique de connexion des composants du système photovoltaïque. 56
- ❖ Tableau 8 : Inclinaison optimale en fonction de la latitude. 58
- ❖ Tableau 9: Caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque SPR-305WHT (SunPower)..... 59
- ❖ **Tableau 10:Irradiation solaire moyenne mensuelle du site CS5 – In Amenas.** 67
- ❖ **Tableau 11: Paramètres de fonctionnement du générateur photovoltaïque (Site CS5 – In Amenas).**..... 73
- ❖ **Tableau 12: Répartition annuelle de la production d’énergie selon la source.** 77
- ❖ Tableau 13 : Synthèse horaire des échanges énergétiques avec le réseau (24 janvier).78
- ❖ Tableau 14: Synthèse horaire des échanges énergétiques avec le réseau (06 juillet). . 80
- ❖ Tableau 15dessous résume les principaux paramètres économiques obtenus à partir de la simulation HOMER Pro 83
- ❖ **Tableau 16:Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour modélisation et la simulation.**..... 92

Introduction Générale

Introduction Générale :

Les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, représentent aujourd'hui l'une des alternatives stratégiques les plus prometteuses pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux, notamment dans les régions à fort ensoleillement telles que le Sahara algérien. L'importance de cette orientation se manifeste clairement dans les installations pétrolières et gazières, à l'image du centre de séparation **CS5** du champ d'Edjeleh à In Amenas, où la continuité et la qualité de l'alimentation électrique constituent une condition indispensable à la pérennité des opérations de production. Or, la dépendance exclusive au réseau conventionnel ou aux groupes électrogènes diesel demeure limitée face aux exigences de durabilité économique et environnementale, ce qui rend nécessaire le recours à des solutions hybrides plus fiables. Dans ce contexte, le présent mémoire a pour objectif la conception et l'étude d'un système énergétique hybride combinant une centrale photovoltaïque, un dispositif de stockage par batteries et un couplage éventuel au réseau, afin d'assurer une alimentation stable et efficace du centre. La méthodologie adoptée s'appuie sur une double approche : une analyse technico-économique à l'aide du logiciel **HOMER Pro** pour identifier la configuration optimale en termes de coûts et d'investissement, puis une modélisation dynamique sous **MATLAB/Simulink** pour évaluer la stabilité et la performance du système dans différentes conditions climatiques et opérationnelles, avec une comparaison entre les algorithmes de suivi du point de puissance maximale (P&O et Fuzzy MPPT). Le mémoire s'articule autour de quatre chapitres complémentaires : présentation des fondements théoriques liés aux systèmes photovoltaïques, étude du site et des besoins énergétiques du centre CS5, simulation économique via HOMER Pro, et enfin modélisation dynamique sous Simulink. L'ensemble de ces travaux aboutit à des résultats et recommandations pratiques qui contribuent à accompagner la transition énergétique durable en Algérie.

Chapitre I

Généralité et étude d'un système photovoltaïque

I.1. L'introduction :

L'énergie solaire constitue aujourd'hui une alternative majeure aux sources fossiles, en réponse aux défis environnementaux et à la croissance continue de la demande énergétique. Inépuisable et propre, elle peut être convertie efficacement en électricité grâce aux technologies photovoltaïques, offrant une production décentralisée et durable [1].

Les progrès réalisés dans le rendement des modules solaires et dans les solutions de stockage ont favorisé une adoption croissante des systèmes photovoltaïques, y compris dans les applications industrielles. Leur intégration dans des configurations hybrides (PV + Batterie + Réseau) renforce leur flexibilité et leur fiabilité, notamment dans les zones où l'accès au réseau électrique reste limité [2].

Ce chapitre présente ainsi les bases théoriques indispensables à l'étude d'un système photovoltaïque, en abordant les principes de l'énergie solaire, les technologies des cellules, les solutions de stockage ainsi que les architectures hybrides. Ces notions constitueront le socle scientifique de l'analyse développée dans les chapitres suivants.

I.2. Ressource solaire :

Le Soleil constitue une ressource énergétique primordiale, émettant un rayonnement électromagnétique dont la majorité se situe dans le spectre visible ($\approx 47\%$), suivi des rayonnements infrarouges ($\approx 44\%$) et ultraviolets ($\approx 9\%$). À l'extérieur de l'atmosphère, l'irradiance atteint en moyenne $1,37 \text{ kW/m}^2$, mais cette valeur est réduite à environ 1000 W/m^2 au niveau du sol dans des conditions standard. L'énergie reçue varie selon la localisation géographique, l'heure, la saison et les conditions atmosphériques (nuages, brouillard, particules), qui influencent la répartition entre rayonnement direct et diffus. [3]

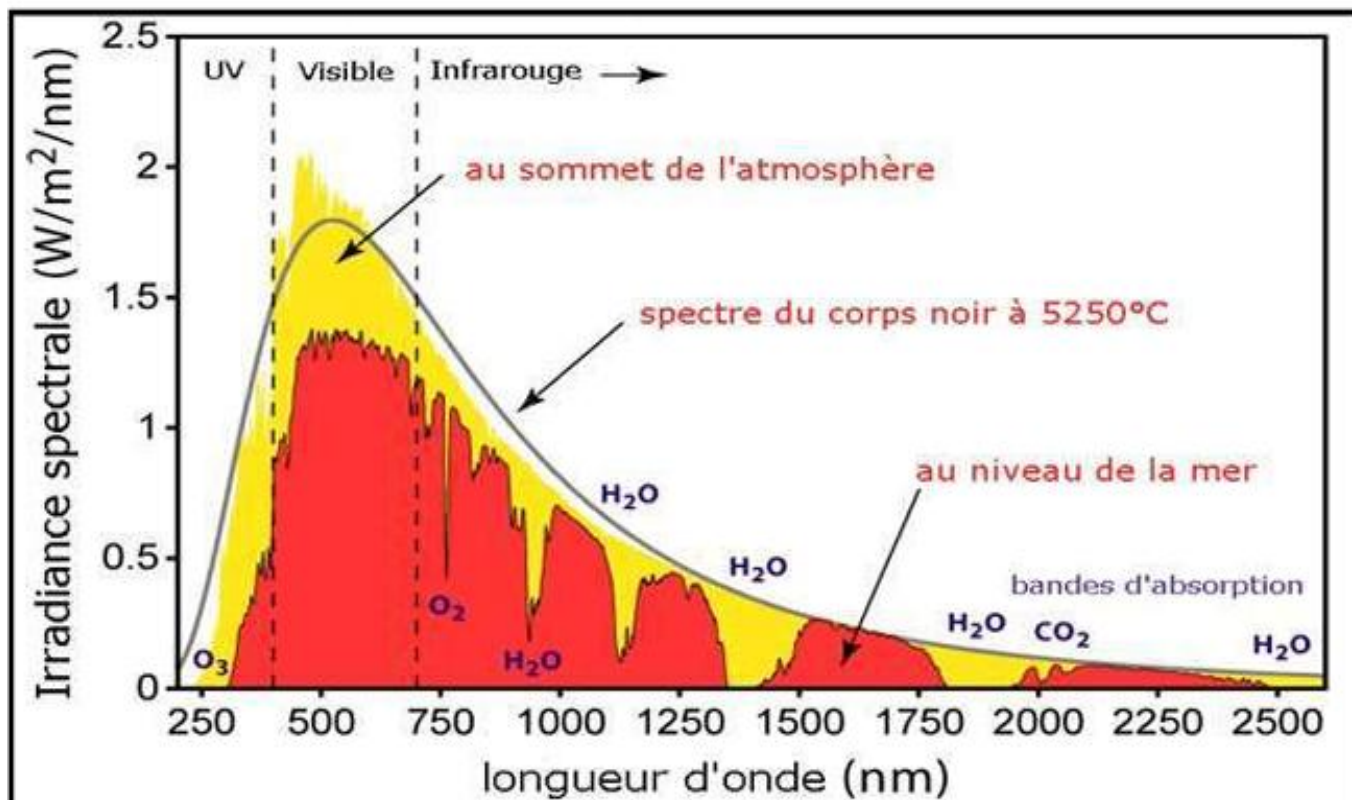


Figure 1 : Spectre du rayonnement solaire à l'extérieur et à la surface de l'atmosphère terrestre

Cette figure illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire en deux courbes distinctes : l'une mesurant l'énergie solaire au sommet de l'atmosphère terrestre, et l'autre à la surface du sol. On remarque que certaines longueurs d'onde sont atténuées à cause de l'absorption atmosphérique par la vapeur d'eau, l'ozone et le dioxyde de carbone. Cette information est essentielle pour dimensionner un système photovoltaïque performant, car elle permet de connaître la part utile du spectre réellement exploitable au sol.

I.3. Rayonnement solaire :

Le Soleil constitue la source principale de toute forme d'énergie sur Terre, notamment l'énergie solaire exploitée par les systèmes photovoltaïques pour la production d'électricité. L'efficacité de cette production dépend fortement de plusieurs facteurs, notamment la localisation géographique du système, la saison, et l'heure de la journée. Ces éléments influencent directement l'intensité du rayonnement solaire reçu ainsi que la température ambiante, deux paramètres déterminants pour le rendement des modules photovoltaïques [4].

Le rayonnement solaire est une forme d'énergie électromagnétique, transportée par des ondes de longueurs variées. Le Soleil émet continuellement une quantité massive de cette énergie dans l'espace. Cependant, seule une infime fraction atteint la surface terrestre, et c'est

cette part qui est captée et exploitée dans les applications solaires, notamment la conversion photovoltaïque [5].

I.4. Types de rayons solaires

Le rayonnement solaire atteignant la surface terrestre n'est pas uniforme : il varie selon le parcours suivi par les rayons à travers l'atmosphère ainsi que les interactions avec l'environnement proche. On distingue principalement quatre composantes :

A. Rayonnement direct (I_b) :

C'est la partie du rayonnement solaire qui provient directement du disque solaire sans être déviée ni dispersée par l'atmosphère. Il est généralement très intense et correspond à la lumière que nous percevons lorsque le ciel est clair. Ce rayonnement est particulièrement exploité dans les systèmes utilisant des suiveurs solaires ou des technologies à concentration.

B. Rayonnement diffus (I_d) :

Il s'agit du rayonnement solaire ayant subi une dispersion par les particules atmosphériques, telles que les molécules d'air, les poussières ou les nuages. Ce rayonnement se propage dans toutes les directions, ce qui explique la luminosité ambiante même par temps nuageux. Bien qu'il soit moins intense que le rayonnement direct, il joue un rôle essentiel dans les installations photovoltaïques fixes [6].

C. Rayonnement réfléchi (I_r) :

Cette composante dépend des propriétés réfléchissantes de la surface terrestre (albédo). Elle correspond à la portion de lumière solaire – en particulier du rayonnement direct – qui est réfléchi par des surfaces claires telles que la neige, le sable ou l'eau. Bien que souvent négligé dans les calculs, ce rayonnement peut contribuer à augmenter le rendement global, notamment dans les systèmes bifaciaux [7].

D. Rayonnement global (I_g) :

Le rayonnement global est la somme des trois composantes précédentes : direct, diffus et réfléchi. Il représente donc la quantité totale d'énergie solaire reçue sur une surface horizontale. Cette grandeur est essentielle pour l'estimation du potentiel photovoltaïque d'un site donné. Elle est souvent mesurée par les stations météorologiques spécialisées à l'aide de pyranomètres [8].

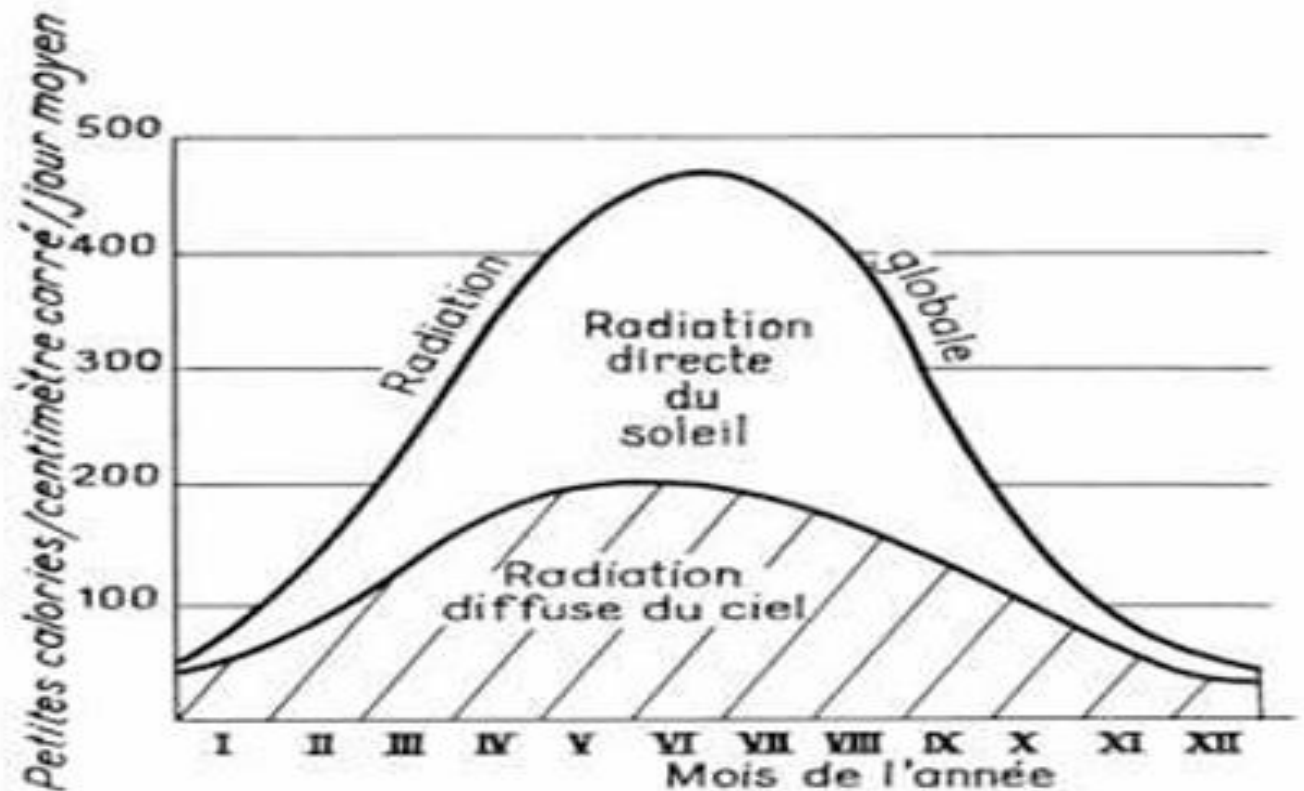


Figure 2: Types de rayonnement solaire reçus au sol

Ce graphique montre la variation annuelle des trois composantes du rayonnement solaire :

Direct : rayonnement venant directement du soleil, dominant en été.

Diffus : rayonnement dispersé par l'atmosphère, présent même en ciel couvert. *Global* : somme des deux précédents, représentant l'énergie totale reçue sur une surface horizontale. Ces données sont essentielles pour estimer le potentiel de production d'un système photovoltaïque

I.5. Durée d'insolation :

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures quotidiennes pendant lesquelles le soleil est visible au-dessus de l'horizon. Elle constitue un indicateur clé pour évaluer le potentiel de production d'un système photovoltaïque.

À In Amenas, cette durée dépasse souvent 3000 heures/an., ce qui en fait une zone favorable à l'énergie solaire. Elle peut être mesurée à l'aide d'un *héliographe Campbell-Stokes*, qui concentre les rayons du soleil sur une bande de papier, enregistrant ainsi les périodes d'ensoleillement réel [9].

En l'absence d'instrument de mesure, elle peut être estimée à partir de la latitude du site et de la déclinaison solaire. Ces estimations permettent de planifier avec précision les plages horaires de production optimale, étape essentielle pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque hybride adapté aux contraintes locales.



Figure 3 : Héliographe de Campbell-Stokes utilisé pour mesurer la durée .

I.6. Optimisation de la captation du rayonnement :

Pour améliorer la performance d'un système photovoltaïque, il est essentiel d'optimiser la captation du rayonnement solaire. Cela passe par le bon choix de l'orientation (plein sud dans l'hémisphère nord) et de l'inclinaison (angle β) des panneaux. L'angle optimal correspond généralement à la latitude du site, soit environ 28° pour In Amenas. [10]

Au centre de séparation CS5, l'espace disponible est dégagé et sans ombrage, ce qui constitue un atout important pour maximiser l'exposition au rayonnement direct. En respectant ces conditions d'installation, on peut atteindre une production énergétique plus stable et efficace tout au long de l'année.

I.7. Coordonnées terrestres :

Les coordonnées terrestres permettent de localiser un point sur la surface du globe terrestre à l'aide de trois paramètres fondamentaux : *la longitude, la latitude et l'altitude*. Ces paramètres sont essentiels pour l'analyse des données solaires d'un site, puisqu'ils influencent directement la trajectoire apparente du soleil et, par conséquent, la quantité de rayonnement disponible.

A. Longitude (λ) :

La longitude est définie comme l'angle entre le plan méridien passant par un lieu donné et le plan du méridien de référence, celui de Greenwich. Par convention, les longitudes à l'est de Greenwich sont positives (+), tandis que celles situées à l'ouest sont négatives (-). La longitude est exprimée en degrés et notée généralement par le symbole λ [11].

B. Latitude (φ):

La latitude est l'angle formé entre une ligne reliant un point quelconque de la surface terrestre à son centre et le plan équatorial. Elle varie de -90° à $+90^\circ$, avec :

- 0° à l'équateur,
- $+90^\circ$ au pôle Nord,
- -90° au pôle Sud.

En général, on considère le signe *positif* (+) pour l'hémisphère *nord* et le signe *négatif* (-) pour l'hémisphère sud. La latitude est désignée par le symbole φ . [12]

C. Altitude :

L'altitude représente la hauteur verticale, exprimée en mètres, entre un point donné à la surface de la Terre et un niveau de référence, généralement le niveau moyen de la mer. Elle influence notamment *la température locale* et la densité de l'air, deux facteurs ayant un impact sur *le rendement des systèmes photovoltaïques*.

Ces trois coordonnées sont particulièrement importantes dans notre étude, car elles déterminent la position exacte du site de *CS5 à In Amenas*, et permettent d'obtenir les données climatiques et solaires nécessaires à la simulation et au dimensionnement du système PV [13].

I.8. Orientation et inclinaison de la surface :

L'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires sont deux paramètres déterminants pour optimiser la captation du rayonnement solaire. Une mauvaise configuration peut entraîner une baisse significative de la performance du système photovoltaïque.

Azimut (α) : L'azimut représente l'angle horizontal entre la direction perpendiculaire à la surface des panneaux et le *sud géographique*, mesuré dans le sens des aiguilles d'une montre. On le définit ainsi :

$\alpha = -90^\circ$: surface orientée vers l'est, $\alpha = 0^\circ$: orientation plein sud (idéal dans l'hémisphère nord), $\alpha = +90^\circ$: orientation ouest, $\alpha = \pm 180^\circ$: orientation vers le nord.

Une orientation vers le sud est généralement préférable dans les régions de l'hémisphère nord comme In Amenas, car elle maximise la durée d'exposition directe au soleil au cours de la journée.

Inclinaison (β) : L'angle d'inclinaison est l'angle entre la surface du panneau et l'horizontale. Cet angle influence directement la quantité d'énergie solaire captée. Son optimisation dépend de la latitude du site, mais également de la période de l'année. Pour une production annuelle maximale, une inclinaison égale à la latitude géographique du lieu est souvent recommandée.

L'orientation (azimut, α) et l'inclinaison (β) des panneaux solaires influencent directement la quantité d'énergie captée. Dans l'hémisphère nord, une orientation plein sud ($\alpha = 0^\circ$) est optimale, tandis qu'une inclinaison proche de la latitude du site assure une production annuelle maximale. [14]

La valeur de la déclinaison solaire δ pour un jour donné de l'année peut être calculée selon la relation suivante [15] :

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin\left(\frac{2\pi(n+284)}{365}\right) \quad (I.1) \quad [15]$$

où n est le numéro du jour dans l'année (par exemple, n = 1 pour le 1er janvier, n = 32 pour le 1er février, etc.).

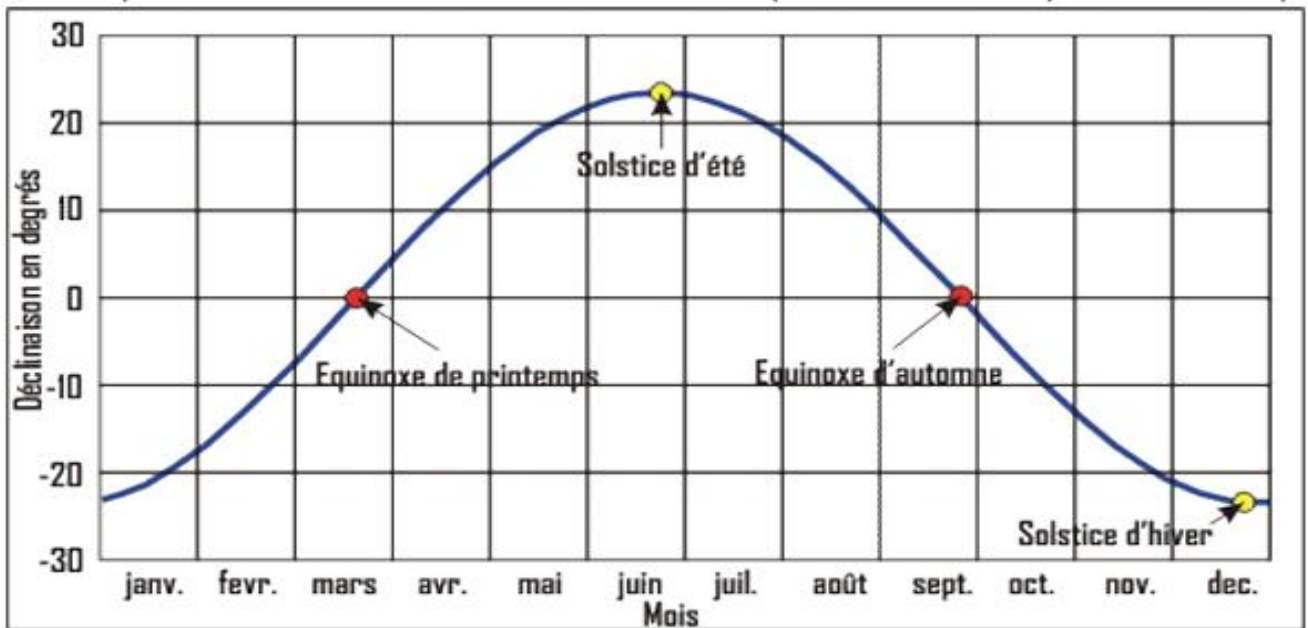


Figure 4 : Courbe de déclinaison du soleil [16]

Commentaire :

La figure illustre la variation annuelle de la déclinaison solaire, qui atteint sa valeur maximale de $+23,45^\circ$ lors du solstice d'été et minimale de $-23,45^\circ$ lors du solstice d'hiver. Cette variation influence directement l'angle d'incidence du rayonnement solaire et la quantité d'énergie reçue par les panneaux photovoltaïques tout au long de l'année.

I.9. Photovoltaïque (PV) :

I.9.1. Historique du développement de la cellule photovoltaïque.:

Le développement de la cellule photovoltaïque repose sur une série de découvertes scientifiques majeures qui ont jalonné près de deux siècles. C'est en 1839 que le physicien français nération d'un courant électrique lorsque certaines surfaces sont exposées à la lumière [17].

Edmond Becquerel observe pour la première fois l'effet photovoltaïque en laboratoire, en notant la génération d'un courant électrique lorsque certaines surfaces sont exposées à la lumière [18].

Plus tard, en 1905, *Albert Einstein* apporte une avancée théorique cruciale en expliquant ce phénomène par la nature quantique de la lumière, à travers l'introduction du concept de photon. Cette contribution lui vaudra le Prix Nobel de physique en 1921 [19].

La véritable révolution technologique intervient en 1954, lorsque les chercheurs américains *Chapin, Pearson et Prince*, au sein des laboratoires Bell, mettent au point la première cellule solaire au silicium à haut rendement, marquant le début des applications industrielles et spatiales de l'énergie solaire [20].

Depuis, l'évolution des technologies photovoltaïques n'a cessé de progresser, avec l'augmentation des rendements, la baisse des coûts, et l'intégration croissante dans les systèmes énergétiques modernes.

I.9.2. Description de la cellule solaire :

Caractéristiques et modélisation d'une cellule photovoltaïque :

Les caractéristiques de la simple cellule sont celles d'une photodiode, mais en convention générateur. Elles sont données par la figure suivante :

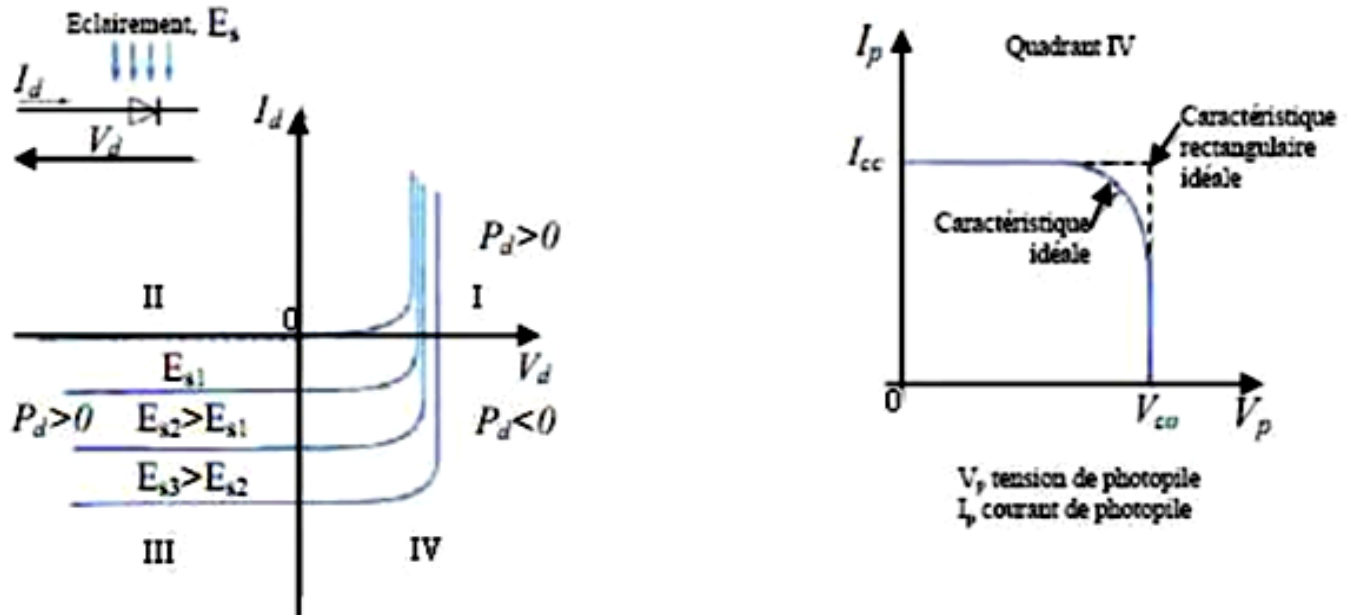


Figure 5 : A gauche, la caractéristique d'une photodiode et à droite la caractéristique d'une cellule photovoltaïque [21]

Commentaire :

La figure montre la comparaison entre la caractéristique d'une photodiode et celle d'une cellule photovoltaïque. Sous l'effet de l'éclairement solaire, la cellule PV génère un courant proportionnel à l'irradiation, créant une puissance positive. La courbe I-V met en évidence le comportement typique d'une cellule solaire, avec un courant de court-circuit I_{cc} et une tension en circuit ouvert V_{co} .

Une cellule PV peut donc se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série r_s et shunt r_{sh} , tel que le montre le schéma électrique équivalent de la figure (I.6). La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule, elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule

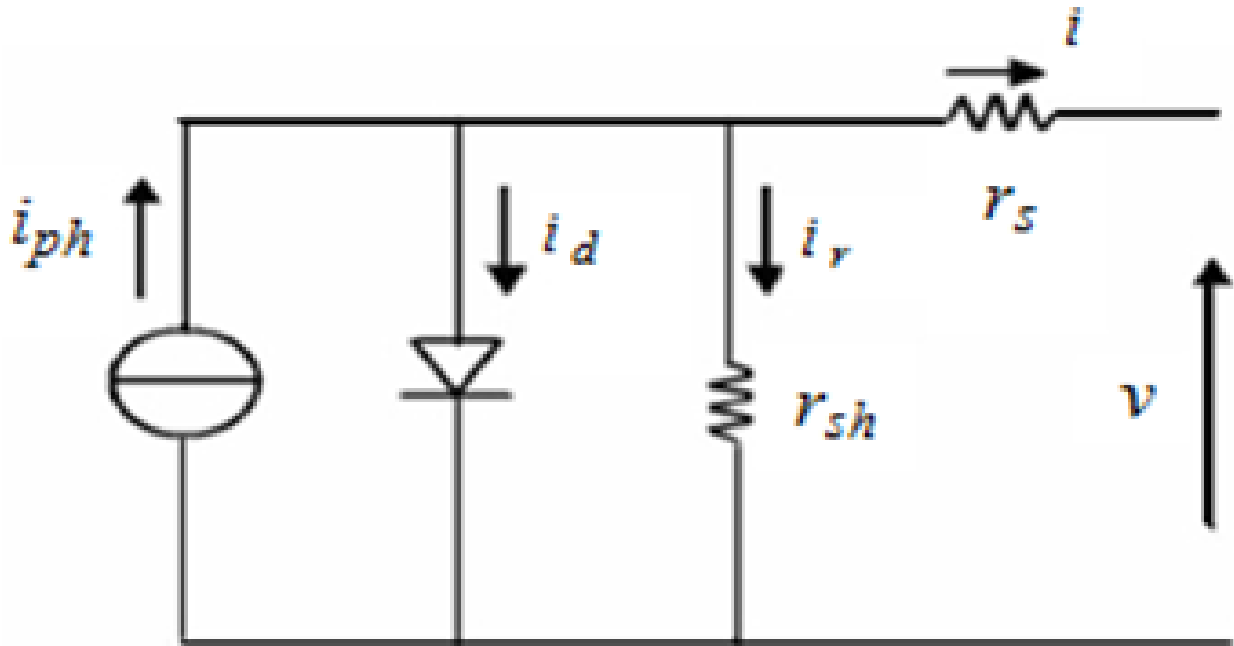


Figure 6 : Schéma équivalent électrique d'une cellule PV [22]

Équation caractéristique d'une cellule photovoltaïque[23] :

$$I = I_{ph} - \left(-1 \left(\frac{I_r + V_s}{nV(t)} \right) I_0 - \frac{I_r + V_s}{R_{sh}} \right) \quad (I.2)$$

où :

- I : courant de la cellule (A)
- I_{ph} : photocourant, qui dépend approximativement de l'irradiance G
- I_0 : courant de saturation de la diode (A)
- V : tension de la cellule (V)
- R_s, R_{sh} : résistance série et résistance shunt (Ω)
- n : facteur d'idéalité de la diode
- $V_t = \frac{kT}{q}$: tension thermique, où :
 - k est la constante de Boltzmann
 - T est la température de la cellule en Kelvin
 - q est la charge élémentaire de l'électron.

Courant photo-généré (relation simplifiée)

$$I_{ph}(G, T) \approx I_{ph, STC} \cdot (G/G_{STC}) + \alpha I \cdot (T - T_{STC}) \quad (I.3)$$

où :

- G : irradiance solaire (W/m^2)
- $G_{STC} = 1000 W/m^2$: irradiance de référence aux conditions STC
- T : température de la cellule (K)

TSTC = 25 °C : température de référence

αI : coefficient de dépendance du courant à la température.

Puissance maximale[24]:

$$P_{max} = V_m \cdot I_m \quad (I.4)$$

Facteur de forme (Fill Factor, FF)[25] :

$$FF = (P_{max}) / (V_{oc} \cdot I_{sc}) \quad (I.5)$$

Rendement de la cellule [26] :

$$\eta = (P_{max}) / (G \cdot S) \times 100\% \quad (I.6)$$

où S est la surface de la cellule (m²).

Variation de la tension en circuit ouvert avec la température [27] :

$$V_{oc}(T) \approx V_{oc,ref} + (dV_{oc}/dT) \cdot (T - T_{ref}) \quad (I.7)$$

Déclinaison solaire [28]:

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin[360(284 + n)/365] \quad (I.8) [28]$$

où n est le numéro du jour dans l'année.

Irradiance de référence (STC) : 1000 W/m².

Constante solaire (hors atmosphère) : 1361 – 1367 W/m².

Conversion de puissance moteur : 125 ch \times 0.7355 = 91.94 kW (au lieu de 93.2 kW).

I.9.3. Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique $I_{pv}(V_p)$ d'une cellule photovoltaïque:

- **Paramètres internes : influence de la résistance série et parallèle.** [29]

Les figures (I.7 et I.8) montrent l'influence de la résistance série et parallèle sur la caractéristique $I_{pv}(V_p)$.

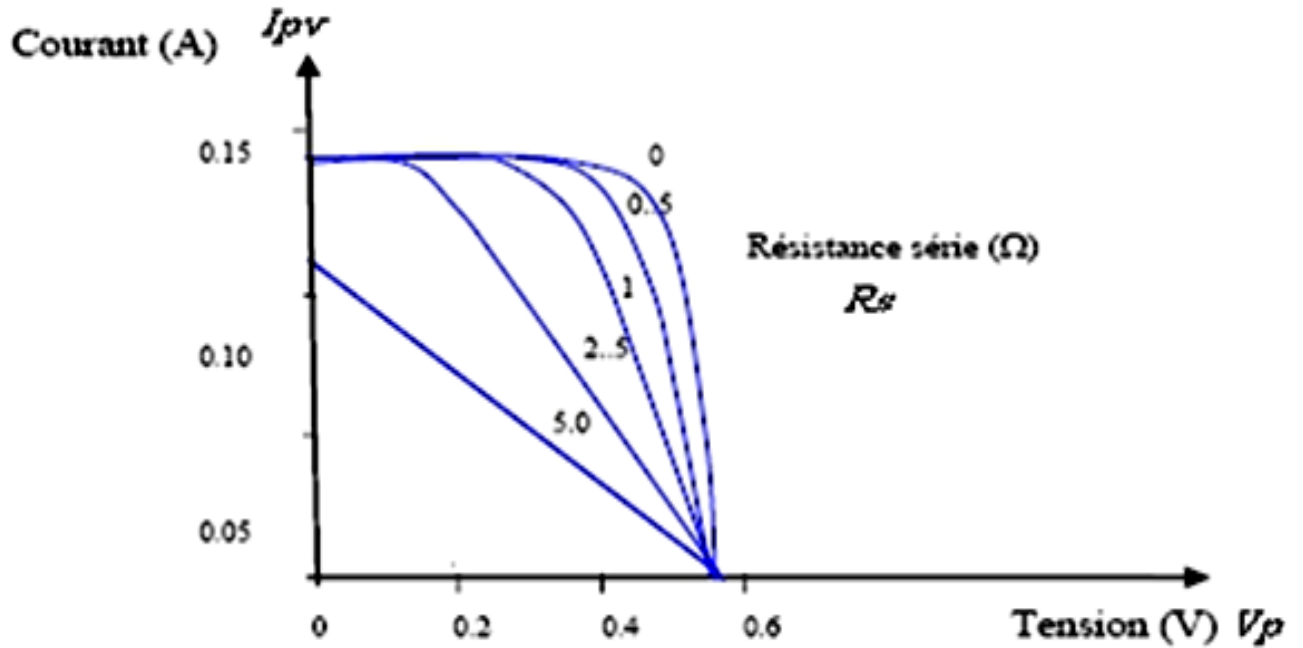


Figure 7 : Influence de la résistance série sur la caractéristique I_{pv} (V_p)

La Figure (I.7) traduit l'influence de la résistance série sur la caractéristique de la cellule. On observe notamment la diminution de la pente de V_p (I_{pv}) dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension pratiquement constant. Mais lorsque (R_s) est anormalement élevée, la résistance série diminue notablement le courant de court-circuit (I_{cc}).

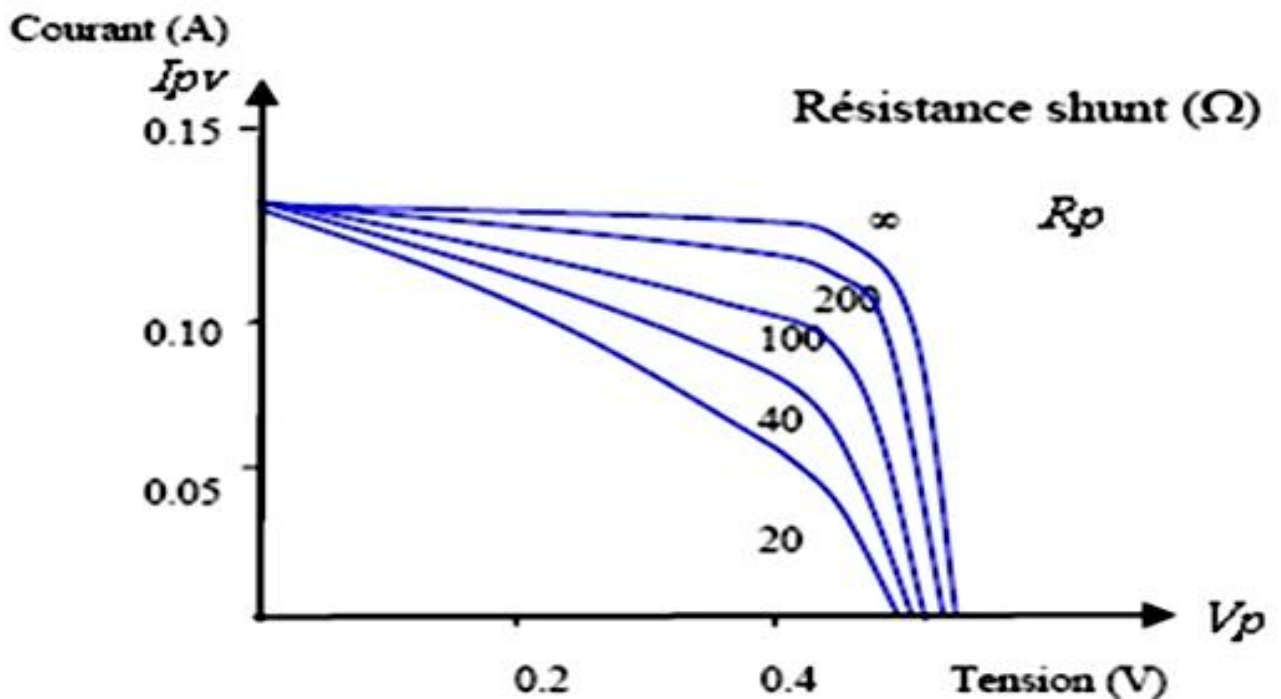


Figure 8 : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I_{pv} (V_p)

Comme on le voit sur la figure (I.8), la résistance shunt se traduit par une diminution légère de la tension de circuit-ouvert, et une certaine augmentation de la pente de la

caractéristique de la cellule dans la zone où elle fonctionne en générateur de courant presque constant.

- **Paramètres externes : influence de l'ensoleillement et de la température**

Le courant produit par la cellule photovoltaïque (I_{ph}) est pratiquement proportionnel à l'éclairement solaire (E). Par contre, sa tension (V_p) reste quasi constante. La tension de circuit ouvert ne diminue que légèrement avec l'éclairement. Ceci implique que la puissance de la cellule est aussi proportionnelle à l'éclairement [30] (voir Figure (I.9, I.12)).

Courant I_{pv}

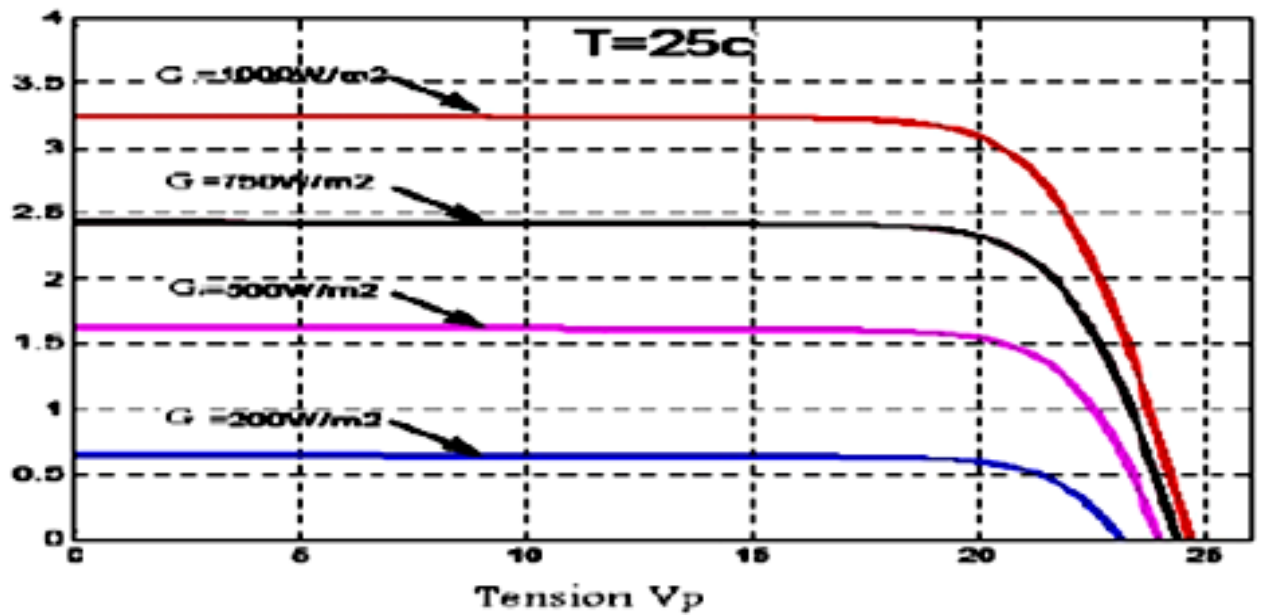


Figure 9 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique I_{pv} (V_p) à température constante

Puissance Pv

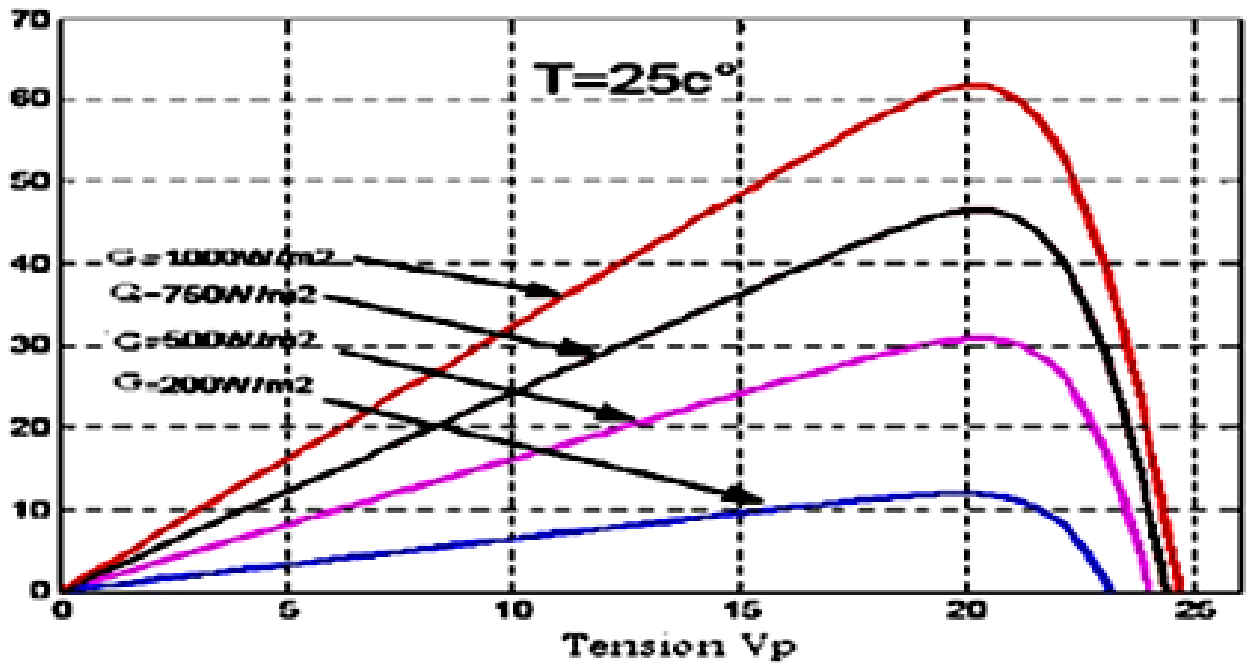


Figure 10 : Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique Pv (Vp)

Lorsque la température change, on peut observer que la tension change considérablement alors que le courant reste pratiquement constant. On en déduit que la puissance de sortie de la cellule solaire dépend aussi de la température.

Courant Ipv

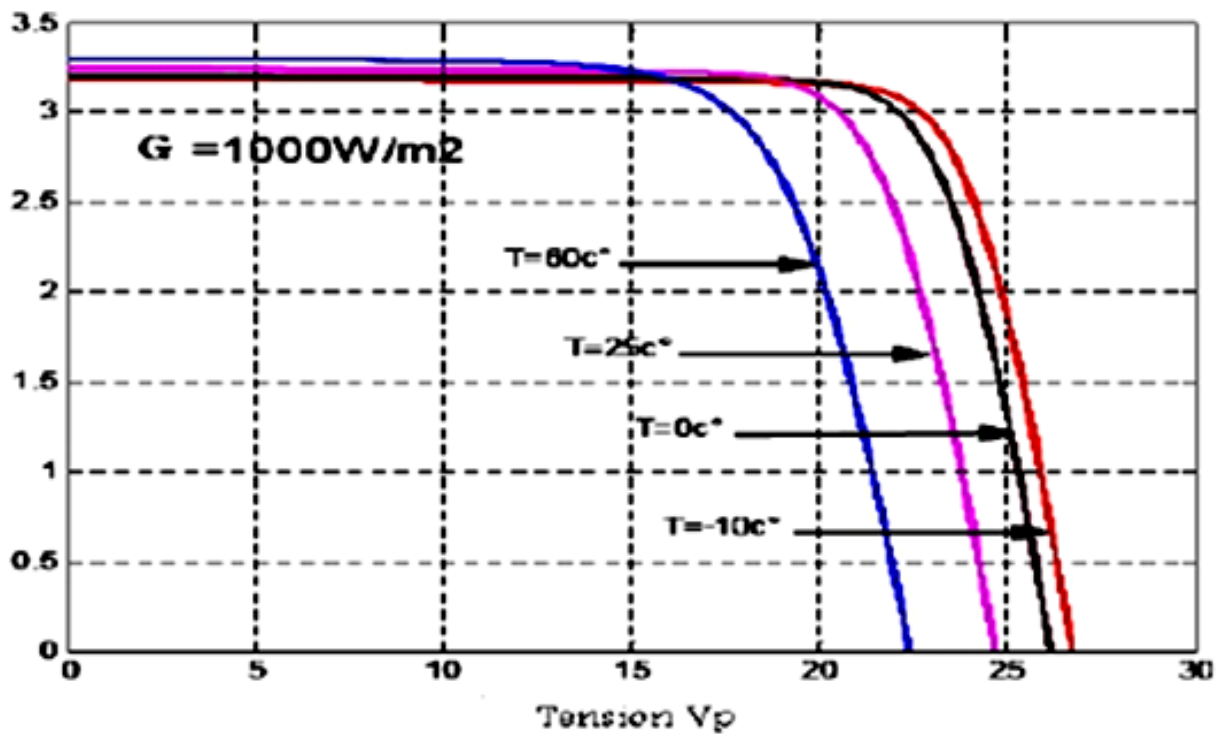


Figure 11 : Influence de la température sur la caractéristique Ipv (Vp) à un l'ensoleillement constant

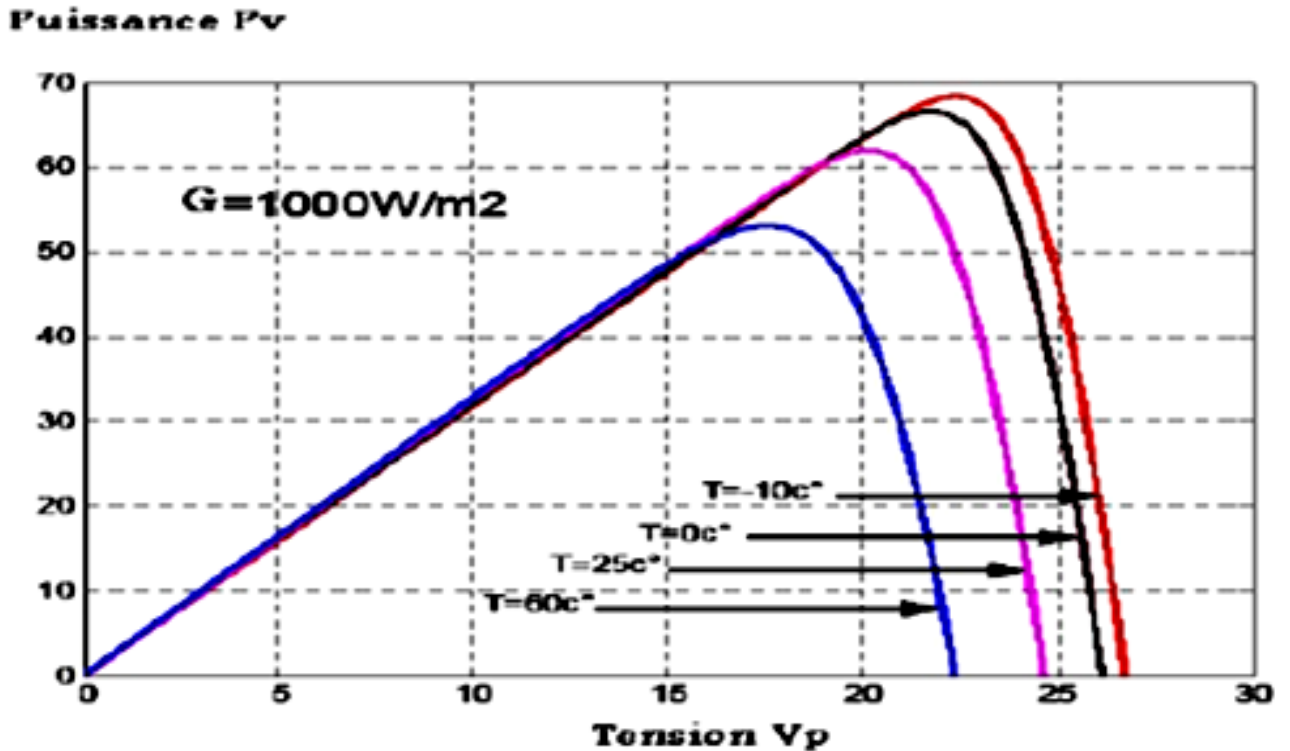


Figure 12 : Influence de la température sur la caractéristique Pv (V_p) à un ensoleillement constant

I.10. Générateur photovoltaïque :

Il s'agit d'un ensemble destiné à convertir l'énergie solaire en énergie électrique, constitué d'un certain nombre de panneaux solaires dont le nombre est défini en fonction de la puissance requise. Ces panneaux sont composés de modules connectés entre eux en série ou en parallèle, formant ce qu'on appelle le « générateur photovoltaïque » ou « champ solaire ».

- La connexion en série est utilisée, surtout lorsqu'on souhaite obtenir une tension élevée (par exemple 230 volts), avec un courant constant comme le montre la figure(I.19).
- La connexion en parallèle est une configuration pratiquée lorsqu'on veut augmenter le courant des générateurs photovoltaïques comme il est illustré sur la figure(I.21).

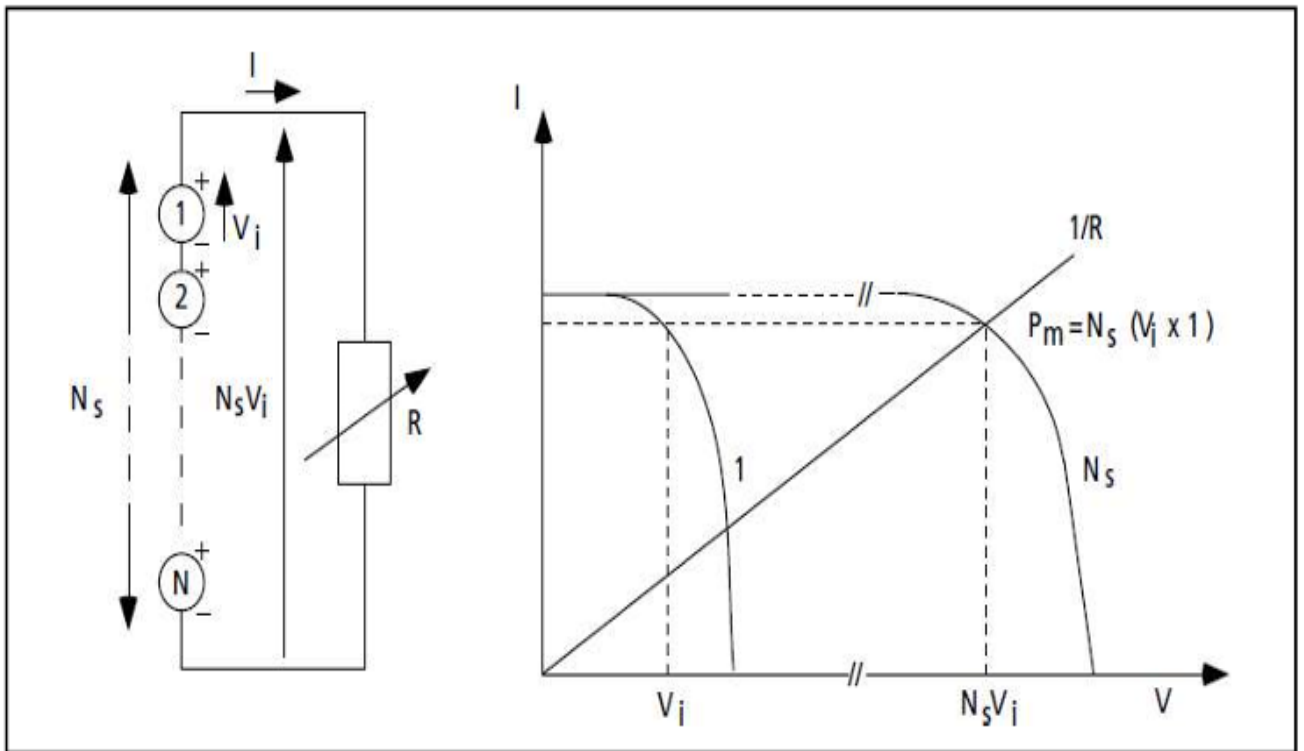


Figure 13 : Cellules identiques en série

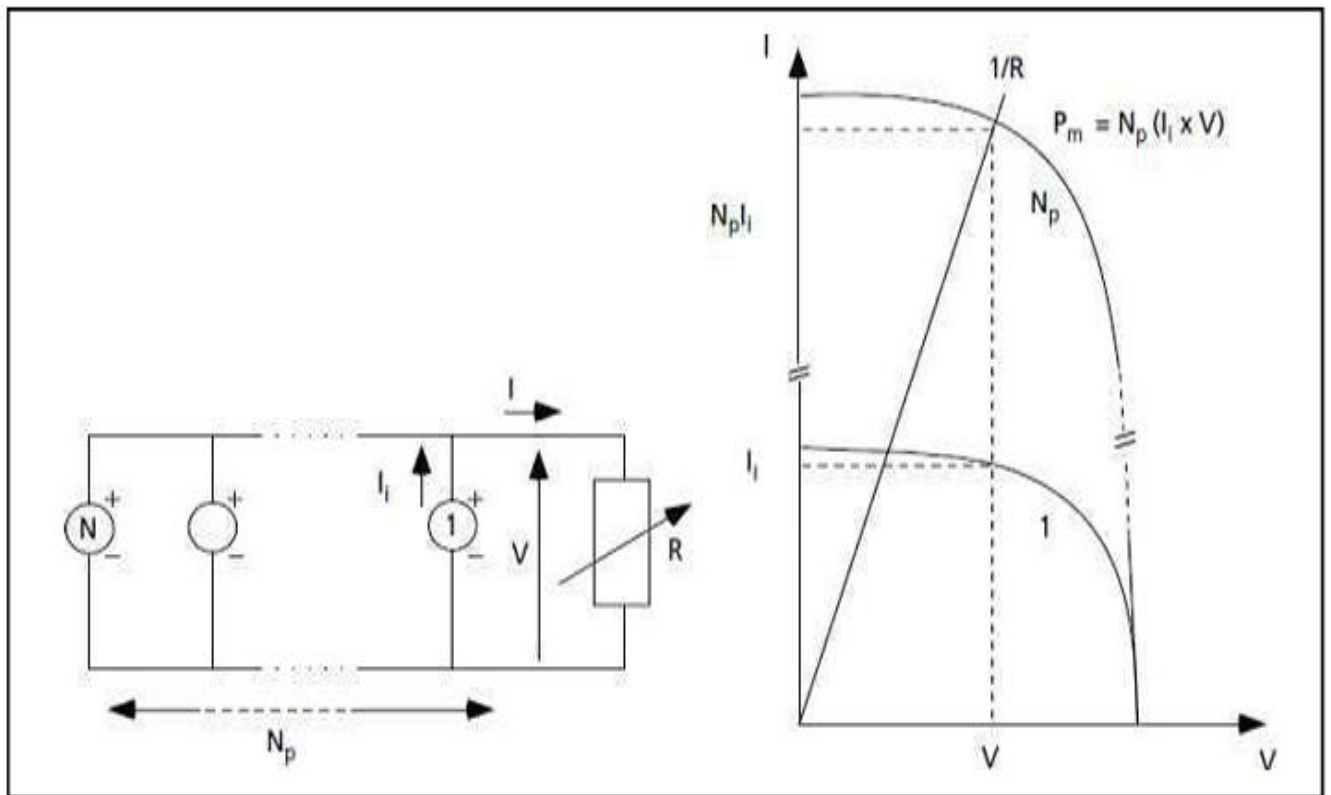


Figure 14 : Cellule identiques en parallèles.

- En pratique les concepteurs des champs photovoltaïques utilisent la connexion mixte (série-parallèle) parce que nous avons besoin d'ajuster la puissance donc, le courant et la tension en même temps, la figure (I.22) illustre un générateur réel. La solution optimale est souvent d'adopter une approche hybride combinant les deux types de connexion, en fonction des exigences spécifiques du système photovoltaïque.

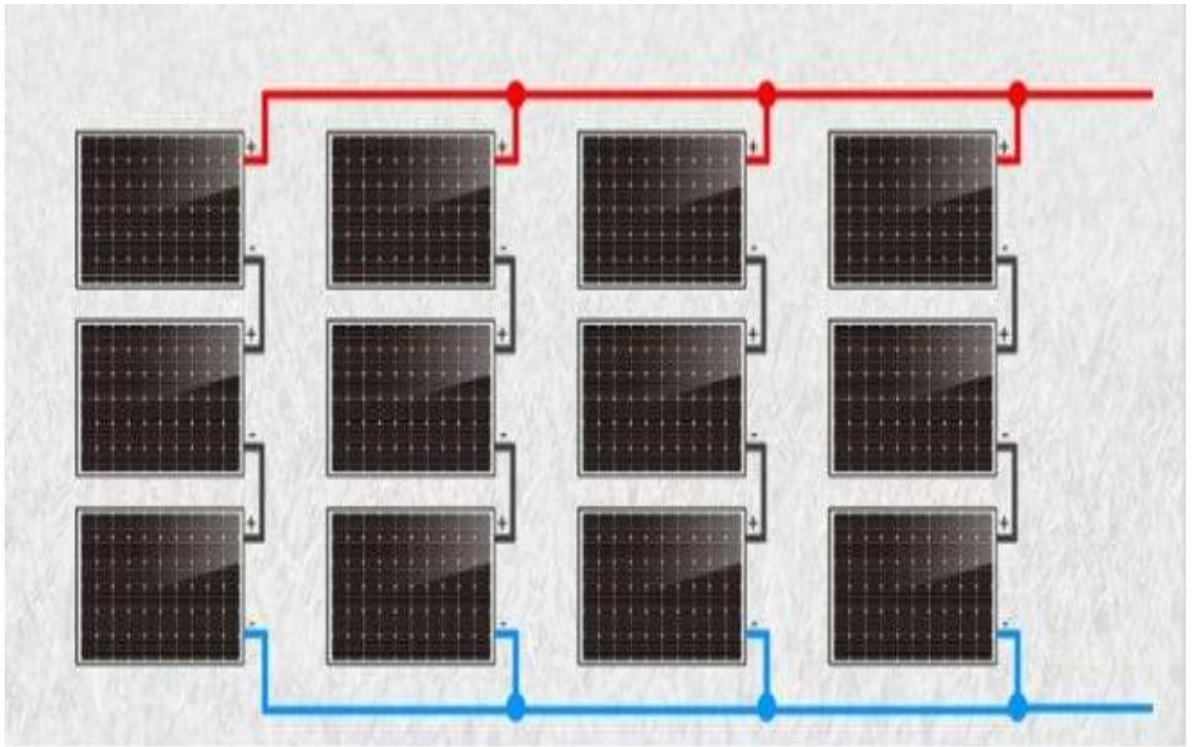


Figure 15 : Association mixte (série/ parallèle)

I.11. Classification des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques peuvent être divisés en deux grandes catégories : les systèmes autonomes et les systèmes raccordés aux réseaux publics. Chaque catégorie peut également être subdivisée en types selon la nature de leur utilisation, comme illustré dans la figure (I.23).

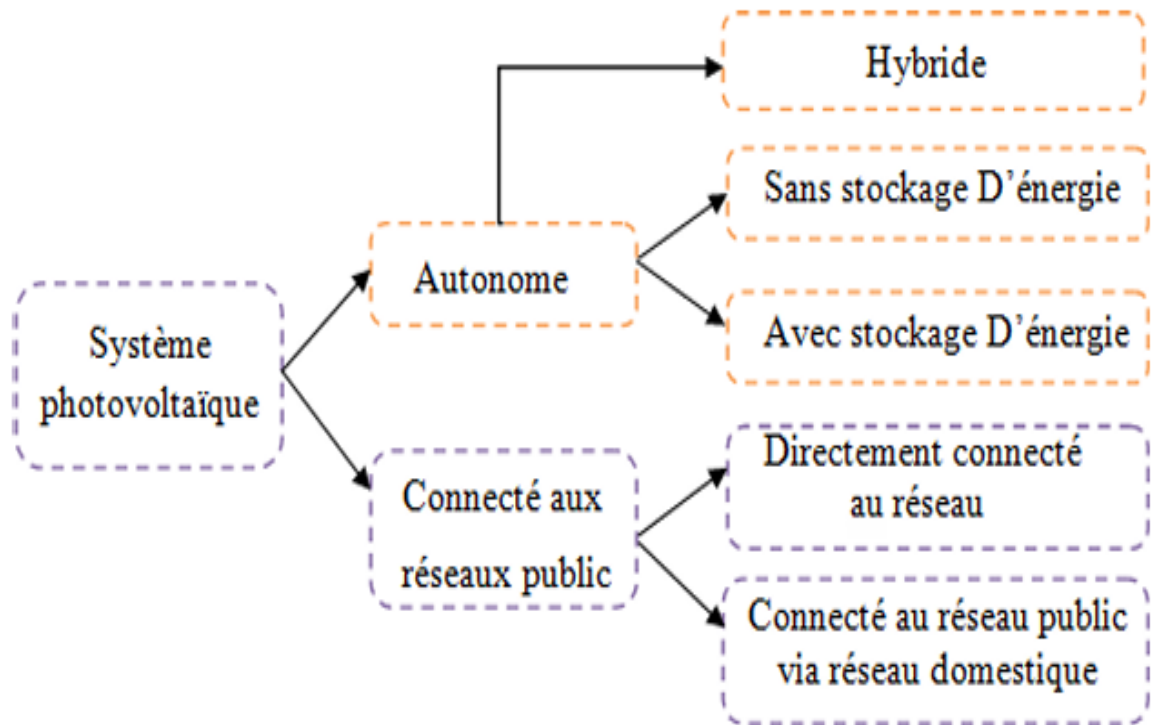


Figure 16 : Classification des systèmes photovoltaïques

I.11.1. Systèmes photovoltaïques autonomes :

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont utilisés pour répondre aux besoins en électricité dans les zones isolées qui ne sont pas connectées au réseau de distribution électrique. On trouve ce type de système dans trois cas principaux :

- a. Systèmes autonomes sans stockage d'énergie (alimentation directe) ;
- b. systèmes autonomes avec stockage d'énergie ;
- c. Systèmes autonomes hybrides comme il est montré sur la figure (I.25);

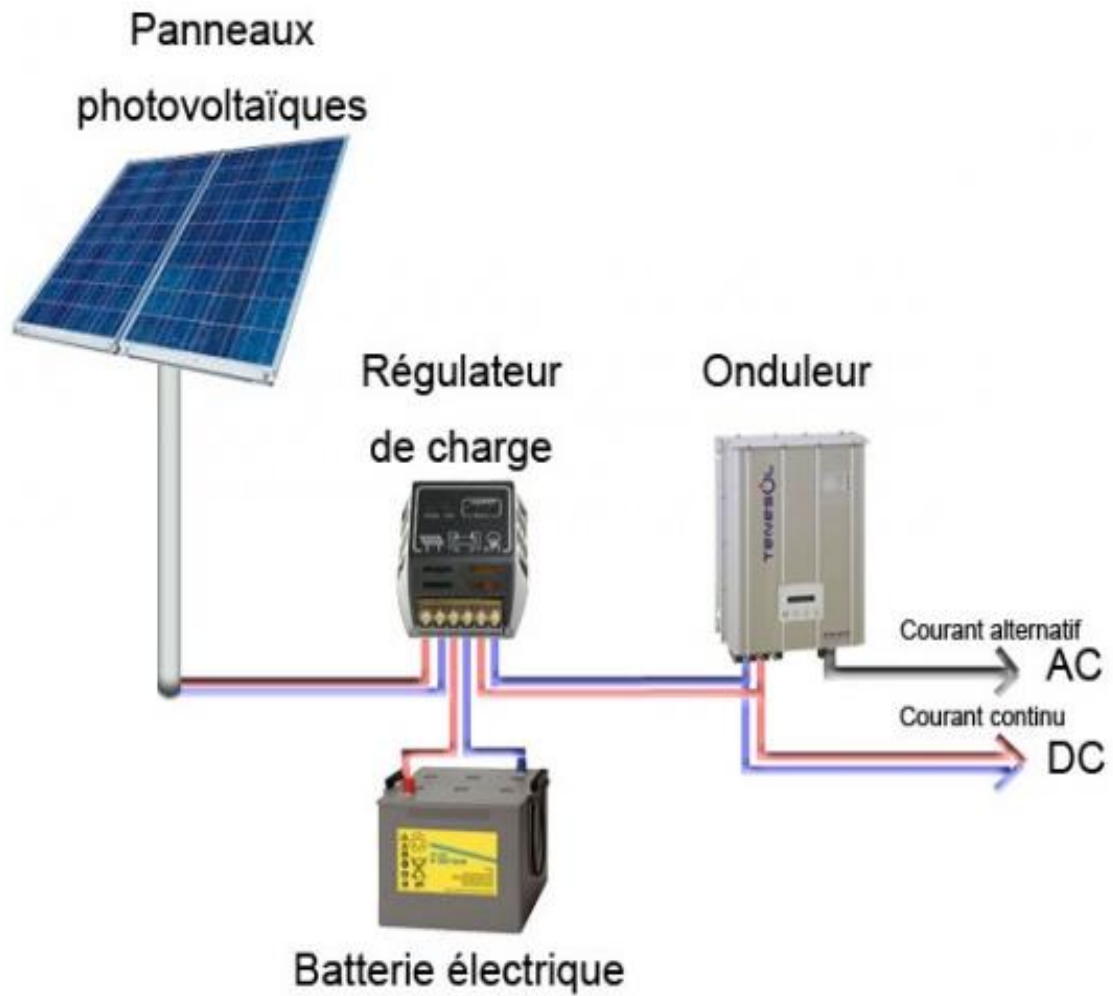


Figure 17 : Système photovoltaïque autonome.

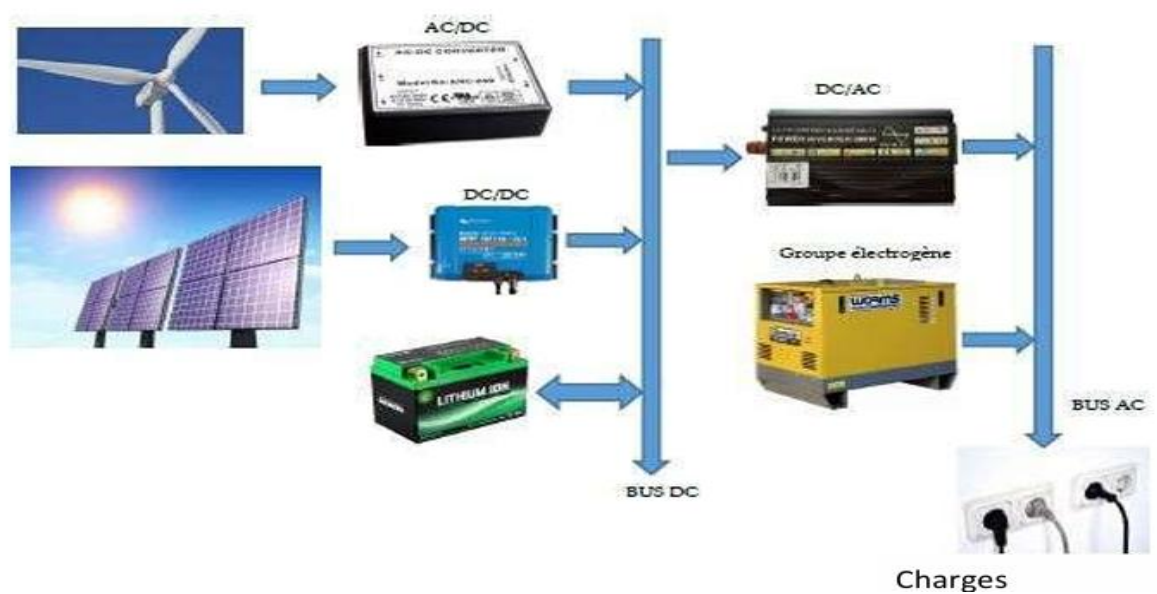


Figure 18 : Système PV autonome hybride.

I.11.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique :

Dans ce type de système, les panneaux solaires sont directement connectés au réseau électrique public, où l'électricité produite y est injectée, ce qui réduit les pertes liées au transport et à la distribution. L'un des principaux avantages de ce système est qu'il ne nécessite pas de batteries pour stocker l'énergie, car le réseau joue le rôle de « réservoir illimité » d'énergie, et l'électricité produite y est injectée directement, tant au niveau local que national.

Un compteur bidirectionnel est utilisé : l'un enregistre la quantité d'énergie consommée, et l'autre la quantité d'énergie injectée dans le réseau. Cependant, il est nécessaire de convertir le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif à l'aide d'un onduleur (DC-AC). Cet onduleur doit être certifié par la compagnie d'électricité afin d'assurer la compatibilité de la qualité du courant avec les normes en vigueur, notamment en ce qui concerne la forme d'onde sinusoïdale.

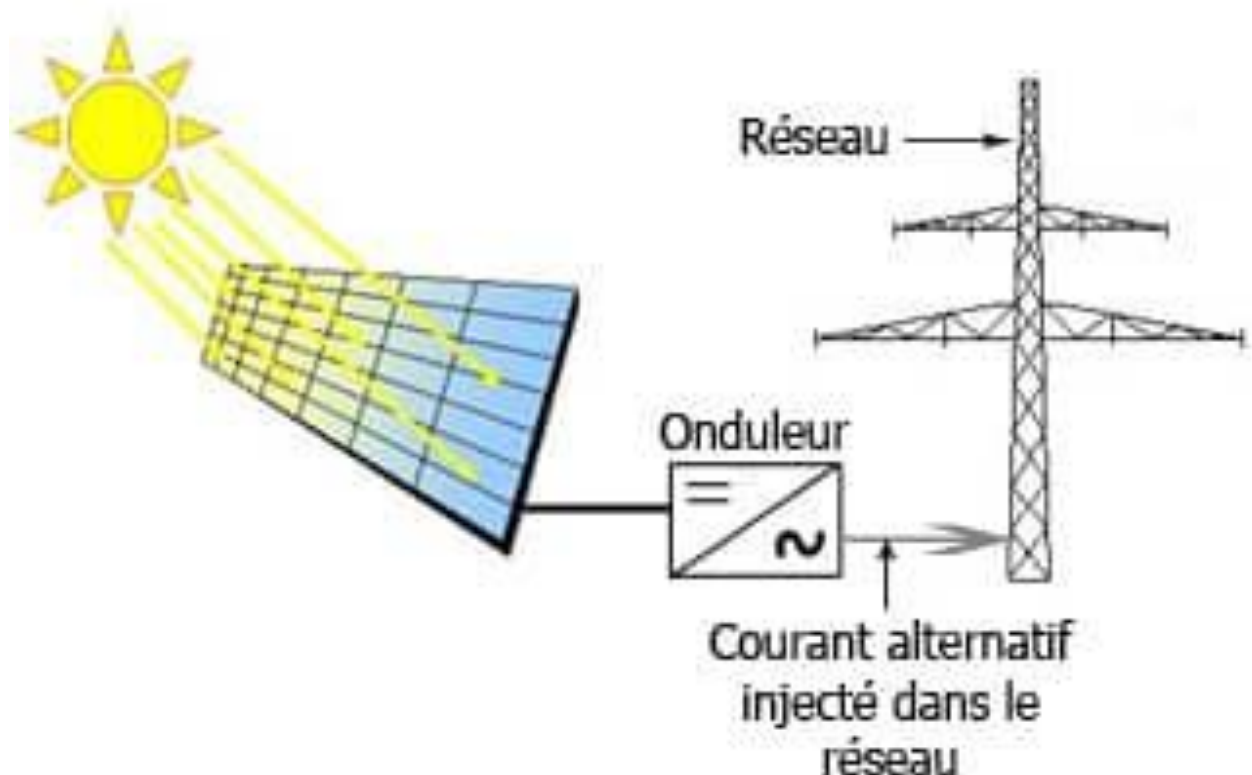


Figure 19 : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique [31].

I.12. L'onduleur :

L'onduleur est un élément central d'un système photovoltaïque. Il a pour rôle principal de convertir le courant continu (DC), produit par les modules solaires, en courant alternatif (AC) utilisable par les équipements électriques ou injectable dans le réseau. Outre cette fonction de conversion, l'onduleur assure également la gestion et l'optimisation de l'énergie, en garantissant une tension et une fréquence stables. Selon l'architecture du système, on distingue plusieurs types d'onduleurs, tels que les onduleurs centraux, les onduleurs string et les micro-onduleurs, chacun adapté à des configurations et des besoins énergétiques spécifiques.

I.13. Domaines d'application des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés dans de nombreux domaines, notamment :

- **L'espace** : C'est l'un des premiers domaines où les cellules solaires ont été employées, avec les premières applications apparues dans les années 60 pour alimenter en énergie les satellites et les engins spatiaux.
- **Les télécommunications** : Par exemple pour alimenter les cabines téléphoniques publiques et les radars.
- **Les zones isolées** : Pour équiper les lieux de loisirs, les systèmes de pompage d'eau, l'irrigation, et fournir de l'électricité aux habitations et villages éloignés.
- **Le transport** : Pour l'éclairage des panneaux indicateurs, des feux de signalisation, et des virages.

I.14. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque est une source mondiale en forte croissance pour la production d'électricité. Comme toute technologie, elle présente un ensemble d'avantages et d'inconvénients liés à son fonctionnement et à son usage.

Le tableau (tableau I.1) présente les principaux avantages et inconvénients associés à l'utilisation de l'énergie photovoltaïque.

Tableau 1: Principaux avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques.

Avantages	Inconvénients
Une énergie gratuite et non polluante.	Une puissance réduite lorsque les conditions climatiques sont défavorables (nuages).
La simplicité, flexibilité et la mobilité de montage	Le rendement réel de conversion d'un module est faible.
Un dimensionnement selon le besoin.	Le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire qui pose lui-même de nombreux problèmes.

Durée de vie d'installation est longue	La fabrication du module PV exige une haute technologie
Un coût de maintenance faible et ne demande pas personnel hautement spécialisé.	L'installation demande un coût élevé et occupe un espace très grand lorsque la dimension est importante

Commentaire :

Ce tableau résume les principaux atouts et limites des systèmes photovoltaïques. Bien qu'ils offrent une source d'énergie propre, durable et à faible maintenance, leur performance reste dépendante des conditions climatiques et du coût initial d'installation.

I.15. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé une vue d'ensemble de l'énergie solaire et de ses caractéristiques fondamentales. Nous avons également présenté les principaux types de systèmes photovoltaïques, qu'ils soient raccordés au réseau ou autonomes. Ainsi, nous avons achevé le chapitre en énonçant les principaux avantages et inconvénients liés à l'utilisation de l'énergie solaire. Enfin, en élaborons ce chapitre nous avons acquis un mise à jour de nos connaissances théoriques.

Chapitre II

*Présentation du centre de séparation In Amenas
SONATRACH*

II.1. L'introduction :

L'analyse énergétique du centre de séparation CS5 constitue une étape clé pour comprendre les facteurs techniques et environnementaux influençant le choix des solutions en énergies renouvelables, notamment le photovoltaïque. Situé en zone désertique et confronté à des perturbations fréquentes de l'alimentation électrique, le site requiert des alternatives assurant la continuité et l'autonomie du fonctionnement.

Ce chapitre vise à offrir une présentation globale du site à travers son infrastructure, la nature de ses activités industrielles et les sources d'énergie utilisées. Il inclut également une analyse détaillée des besoins électriques quotidiens, tout en mettant en évidence les justifications techniques et environnementales en faveur du recours au photovoltaïque, ainsi que les objectifs essentiels du dimensionnement qui sera développé ultérieurement.

II.2. Localisation et description générale du site CS5 :

Le centre de séparation **CS5**, appartenant à la société *Sonatrach*, est implanté dans la région d'In Amenas, au sud-est de l'Algérie (voir Figure II.1). Situé au sein du champ gazier d'Edjeleh, ce site est caractérisé par un climat désertique rigoureux, avec des températures extrêmes et un ensoleillement annuel très élevé.

Cette installation joue un rôle stratégique en assurant la séparation du pétrole et du gaz avant leur transfert vers les unités de traitement ou de stockage. Son infrastructure comprend notamment des unités de séparation, des systèmes de contrôle et de supervision, des équipements de pompage, ainsi que divers services logistiques et techniques. Le centre est relié à plusieurs puits de production et connecté à un réseau de transport vers les stations centrales. Il dispose également d'infrastructures d'hébergement, de sécurité et de communication permettant d'assurer la continuité des activités malgré les conditions climatiques difficiles.

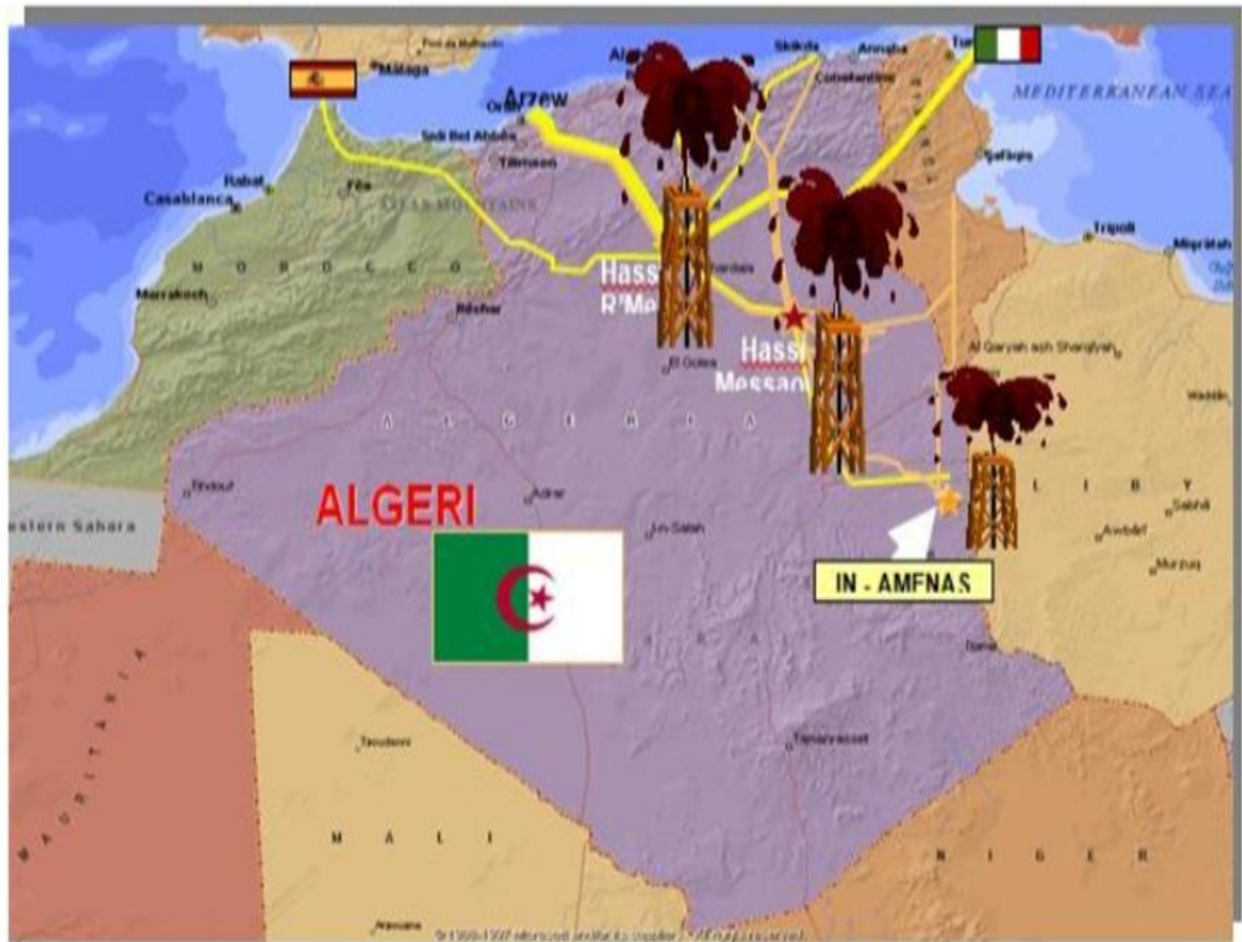


Figure 20 : Les plus anciens gisements pétroliers découverts en Algérie [32].

II.2.1. Historique du centre CS5 :

Le centre de séparation CS5 a été établi dans le cadre de la stratégie de développement du champ pétrolier d'Edjeleh, l'un des plus anciens gisements découverts en Algérie, en 1956. Depuis cette date, la société SONATRACH a mis en place une infrastructure intégrée permettant la séparation et le transport du gaz et du pétrole avec un minimum d'eau et d'impuretés.

Ce centre représente un modèle de première génération des unités de séparation, ayant bénéficié au fil des décennies de plusieurs améliorations techniques, notamment l'intégration de systèmes de contrôle (DCS) et d'arrêt d'urgence (ESD).

Cependant, malgré ces évolutions, certains défis persistent, en particulier l'instabilité de l'alimentation électrique, soulignant ainsi la nécessité de solutions innovantes et durables pour assurer la continuité des opérations [33].

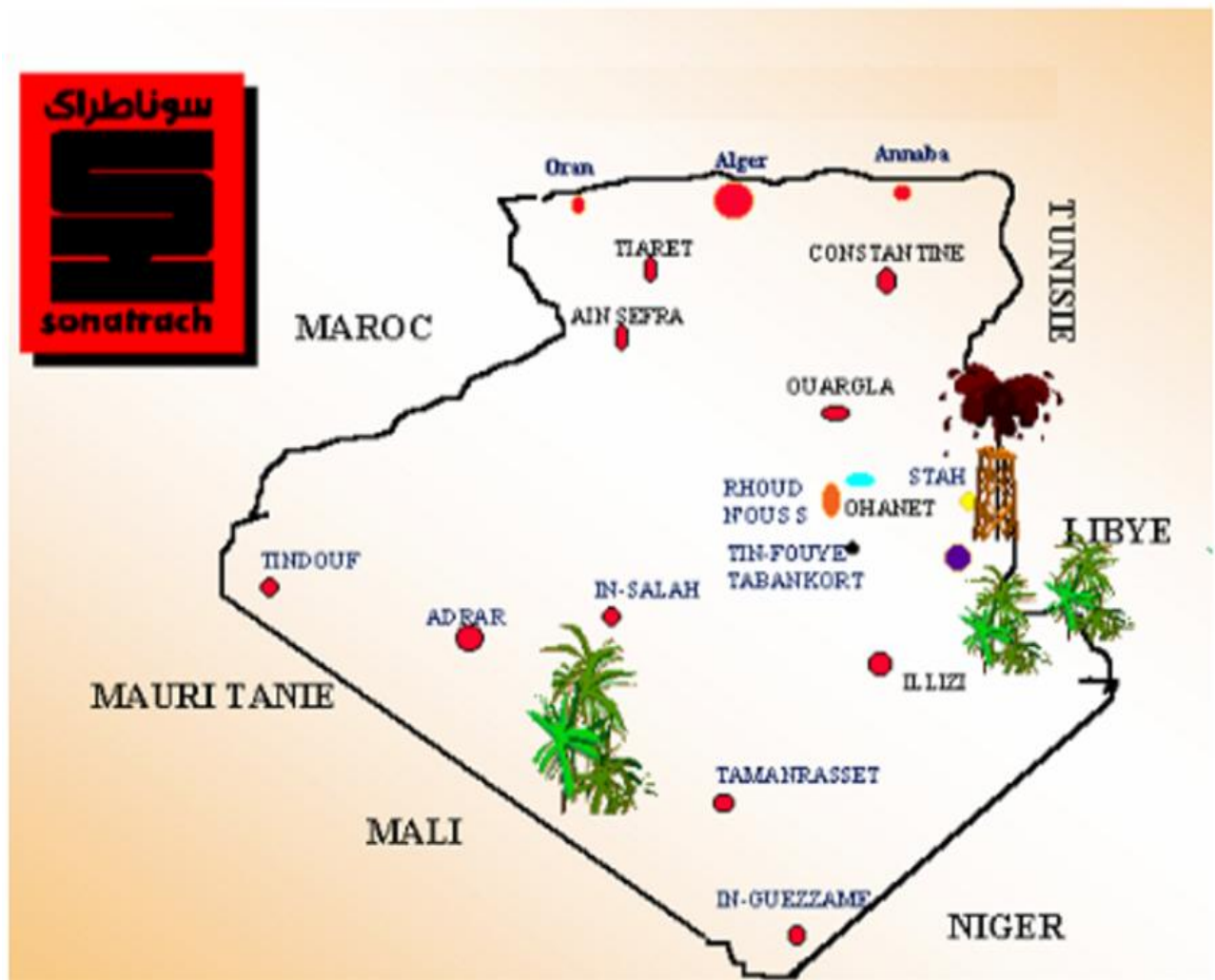


Figure 21 Position de in amines d'Edjeleh, (STAH) [34].

II.2.2. Importance stratégique du champ Edjeleh dans le dispositif de SONATRACH :

le champ **Edjeleh** figure parmi les plus anciens et les plus importants gisements en Algérie. Il constitue un pilier du développement énergétique dans le sud-est du pays et contribue directement à la sécurité énergétique nationale.

Son importance stratégique réside dans sa capacité à alimenter plusieurs centres de séparation de la région, tout en assurant la connexion avec d'autres gisements tels que **Tiguentourine** et **Oued Zenati**, garantissant ainsi la stabilité des flux d'hydrocarbures vers les unités de traitement et de stockage.

En outre, **Sonatrach** utilise Edjeleh comme site pilote pour l'introduction de nouvelles technologies d'extraction et de traitement, renforçant son rôle dans les programmes de modernisation et d'expansion à long terme.



Figure 22 : Première découverte pétrolière dans le sud Algérien le 28 Février 1956

(Vue prise sur site lors du stage à In Amenas).

II.3. Fonctionnement et structure du centre de séparation :

Le centre CS5 constitue une infrastructure industrielle intégrée, destinée à assurer la séparation efficace du pétrole, du gaz et de l'eau issus des gisements environnants. Cette étape est indispensable afin de garantir la qualité des produits et la fiabilité des réseaux de transport et de traitement associés à Sonatrach.

L'installation comprend principalement une unité de réception du mélange brut, suivie d'unités de séparation triphasée (gaz – pétrole – eau), où chaque composant est dirigé vers son circuit dédié : le gaz vers les systèmes de compression et de traitement, le pétrole vers les réservoirs de stockage ou les conduites d'exportation, et les eaux produites vers des dispositifs de traitement environnemental.

Le site est doté d'un système de contrôle-commande de type **SCADA**, permettant la supervision en temps réel, la détection rapide des anomalies et l'optimisation des paramètres de

fonctionnement (pression, température, débit, composition). Enfin, le centre opère en continu 24h/24 selon un système de rotation, en conformité avec les normes de sécurité industrielle et de protection de l'environnement.

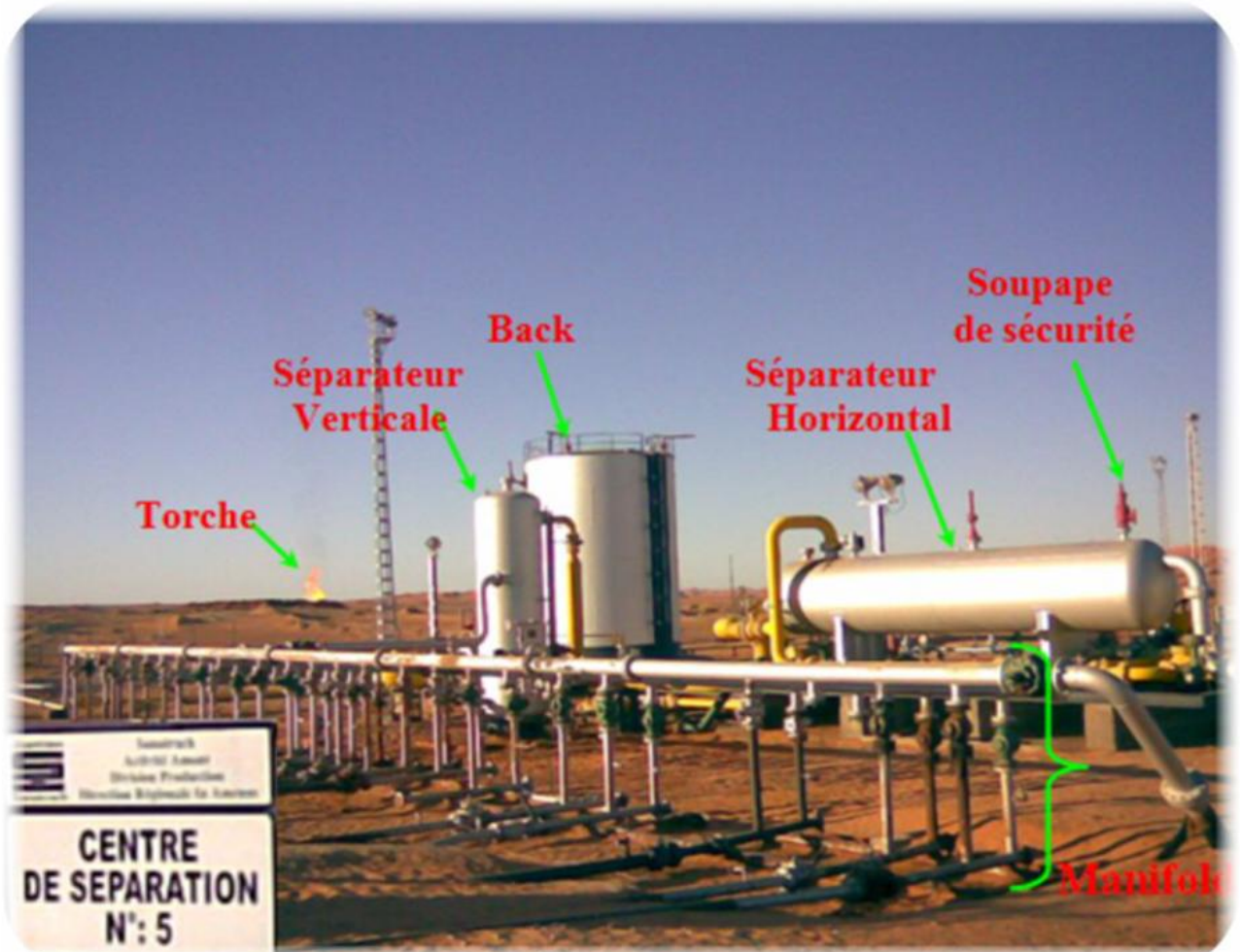


Figure 23 : Schéma d'un centre de séparation [35]

II.3.1. Typologie des champs pétroliers associés :

Le centre de séparation CS5 est alimenté par plusieurs champs pétroliers situés dans la région d'In Amenas, chacun se distinguant par des caractéristiques géologiques et un rendement spécifique. Parmi les plus notables :

- Edjeleh : Le plus ancien et le plus productif, reconnu pour ses réservoirs profonds et sa richesse en hydrocarbures. Il constitue la principale source d'alimentation pour CS5.
- Tiguentourine : Situé au sud-ouest d'Edjeleh, ce champ a été développé avec des technologies récentes et a permis d'augmenter la capacité de production régionale depuis les années 2000.

- Oued Zenati : Un champ complémentaire dont la vocation principale est de soutenir la pression du réseau et de stabiliser les flux, malgré une productivité plus modeste. Cette diversité des gisements impose une approche technique souple dans le traitement des fluides, avec une exigence de coordination opérationnelle constante pour maintenir un approvisionnement continu et stable

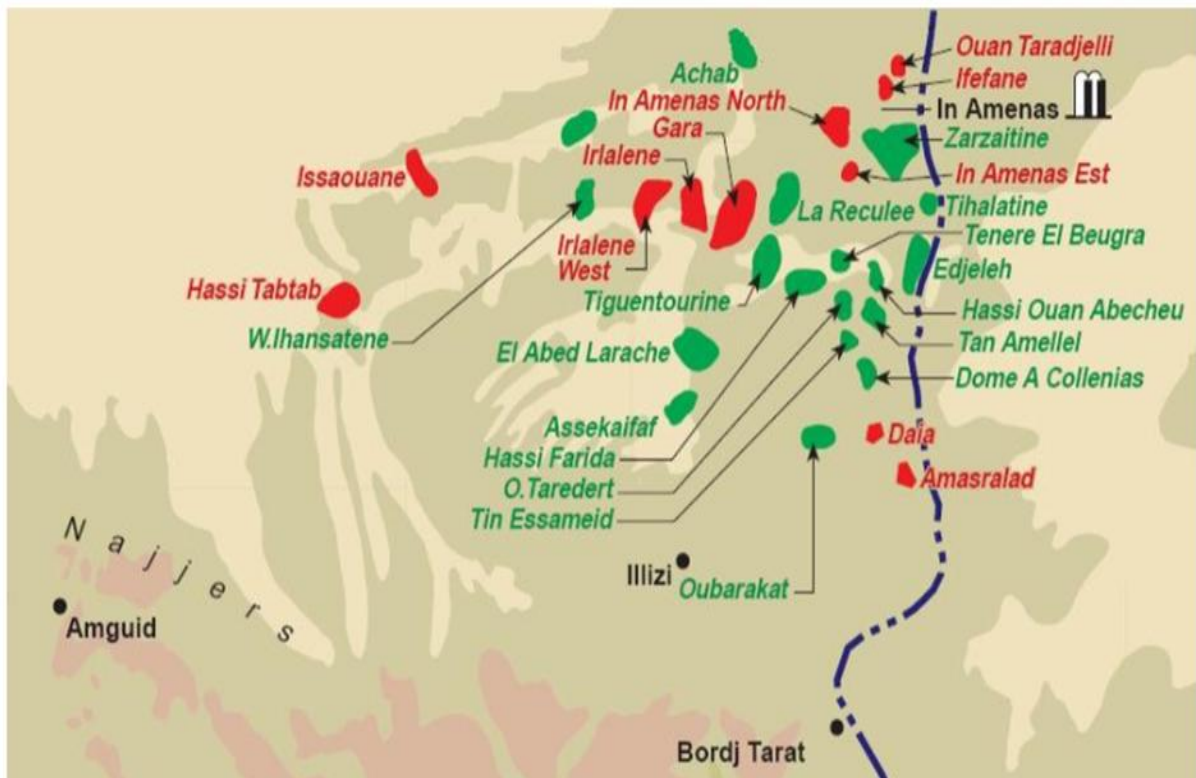


Figure 24 Figure (II.5) : Situation des champs de la région d'in-amenas[36].

II.3.2. Répartition des centres de séparation dans le champ d'In Amenas :

Le champ d'In Amenas comprend dix centres de séparation (CS1 à CS10) répartis stratégiquement selon la localisation des puits, afin de réduire les pertes de charge et les distances de transport, tout en optimisant la collecte des hydrocarbures.

- CS1 à CS3 : proches des puits historiques, jouant un rôle fondateur dans la production.
- CS4 à CS6 : couvrent des zones à potentiel moyen, intégrant des systèmes de contrôle modernes.
- CS7 à CS10 : les plus récents, situés près des extensions nouvelles, équipés de technologies avancées.

Le CS5, objet de cette étude, se distingue par son isolement relatif et la sensibilité de ses équipements, ce qui en fait un maillon critique du dispositif. L'interconnexion entre les centres est assurée par un réseau de pipelines enterrés, garantissant un transfert sécurisé des fluides et une certaine redondance en cas de défaillance.

Cette organisation hiérarchisée permet une gestion flexible des débits, une maintenance ciblée, et une meilleure résilience face aux contraintes climatiques et techniques propres à l'environnement saharien.

II.4. Situation énergétique actuelle et contraintes d'alimentation :

Le centre **CS5** est alimenté en électricité par le réseau interne **STAH** de Sonatrach, qui assure normalement une fourniture continue. Cependant, ce réseau reste exposé à des coupures soudaines pouvant compromettre la continuité des opérations industrielles critiques.

Les rapports d'exploitation révèlent l'absence d'un générateur de secours permanent, ce qui accroît le risque d'arrêt des unités essentielles telles que la séparation, les systèmes de contrôle et les pompes à haute pression. Cette vulnérabilité augmente la probabilité d'interruptions brutales de la production ou de pannes complexes.

La dépendance exclusive à une source externe limite par ailleurs la flexibilité opérationnelle et freine les perspectives de maintenance ou d'extension. Dans ce cadre, l'intégration d'un système photovoltaïque apparaît comme une alternative durable, renforçant la sécurité énergétique et garantissant la continuité des opérations même en cas d'urgence.



Figure 25: centre de séparation (Vue prise sur site lors du stage à In Amenas).

II.4.1. Impact des coupures sur la production :

Le centre CS5 subit des coupures d'électricité fréquentes en raison de l'instabilité du réseau STAH, entraînant l'arrêt immédiat du moteur et de la pompe, faute de générateurs de secours. Ces interruptions perturbent le processus de séparation, provoquant une accumulation de fluide dans les conduites, ce qui affecte négativement les performances des autres unités de production.

Les données disponibles indiquent que ces coupures ont causé des pertes de production significatives, notamment parce que le centre ne dispose d'aucun dispositif de redondance, contrairement à d'autres centres comme CS3 ou CS6. Ainsi, ces interruptions nuisent non seulement à la productivité immédiate, mais compromettent également la stabilité de l'ensemble du réseau industriel, soulignant l'urgence de mettre en place des solutions énergétiques alternatives plus fiables.

II.5. Données climatiques du site :

Le climat constitue un facteur déterminant dans l'étude de faisabilité des systèmes photovoltaïques, notamment dans les environnements désertiques caractérisés par une forte variabilité thermique et une irradiation solaire élevée. Dans ce cadre, les données climatiques du site CS5, situé dans le champ d'Edjeleh à In Amenas, ont été analysées selon les axes suivants :

II.5.1. Températures maximales et minimales :

La région connaît une importante amplitude thermique entre le jour et la nuit, en particulier durant l'été, où les températures peuvent dépasser 48°C, tandis qu'en hiver, elles chutent en dessous de 5°C. L'écart journalier peut atteindre, voire dépasser, 20°C.

Tableau 2 : Températures minimales et maximales enregistrées à In Amenas[37]

Saison	Température minimale (°C)	Température maximale (°C)
Hiver	2 – 5	15 – 22
Été	30 – 35	45 – 50
Écart journalier	–	+20°C ou plus

Remarque : Cette variation thermique impacte directement la performance des modules photovoltaïques et l'efficacité globale du système, ce qui impose une prise en compte lors de la conception.

Commentaire :

Ce tableau présente les **variations saisonnières de température** à In Amenas. On observe des **écarts importants entre l'hiver et l'été**, avec des températures maximales pouvant atteindre **50°C** et un **écart journalier supérieur à 20°C**. Ces conditions thermiques extrêmes influencent le **rendement et la durabilité** des panneaux photovoltaïques, d'où la nécessité d'un bon refroidissement et d'un choix de matériaux adaptés.

II.5.2. Irradiation solaire (Irradiation globale) :

In Amenas est classée parmi les régions les plus irradiées d'Algérie, ce qui en fait un site idéal pour l'exploitation de l'énergie solaire. L'irradiation annuelle moyenne dépasse les 2000 kWh/m², avec plus de 300 jours d'ensoleillement par an.

Tableau 3 : Potentiel solaire moyen de la région d'In Amenas[38]

Indicateur climatique	Valeur approximative
Irradiation annuelle	2000 – 2200 kWh/m ² /an
Nombre de jours ensoleillés	> 300 jours/an
Irradiation quotidienne	5,5 – 6,5 kWh/m ² /jour

Commentaire :

Les indicateurs climatiques montrent qu'In Amenas bénéficie d'un ensoleillement exceptionnel, avec une irradiation annuelle élevée dépassant 2000 kWh/m²/an. Ces conditions sont idéales pour l'exploitation efficace des systèmes photovoltaïques.

II.5.3. Vent et sable :

La région est exposée à des vents saisonniers modérés à forts, notamment au printemps et à l'automne, ce qui entraîne des mouvements de sable et l'accumulation de poussière sur les surfaces des panneaux photovoltaïques. Ce phénomène réduit leur rendement s'il n'est pas compensé par des dispositifs de nettoyage et de protection.

Tableau 4 : Impact des conditions venteuses et sableuses sur l'exploitation photovoltaïque à In Amenas[39]

Élément climatique	Valeur estimée
Vitesse du vent	4 – 6 m/s
Tempêtes de sable	Fréquentes en saisons de transition
Contraintes	Nécessité de nettoyage régulier et de protection

Commentaire :

Ce tableau présente les principales caractéristiques climatiques du site d'**In Amenas**, avec une vitesse du vent comprise entre **4 et 6 m/s** et la présence **fréquente de tempêtes de sable**, surtout durant les saisons de transition. Ces conditions imposent un **nettoyage régulier des panneaux solaires** et une **protection adéquate** afin de maintenir un rendement stable et optimal du système photovoltaïque.

II.5.4. Impacts climatiques sur la conception :

Sur la base des données précédentes, les impacts climatiques peuvent être résumés comme suit :

- **Températures élevées** : nécessité d'utiliser des modules capables de résister au stress thermique sans perte de performance.
- **Irradiation élevée** : facteur favorable à une meilleure productivité du système.
- **Vent et sable** : exigent un renforcement de la structure mécanique et l'intégration d'un système de nettoyage performant.

II.6. Description des équipements à alimenter électriquement :

L'identification des charges électriques au sein du centre CS5 constitue une étape primordiale dans l'étude de faisabilité énergétique, notamment en vue d'un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque hybride. D'après les données opérationnelles, le site repose essentiellement sur un unique équipement critique nécessitant une alimentation électrique continue : une pompe industrielle entraînée par un moteur électrique de forte puissance.



Figure 26 : Pompe et moteur situés au centre CS5(Vue prise sur site lors du stage à In Amenas)

II.6.1. Caractéristiques techniques du moteur électrique principal :

Le moteur électrique utilisé est destiné au pompage du pétrole ou de l'eau résultant des processus de séparation. Il se distingue par les spécifications techniques suivantes :

Tableau 5 : Caractéristiques techniques du moteur principal du centre CS5.

Caractéristique	Valeur
Type de courant	Courant alternatif (AC)

Tension nominale	380 V
Courant nominal	210 A
Puissance nominale	125 ch \approx 92,5 kW
Durée de fonctionnement	2 heures par jour
Type de charge	Pompe industrielle

Commentaire :

Ce tableau décrit les caractéristiques électriques du moteur principal utilisé pour le pompage au centre **CS5**. Il s'agit d'un moteur à **courant alternatif (AC)**, d'une **puissance nominale de 92,5 kW** fonctionnant environ **2 heures par jour** pour alimenter une **pompe industrielle**.

Ces données servent de base pour le **dimensionnement énergétique du système photovoltaïque**.

Ce moteur constitue la principale charge électrique du centre, faisant de son alimentation une priorité absolue dans le schéma de conception énergétique.

II.6.2. Analyse du profil de fonctionnement :

Ce profil de charge est classé comme une demande industrielle lourde à haute tension, nécessitant :

- Une alimentation électrique stable sans interruptions soudaines ;
- Une disponibilité immédiate de l'énergie au démarrage ;
- Une prise en compte précise des pertes électriques (câblage, transformateurs, etc.).

II.6.3. Nécessité de sécurisation énergétique du moteur :

En l'absence d'un générateur de secours ou d'un système de redondance, toute coupure électrique entraînerait un arrêt total du processus de pompage. Le moteur constitue donc un **point critique** dans la conception du système, ce qui impose :

- L'intégration d'un **système de stockage par batteries** pour assurer la continuité en cas d'absence de soleil ;
- L'utilisation d'un **régulateur de tension performant** pour protéger les équipements sensibles ;

- La prise en compte d'une **marge de sécurité** supplémentaire dans le dimensionnement de la puissance du système photovoltaïque.

II.7. Évaluation des besoins énergétiques du site :

L'évaluation de la consommation électrique quotidienne du centre CS5 constitue une étape clé dans la conception d'un système photovoltaïque performant. Elle permet d'estimer avec précision la quantité d'énergie nécessaire au fonctionnement des équipements critiques et d'orienter le dimensionnement global de la future installation. Cette estimation s'appuie sur les données réelles de fonctionnement du moteur principal, en intégrant plusieurs hypothèses techniques relatives aux pertes énergétiques attendues.

II.7.1. Calcul théorique de la consommation quotidienne :

La consommation du moteur principal de ($\approx 92,5$ kW) est estimée à 186 kWh/jour pour 4 heures de fonctionnement. Cependant, afin d'assurer une marge de sécurité et de garantir la cohérence avec les simulations, une durée de **7 heures/jour** a été retenue, soit environ **652 kWh/jour**. Cette valeur constitue la base du dimensionnement du système hybride.

Une puissance des panneaux photovoltaïque adéquate pour un fonctionnement optimal du moteur qui sera calculée comme suit :

$$E_{QUOTIDIENNE} = P \times t = 100kW \times 7h = 700kWh/jour \quad (\text{II.2})$$

II.7.2. Estimation des pertes énergétiques du système :

La consommation théorique ne tient pas compte des différentes pertes inhérentes au fonctionnement réel du système. Ces pertes peuvent résulter de :

- La baisse de rendement des modules photovoltaïques (chaleur, poussière, orientation)
- Les pertes liées au régulateur de charge et à l'onduleur ;
- Les pertes ohmiques dans les câbles ;
- Les variations quotidiennes de l'irradiation solaire.

II.7.3. Synthèse de l'évaluation énergétique :

Tableau 6 : Résumé des besoins énergétiques journaliers du centre CS5.

Paramètre	Valeur
Puissance nominale absorbée du moteur	100kW
Durée de fonctionnement quotidienne	7 heures / jour

Besoin énergétique quotidien (théorique)	700 kWh/j
Pertes estimées dans le système	25 %
Énergie finale requise (PV)	933.33kWh/j

Commentaire :

Ce tableau résume les besoins énergétiques du système de pompage. En tenant compte d'une **puissance absorbée de 100 kW** et d'une **durée de fonctionnement de 7 heures par jour**, la consommation théorique atteint **700 kWh/jour**. Avec **25 % de pertes estimées**, l'énergie finale requise du système photovoltaïque s'élève à **933,33 kWh/jour**, ce qui souligne l'importance d'un **dimensionnement précis** pour garantir une alimentation continue et fiable.

II.8. Justification du recours à l'énergie photovoltaïque :

Le choix d'un système photovoltaïque pour l'alimentation du centre CS5 s'inscrit dans une logique stratégique, répondant à une combinaison de facteurs environnementaux, techniques et économiques. Cette solution représente une alternative optimale pour garantir la continuité des opérations tout en réduisant la dépendance énergétique du site. Les principales justifications sont détaillées ci-après

a. Abondance du rayonnement solaire comme ressource énergétique de qualité :

La région d'In Amenas est l'une des plus ensoleillées du pays, avec une irradiation annuelle dépassant **3000 kWh/m²/an**, et plus de **300 jours de soleil** par an. Cette ressource naturelle exceptionnelle constitue un atout majeur pour l'exploitation efficace et durable de l'énergie solaire [40].

b. Fragilité du réseau électrique conventionnel :

Actuellement, le centre CS5 est alimenté par le réseau interne STAII, qui subit des coupures fréquentes, notamment durant la saison estivale. L'absence de générateurs de secours aggrave cette vulnérabilité et souligne la nécessité d'un système alternatif, fiable et indépendant.

c. Absence d'alternatives viables et coût élevé des solutions classiques :

Les générateurs diesel représentent une option envisageable, mais posent plusieurs contraintes :

- Coûts d'exploitation élevés (carburant, maintenance, pièces de rechange),
- Difficulté d'approvisionnement en zones isolées,

- Impact environnemental négatif (émissions de CO₂).

En comparaison, le système photovoltaïque offre une solution à long terme, économique, propre et stable.

d. Avantages techniques et stratégiques du photovoltaïque :

Le système photovoltaïque représente une solution bien adaptée aux conditions désertiques du site CS5. Son absence de pièces mécaniques mobiles limite considérablement les besoins en maintenance, tout en offrant une grande fiabilité et une durée de vie prolongée. Ce type d'installation est donc particulièrement approprié pour les zones isolées, où les interventions techniques peuvent être complexes.

Par ailleurs, l'intégration d'une source d'énergie autonome permet de renforcer la résilience du centre face aux coupures électriques, en assurant le fonctionnement continu des équipements critiques. Cette indépendance énergétique contribue également à améliorer la sécurité opérationnelle et à réduire l'impact environnemental, en accord avec les engagements de l'entreprise en matière de développement durable.

II.9. Objectifs du dimensionnement proposé :

La conception d'un système photovoltaïque efficace pour le centre CS5 constitue une étape stratégique vers l'autonomie énergétique et l'assurance de la continuité des opérations. Les objectifs de ce dimensionnement ne se limitent pas à couvrir les besoins électriques de la pompe principale, mais visent également à améliorer la qualité de l'alimentation électrique et à réduire les risques opérationnels, à travers une approche technique intégrée tenant compte des spécificités du site, des conditions d'exploitation et des missions industrielles sensibles.

II.9.1. Assurer la continuité de fonctionnement sans interruption :

En raison de la nature critique des opérations industrielles du centre CS5, toute coupure de courant imprévue peut entraîner l'arrêt du pompage ou l'endommagement d'équipements sensibles, causant ainsi des pertes économiques et techniques importantes. Le premier objectif du dimensionnement est donc de fournir une source d'énergie stable, fiable et continue, capable d'alimenter le moteur principal sans interruption, en particulier durant les périodes de pointe ou d'urgence.

II.9.2. Réduction de la dépendance au réseau STAH :

Le centre repose actuellement entièrement sur le réseau interne STAH, qui présente parfois des instabilités ou des coupures. L'intégration d'un système photovoltaïque autonome

ou hybride représente une solution stratégique pour réduire cette dépendance et renforcer l'autonomie énergétique du site.

II.9.3. Renforcement de la sécurité industrielle et respect des normes environnementales:

En assurant l'alimentation continue des systèmes de contrôle et de surveillance, le système photovoltaïque contribue à accroître la sécurité industrielle du centre. Il permet également de réduire les émissions polluantes générées par les groupes électrogènes thermiques, ce qui s'inscrit dans le respect des normes environnementales en vigueur dans le secteur énergétique.

II.9.4. Préparer la transition énergétique au sein de l'entreprise :

Ce projet s'inscrit dans une vision stratégique d'intégration progressive de l'énergie solaire dans l'infrastructure des centres de production de Sonatrach, notamment dans les sites isolés. Le centre CS5 constitue une initiative pilote dans cette optique, pouvant servir de référence technique pour d'autres projets similaires à venir.

II.9.5. Atteindre une viabilité technico-économique durable :

La conception vise à assurer un équilibre optimal entre performance technique et coût économique, en sélectionnant des équipements de haute qualité et en réduisant les besoins en maintenance et exploitation, garantissant ainsi une rentabilité durable à long terme.

II.9.6. Composants principaux du système photovoltaïque proposé:

Afin d'assurer une alimentation fiable et continue de la charge principale (pompe entraînée par moteur électrique), le système photovoltaïque hybride envisagé repose sur une série de composants interconnectés. Le tableau (II.6) présente de manière synthétique la fonction de chaque composant ainsi que sa logique de connexion au sein de l'architecture globale.

Tableau 7 Description fonctionnelle et logique de connexion des composants du système photovoltaïque.

Composant	Fonction	Remarques sur la connexion
Panneaux PV	Génèrent l'électricité à partir de la lumière solaire	Connectés au MPPT puis au régulateur de charge et à la batterie
MPPT	Optimise la puissance extraite des panneaux solaires	Relie les panneaux au régulateur de charge
Régulateur de charge	Gère le cycle de charge de la batterie	Connecté à la batterie et au bus DC
Batterie	Stocke l'énergie pour usage hors ensoleillement	Connectée à la charge DC ou à l'onduleur selon le type de charge
Onduleur (Inverter)	Convertit le courant continu (DC) en courant alternatif (AC)	Alimente directement le moteur
Moteur électrique	Assure le fonctionnement de la pompe	Alimenté par la sortie de l'onduleur
Pompe (Charge)	Fonctionne 2 heures par jour pour le pompage	Reliée mécaniquement au moteur

- Ce tableau résume les composants clés du système prévu, leur fonction et la logique de connexion entre les éléments afin d'assurer un fonctionnement stable et continu de la pompe industrielle.

Commentaire :

Ce tableau décrit les **différents composants du système photovoltaïque** et leurs **fonctions principales**. Il met en évidence la **chaîne énergétique** complète, depuis la conversion de la lumière solaire par les panneaux PV jusqu'au **fonctionnement de la pompe**. L'interconnexion entre les éléments — notamment le **MPPT**, le **régulateur de charge**, la **batterie** et l'**onduleur** — assure une alimentation électrique stable et adaptée aux besoins du système de pompage.

II.9.7. Étapes de l'intégration énergétique du système photovoltaïque au centre CS5 :

L'intégration d'un système photovoltaïque dans l'infrastructure du centre CS5 nécessite une planification rigoureuse et une approche méthodique afin de garantir le succès du projet et l'atteinte des objectifs visés en matière d'autonomie énergétique et de fiabilité opérationnelle. Les étapes proposées sont les suivantes :

→ 1. Évaluation de la situation énergétique actuelle :

Cette première étape consiste à analyser de manière détaillée la consommation énergétique du centre, en identifiant les points sensibles et les faiblesses, telles que l'absence de groupes électrogènes de secours et l'instabilité du réseau.

→ 2. Détermination précise des besoins énergétiques :

Les données techniques des équipements critiques (pompes, moteurs, etc.) sont recueillies afin d'estimer la puissance nécessaire au bon fonctionnement continu du centre.

→ 3. Étude de faisabilité technique et climatique :

Cette phase évalue l'ensoleillement disponible, les températures extrêmes et d'autres facteurs environnementaux (vent, sable) pour s'assurer de la compatibilité du site avec une installation solaire performante.

→ 4. Choix de la configuration optimale du système :

Elle comprend la sélection du type et du nombre de panneaux solaires, la capacité des batteries, et le type d'onduleur adapté, en fonction du profil de consommation et des contraintes du site (système autonome ou hybride).

→ 5. Planification de l'intégration électrique :

Des plans techniques sont élaborés pour assurer une intégration fluide du système solaire avec les installations électriques existantes, sans perturber le fonctionnement des équipements.

→ 6. Mise en œuvre et phase de test :

Le système est installé, suivi de tests en conditions réelles pour évaluer sa performance et sa réactivité face aux besoins énergétiques journaliers.

→ **7. Évaluation des résultats et extension potentielle :**

Les performances techniques et économiques sont analysées après une période d'exploitation, et des recommandations sont émises pour une éventuelle extension du système ou sa reproduction dans d'autres centres similaires.

Ce processus ne se limite pas à une simple installation de panneaux photovoltaïques, mais constitue une démarche stratégique vers une transition énergétique durable et maîtrisée au sein des installations de production de Sonatrach.

II.9.8. Disposition et inclinaison optimale des panneaux :

La détermination de l'orientation et de l'inclinaison optimales des panneaux photovoltaïques est une étape cruciale pour garantir une production énergétique efficace, notamment dans les zones désertiques ouvertes comme In Amenas. Il est recommandé de positionner les modules plein sud dans l'hémisphère nord afin de capter un maximum d'irradiation solaire tout au long de l'année. L'inclinaison idéale dépend quant à elle de la latitude du site, selon la règle suivante :

Tableau 8 : Inclinaison optimale en fonction de la latitude.

Latitude (φ)	Inclinaison (α°)
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

Commentaire :

Ce tableau indique la **relation entre la latitude du site et l'inclinaison optimale** des panneaux photovoltaïques. L'ajustement de l'angle d'inclinaison permet de **maximiser la captation du rayonnement solaire** tout au long de l'année, garantissant ainsi un rendement énergétique optimal du système.

Dans notre cas, la latitude du centre CS5 est de $28^{\circ} 02' 18$, ce qui donne une inclinaison optimale :

$$\alpha = 28 \quad (\text{II.4})$$

Ce choix assure une production énergétique annuelle plus stable et optimise les performances du système face aux variations saisonnières.

II.9.9. Choix du panneau photovoltaïque adapté :

Le choix du type de panneau photovoltaïque constitue une étape déterminante dans la conception d'un système solaire performant. Il impacte directement la productivité énergétique et la durabilité de l'installation. Pour notre projet, nous avons retenu le module **SPR-305WHT monocristallin**, fabriqué par la société **SunPower**, en raison de sa haute efficacité et de sa fiabilité dans des environnements désertiques exigeants.

Ce panneau présente un rendement global de **18,1 %** et une puissance crête de **305 Wc** dans des conditions standards STC (irradiation 1000 W/m^2 , température 25°C , spectre AM1.5). Grâce à la technologie monocristalline, il offre une densité énergétique élevée et une excellente tenue dans le temps, ce qui en fait un choix pertinent pour les sites industriels isolés.

Caractéristiques électriques du panneau SPR-305WHT :

Tableau 9: Caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque SPR-305WHT (SunPower)

Paramètre	Valeur
Courant max (I_{max})	5,58 A
Tension max (V_{max})	54,7 V
Tension à vide (V_{oc})	64,2 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	5,96 A
Puissance max (P_{max})	305,22 W
Rendement (η)	18,1 %

Commentaire :

Ce tableau présente les **caractéristiques électriques du module photovoltaïque** utilisé dans le système. Avec une **puissance maximale de 305,22 W** et un **rendement de 18,1 %**, ce panneau offre de bonnes performances pour les conditions climatiques d'In Amenas. Les valeurs de **tension et de courant** indiquent la capacité du module à fournir une énergie stable et efficace.

Ce choix permet de réduire l'espace nécessaire au déploiement et d'assurer une production énergétique fiable, conforme aux exigences d'autonomie du centre CS5.

II.9.10. Calcul du nombre de panneaux à installer :

À partir du besoin énergétique journalier du site CS5, estimé à **933.33 kWh/jour** après intégration des pertes, il est nécessaire de déterminer le nombre de panneaux photovoltaïques requis. Ce calcul repose sur les caractéristiques techniques du panneau sélectionné (SPR-305WHT).

La formule utilisée est :

$$P_C = \frac{E_{journaliere}}{N_e} = 933.33/5.5 = 96.96KW \quad \text{on prend une puissance de 100 KW crête}$$

(II.5)

Avec :

- *Ejournaliere* : énergie totale requise par jour (kWh/jour)

En supposant une durée moyenne d'ensoleillement de **5,5 h/jour** à In Amenas,

D'où le nombre de panneaux nécessaires :

$$N = \frac{100}{0.305} = 328 \text{ panneaux} \quad \text{(II.7)}$$

Pour tenir compte des éventuelles dégradations de performance ou incertitudes climatiques, une marge de sécurité est ajoutée. Ainsi, **un total de 328 panneaux** sera retenu pour le dimensionnement initial.

II.10. Conclusion :

Ce chapitre constitue une base fondamentale pour la préparation et la conception du système photovoltaïque proposé pour le centre de séparation CS5. En offrant une vue d'ensemble sur le site du projet ainsi que sur ses spécificités industrielles et énergétiques, nous avons pu déterminer avec précision ses besoins électriques et identifier les principaux défis liés à l'assurance d'une alimentation continue en énergie dans un environnement isolé et sensible.

Les données climatiques, notamment la richesse en irradiation solaire, ont révélé que le site présente des conditions particulièrement favorables à l'adoption de l'énergie solaire comme solution alternative durable et efficace. L'analyse des équipements essentiels, ainsi que l'évaluation de leur consommation quotidienne, ont confirmé l'intérêt de s'orienter vers un système énergétique autonome et fiable, capable de renforcer la sécurité énergétique du centre et de réduire sa dépendance vis-à-vis du réseau interne STAH.

Ainsi, ce chapitre a jeté les bases nécessaires pour la prochaine étape du travail, à savoir **la conception énergétique détaillée du système photovoltaïque**, qui tiendra compte de l'ensemble des contraintes climatiques, techniques et opérationnelles analysées dans cette partie de l'étude.

Chapitre III

*Simulation et évaluation technique-économique du
système hybride*

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

III.1. Introduction :

Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur l'analyse des résultats issus du logiciel *HOMER Pro*, que nous avons utilisé pour simuler la performance du système photovoltaïque proposé pour le centre de séparation à In Amenas. Ce travail nous a permis d'évaluer la faisabilité technique et économique de la solution énergétique envisagée, en tenant compte des contraintes spécifiques du site, telles que les coupures fréquentes d'électricité, l'absence de groupes électrogènes de secours, et les conditions climatiques extrêmes. Les résultats obtenus à travers les différentes simulations sont présentés sous forme de tableaux et de graphiques explicatifs, accompagnés d'une interprétation détaillée visant à orienter les choix techniques les plus adaptés au contexte réel du centre étudié.

III.2 – Étude du projet avec le logiciel HOMER Pro :

HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) est un outil de référence pour la **modélisation, la simulation et l'optimisation technico-économique** des systèmes énergétiques hybrides. Il permet d'évaluer la performance et la rentabilité de différentes configurations combinant des sources renouvelables et conventionnelles, avec ou sans stockage d'énergie.

Dans le cadre de ce travail, le logiciel **HOMER Pro** a été utilisé pour **étudier la faisabilité technico-économique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique** destiné à l'alimentation du dispositif de pompage du site **CS5 – In Amenas**.

La simulation vise à déterminer la **configuration optimale du système** (capacité PV, onduleur, réseau, batterie éventuelle) en tenant compte des **conditions climatiques locales** et des **besoins énergétiques réels** de la station.

L'analyse réalisée à l'aide de HOMER Pro porte notamment sur :

- la **production annuelle d'énergie électrique**,
- le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)**,
- la **fraction d'énergie renouvelable**,
- ainsi que sur les **indicateurs économiques** tels que le coût d'investissement, les coûts d'exploitation et les revenus issus de la vente d'électricité injectée au réseau.

Les simulations s'appuient sur :

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

- les **données météorologiques du site CS5 – In Amenas** (irradiation, température, durée d'ensoleillement),
- le **profil de charge** du système de pompage,
- et les **coûts des composants photovoltaïques** (panneaux, convertisseurs, câblage, etc.).

L'objectif principal est d'obtenir une configuration optimale assurant une **alimentation continue, stable et économiquement viable**, tout en **réduisant la dépendance au réseau** et les impacts environnementaux.

III.3 – Présentation du logiciel HOMER Pro :

Le logiciel **HOMER Pro**, développé par le **National Renewable Energy Laboratory (NREL)** aux États-Unis, est un outil de référence permettant de **concevoir, simuler et optimiser différents systèmes d'alimentation électrique**, qu'ils soient **autonomes (off-grid)** ou **raccordés au réseau (on-grid)**.

Son objectif principal est de **simplifier l'évaluation technico-économique** des systèmes hybrides en intégrant plusieurs sources d'énergie, notamment **le photovoltaïque, le diesel, l'éolien, ou encore le stockage par batteries**.

Pour chaque configuration étudiée, HOMER calcule automatiquement :

- la production d'énergie des différentes sources,
- la consommation de charge,
- les coûts d'investissement et d'exploitation,
- ainsi que le coût actualisé de l'énergie (LCOE).

L'utilisateur peut définir tous les éléments du système à simuler à partir de la **bibliothèque intégrée du logiciel**, qui contient plusieurs composants :

- panneaux photovoltaïques,
- onduleurs,
- batteries,
- générateurs,
- ou encore réseau électrique.

Chaque composant peut être **ajouté, supprimé ou modifié** selon les caractéristiques techniques du projet (puissance, rendement, coût, durée de vie, etc.).

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Les **données météorologiques** (irradiation solaire, température ambiante, etc.) sont introduites manuellement ou importées depuis une base de données en ligne.

Enfin, la **charge électrique** est définie selon sa nature (AC ou DC) et sa répartition horaire journalière.

Grâce à ces fonctionnalités, **HOMER Pro permet de déterminer la configuration optimale du système photovoltaïque** en termes de performance énergétique et de rentabilité économique pour le site **CS5 – In Amenas**.

III.4 – Description du système étudié :

Avant toute simulation dans **HOMER Pro**, il est essentiel de **définir et schématiser le système énergétique à étudier**.

Le système envisagé pour le site **CS5 – In Amenas** se compose principalement d'un **générateur photovoltaïque** connecté au **réseau électrique** à travers un **convertisseur DC/AC**.

Ce convertisseur permet d'alimenter directement **la charge représentée par le système de pompage**.

Les étapes de préparation consistent à :

- choisir les composants principaux du système (panneaux photovoltaïques, onduleur, réseau),
- définir les paramètres d'entrée tels que **l'irradiation solaire, la température ambiante, les coûts des équipements et leur durée de vie**,
- et spécifier les **paramètres de sortie attendus** comme la production annuelle d'énergie, le coût actualisé de l'électricité (LCOE) ou le rendement global.

Dans l'environnement HOMER, chaque composant du système a été configuré en fonction des **données réelles du site**.

Ainsi :

- Les **coordonnées géographiques** du site CS5 (latitude, longitude, altitude) ont été introduites pour une simulation fidèle.
- Les **données climatiques** (irradiation moyenne > 6 kWh/m²/jour, température moyenne élevée) ont été importées pour représenter les conditions désertiques d'In Amenas.
- Les **caractéristiques techniques et économiques** des équipements (panneaux, onduleur, réseau) ont été définies selon les valeurs réalistes du marché.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Cette configuration a permis de réaliser la **simulation complète du système photovoltaïque raccordé au réseau**, afin d'évaluer sa faisabilité technique et économique et de vérifier sa capacité à alimenter le système de pompage de manière stable et continue.

III.5 – Simulation :

Le modèle du système photovoltaïque hybride a été intégré dans le logiciel HOMER Pro en prenant en compte la disponibilité technologique, le coût des composants et les données climatiques spécifiques au site CS5 – In Amenas.

Les différentes configurations simulées ont été comparées selon leur faisabilité technique et leur rentabilité économique, notamment en termes de coût d'investissement initial et de performance énergétique sur la durée de vie du projet, estimée à 25 ans.

L'analyse économique inclut les coûts de capital, les frais d'exploitation et de maintenance, ainsi que les revenus générés par la vente de l'énergie excédentaire au réseau.

L'ensemble de ces paramètres permet d'identifier la configuration optimale garantissant un équilibre entre performance technique et rentabilité financière.

La **Figure (27)** illustre l'interface principale du logiciel **HOMER Pro**, utilisée pour la simulation du système photovoltaïque relié au réseau du site CS5.



III.6. Données météorologiques :

III.6.1 – Ressource solaire

La zone d'étude correspond au site **CS5 – In Amenas**, situé dans le sud-est de l'Algérie, à proximité de la frontière libyenne.

Les coordonnées géographiques du site sont :

- **Latitude** : 28.02° N
- **Longitude** : 9.55° E

Cette région du Sahara algérien bénéficie d'un **ensoleillement exceptionnel**, dépassant **3000 heures par an**, et d'une irradiation solaire moyenne variant entre **5,5 et 7,5 kWh/m²/jour** selon la saison.

Le tableau suivant présente les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale horizontale au site **CS5 – In Amenas** :

Tableau 10: Irradiation solaire moyenne mensuelle du site CS5 – In Amenas.

Mois	Irradiation (kWh/m ² /jour)
Janvier	4.20
Février	5.10
Mars	6.10
Avril	6.80
Mai	7.30
Juin	7.60
Juillet	7.80
Août	7.40
Septembre	6.70
Octobre	5.50
Novembre	4.50
Décembre	4.00

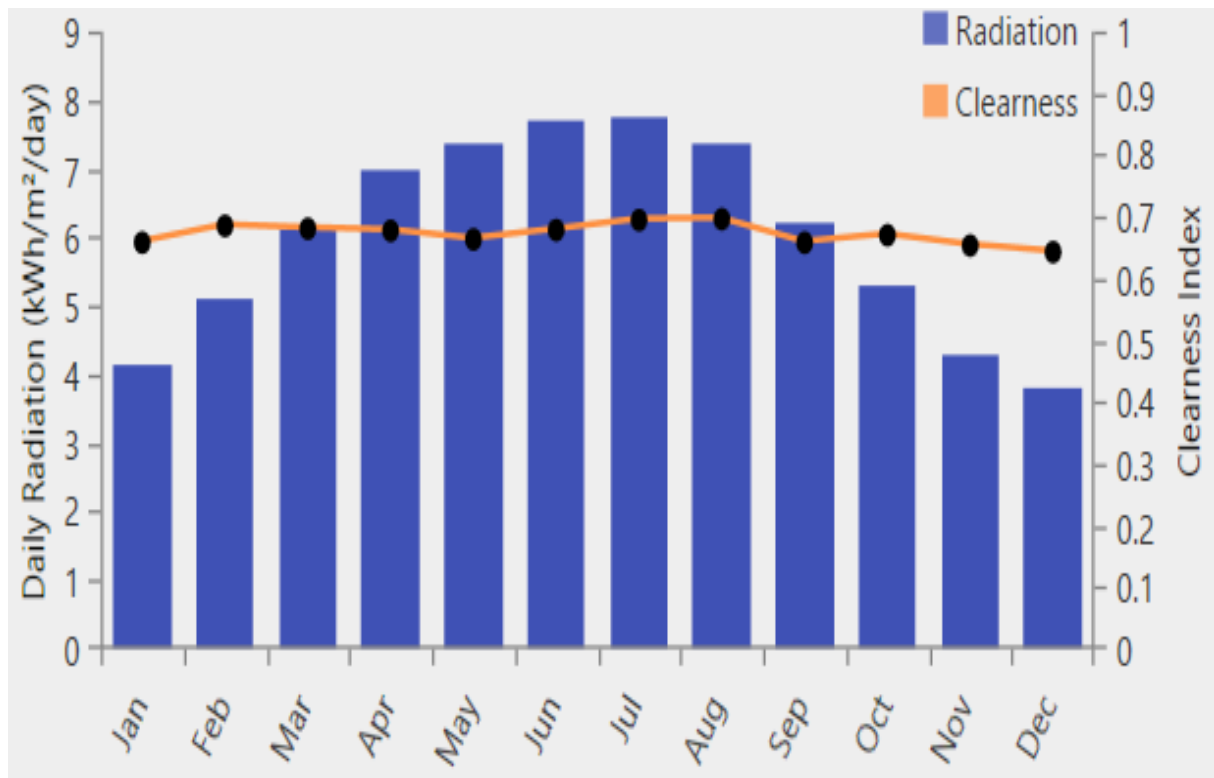


Figure 28 : Les moyennes mensuelles du rayonnement solaire global sur le plan horizontal.

La **Figure (28)** illustre la variation mensuelle de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal. On observe que l'énergie solaire disponible atteint son maximum pendant les mois d'été (juin à août), ce qui confirme la **forte potentialité solaire du Sahara algérien**, tandis qu'en hiver, l'irradiation reste suffisante pour assurer un fonctionnement stable du système photovoltaïque.

III.6.2– Ressource de température :

La température ambiante constitue un paramètre important influençant le rendement des systèmes photovoltaïques.

Dans la région d'**In Amenas (site CS5)**, les conditions climatiques sont de type **désertique chaud et sec**, caractérisées par des écarts thermiques importants entre le jour et la nuit.

La **température moyenne mensuelle** varie entre **15 °C en hiver** et **48 °C en été**, avec une **moyenne annuelle estimée à 31,5 °C**.

Ces températures élevées peuvent entraîner une **diminution de l'efficacité des modules photovoltaïques**, car la tension de sortie d'une cellule solaire diminue généralement d'environ **0,4 à 0,5 % par degré Celsius** d'augmentation de la température.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

La **Figure (29)** illustre le **profil de variation mensuelle de la température ambiante** du site, tel qu'extrait du logiciel **HOMER Pro**, montrant une nette hausse durant les mois estivaux (juin à août).

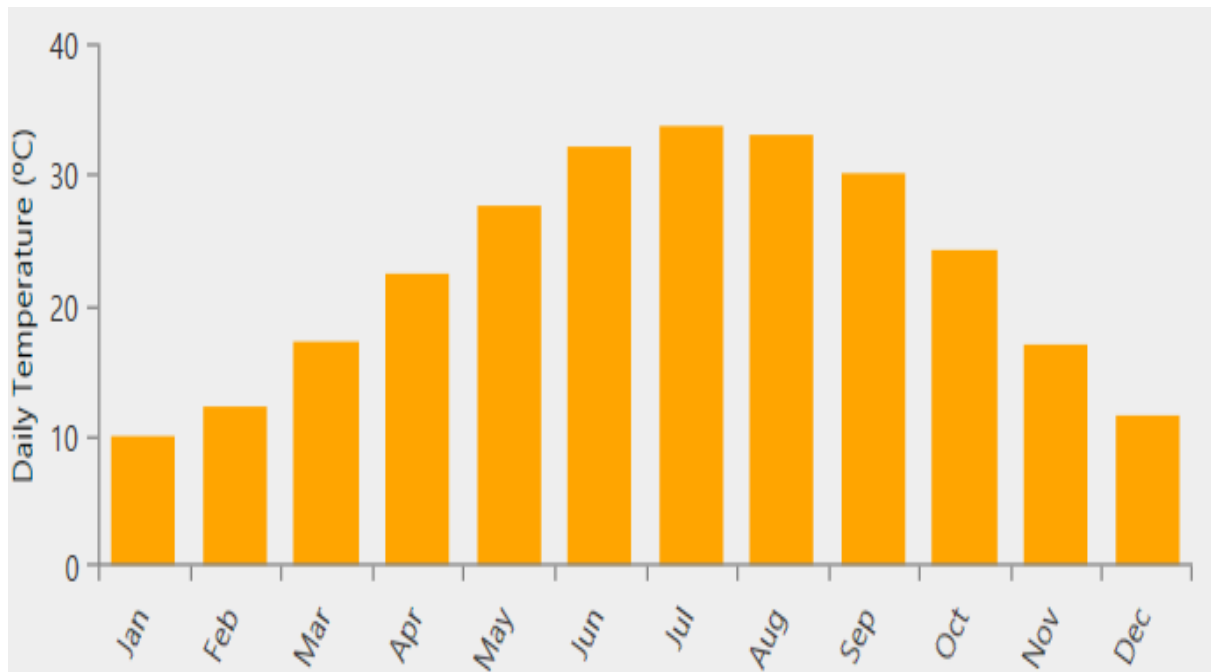


Figure 29 : Profil de température mensuelle extrait de HOMER.

III.6.3 – Profil de charge :

Le dimensionnement du système photovoltaïque dépend principalement du **profil de la charge électrique à alimenter**.

Dans le cas du site **CS5 – In Amenas**, la charge correspond au **système de pompage du champ pétrolier**, utilisé quotidiennement pour assurer le transfert des fluides (pétrole, gaz et eau).

La **demande énergétique** est concentrée sur une **période de fonctionnement d'environ deux heures par jour**, ce qui correspond aux besoins de pompage.

La **consommation moyenne** du système est estimée à **environ 184 kWh/jour**, équivalente à une puissance de **92 kW**.

Ce profil de charge reste **relativement constant tout au long de l'année**, en raison de la régularité du fonctionnement industriel du site.

III.7 – Création du système photovoltaïque connecté au réseau :

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Dans le cadre de notre étude sous l'environnement **HOMER Pro**, chaque composant du système photovoltaïque a été défini avec précision à partir des **données techniques et climatiques du site CS5 – In Amenas**.

Avant toute simulation, nous avons évalué le **potentiel solaire disponible**, ainsi que les **caractéristiques électriques** nécessaires pour alimenter le système de pompage.

La simulation effectuée dans HOMER a permis de **vérifier la faisabilité technique et économique** du projet et de confirmer que le **système photovoltaïque connecté au réseau** représente la solution la plus **fiable, durable et rentable** pour ce site industriel isolé.

Le modèle de l'installation, tel qu'il est représenté dans l'interface HOMER, illustre la connexion entre le champ photovoltaïque, le convertisseur, et la charge, tous intégrés dans un réseau hybride **PV + réseau électrique**.

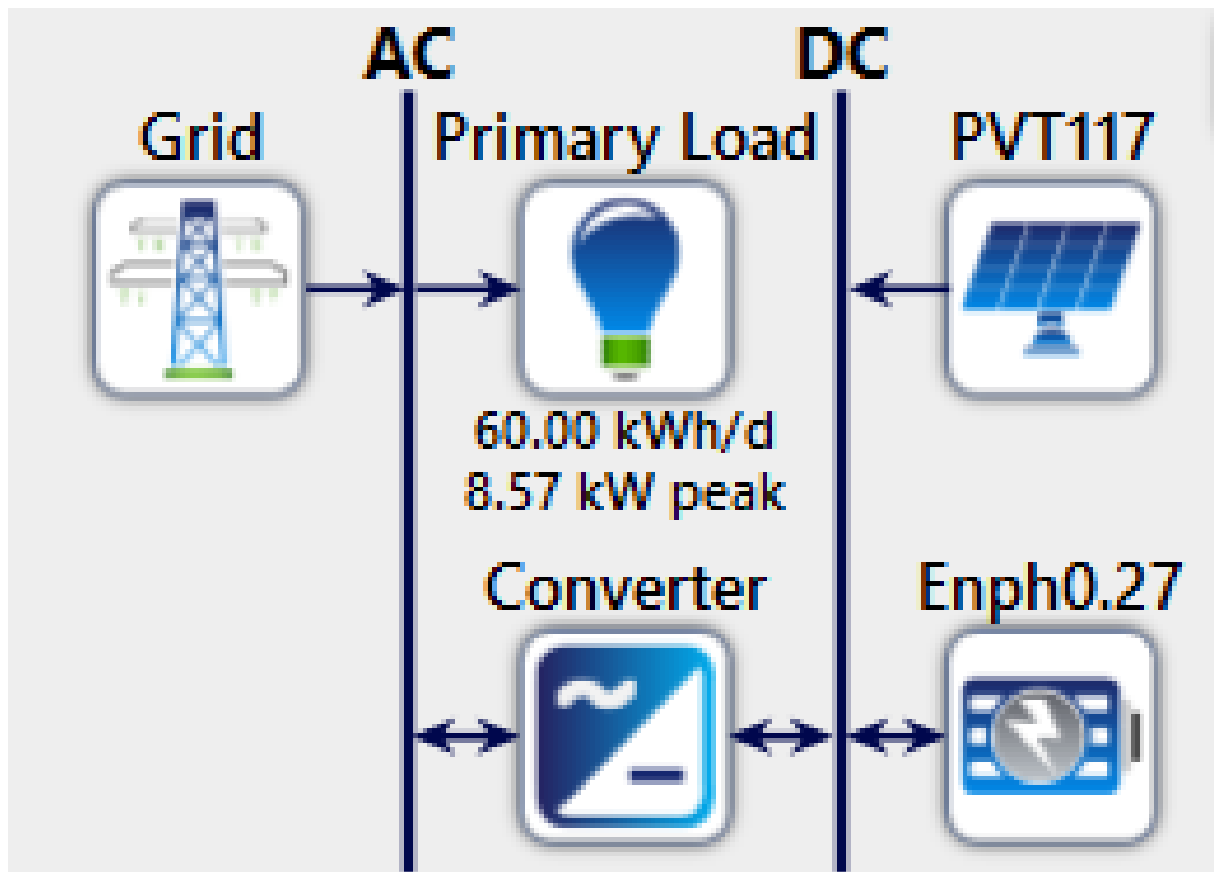


Figure 30: Configuration du système hybride.

III.8– Résultats de la simulation des performances du système photovoltaïque connecté au réseau :

Le logiciel **HOMER Pro** génère plusieurs résultats permettant d'analyser les performances techniques et économiques du système photovoltaïque.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Les configurations simulées sont classées selon le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)** et la **faisabilité du projet**.

Les résultats sont présentés sous forme de **tableaux, graphiques et indicateurs de performance**, illustrant notamment la **production annuelle du générateur photovoltaïque**, la **part d'énergie injectée au réseau**, ainsi que les **économies réalisées** grâce à la réduction de la dépendance au réseau électrique.

Ces résultats permettent de confirmer la **viabilité du dimensionnement du système PV** pour le site **CS5 – In Amenas**, tout en assurant une **alimentation stable et continue** pour le dispositif de pompage.

III.8.1 – Les configurations du système photovoltaïque connecté au réseau :

Les résultats obtenus à partir de la simulation sous **HOMER Pro** sont présentés sous forme de **configurations réalisables**, techniquement et économiquement viables.

Chaque configuration correspond à une combinaison des composants du système (panneaux photovoltaïques, convertisseurs, réseau électrique, etc.), classée selon la **valeur actuelle nette (NPC)** croissante.

Pour chacune des configurations proposées, **HOMER** fournit des informations détaillées telles que :

- la **fraction d'énergie renouvelable**,
- le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)**,
- la **production totale et l'énergie consommée**,
- ainsi que les **excédents d'énergie injectés au réseau**.

Dans le cadre de notre étude, la **configuration optimale** du système connecté au réseau comprend :

- un **champ photovoltaïque de 100 kW**,
- un **convertisseur (onduleur) de 100 kW**,
- et une **connexion directe au réseau électrique (STAH)**.

Cette configuration a été choisie en raison de sa **stabilité énergétique**, de sa **rentabilité économique**, et de sa **capacité à assurer un fonctionnement continu du système de pompage** sur le site **CS5 – In Amenas**.

La **Figure (31)** illustre la configuration optimale donnée par le logiciel HOMER.

Optimization Results													
Architecture				Cost				System			PVT117		
PVT117 (kW)	Enph0.27	Grid (kW)	Converter (kW)	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (\$)	Produ (kW)		
100		999,999	100	\$53,293	\$0.0280	-\$673.53	\$62,000	100	0	32,000	154,7		
100	1	999,999	100	\$56,202	\$0.0296	-\$534.46	\$63,111	100	0	32,000	154,7		
	1	999,999	100	\$93,714	\$0.331	\$4,843	\$31,111	0	0				

Figure 31: la configuration optimale donnée par Homer.

III.8.2 – L'énergie produite par le champ photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque installé sur le site **CS5 – In Amenas** fonctionne environ **4 300 heures par an**, soit une moyenne de **12 heures par jour**, selon les variations saisonnières de l'ensoleillement.

Cette durée de fonctionnement dépend principalement de la **latitude du site**, de la **position du soleil** et des **conditions climatiques locales** (températures et poussière saharienne).

La **Figure (32)** illustre l'évolution de la **production annuelle du champ photovoltaïque** simulée à l'aide du logiciel **HOMER Pro**.

Les résultats montrent une production totale d'environ **154 751 kWh/an**, avec une puissance moyenne de **17,7 kW**, ce qui correspond à un **facteur de capacité de 17,7 %**.

Ces valeurs confirment le **bon dimensionnement du système PV** et son **adéquation avec le climat désertique d'In Amenas**.

Les principales performances du générateur sont résumées dans le **tableau (32)**.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	100	kW
Mean Output	17.7	kW
Mean Output	424	kWh/d
Capacity Factor	17.7	%
Total Production	154,751	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	84.9	kW
PV Penetration	707	%
Hours of Operation	4,366	hrs/yr
Levelized Cost	0.0418	\$/kWh

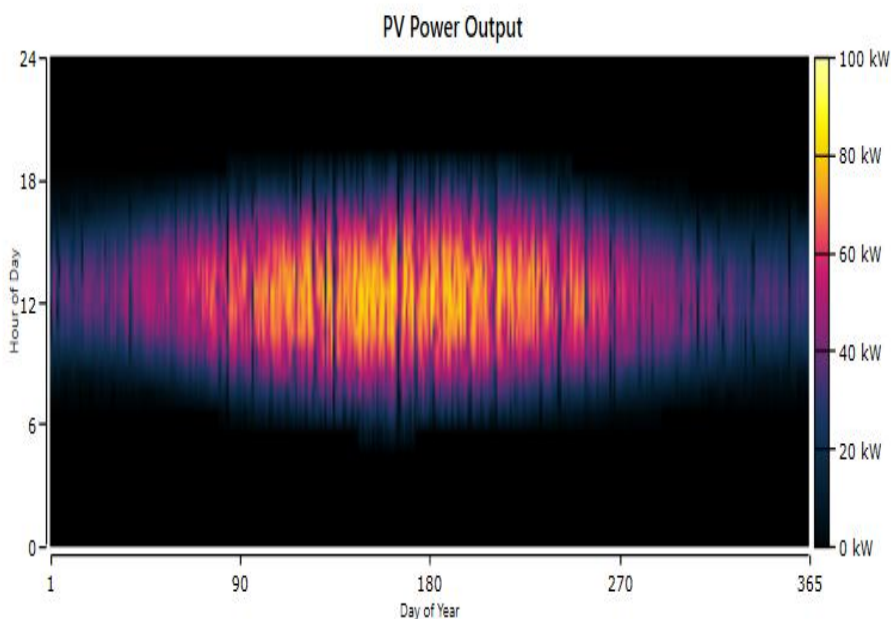


Figure 32: La production électrique annuelle du champ PV.

Tableau 11: Paramètres de fonctionnement du générateur photovoltaïque (Site CS5 – In Amenas).

Paramètres	Valeurs
Puissance installée	100 kW
Production totale annuelle	154 751 kWh/an
Production moyenne journalière	424,7 kWh/jour
Puissance moyenne effective	17,7 kW
Puissance maximale	80,6 kW
Heures de fonctionnement annuelles	≈ 4 300 h
Facteur de capacité	17,7 %
Pénétration renouvelable	100 %
Énergie vendue au réseau	125 160 kWh/an
Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	0,0418 \$/kWh

III.8.3 – Fonctionnement et performances du convertisseur :

La figure (33) illustre la comparaison entre la puissance d'entrée (côté courant continu) et la puissance de sortie (côté courant alternatif) du convertisseur utilisé dans le système photovoltaïque relié au réseau.

L'analyse montre que le convertisseur atteint sa puissance maximale, estimée à environ **80 kW**, durant les heures de fort ensoleillement, généralement entre **8h00 et 17h00**. Cette période correspond à la production maximale du champ photovoltaïque.

Le rôle principal du convertisseur est d'assurer la transformation efficace de l'énergie produite par les modules PV (en courant continu) en énergie alternative (AC) compatible avec le réseau électrique et la charge du système de pompage.

Le rendement global du convertisseur reste élevé, avec une **efficacité moyenne de 96 à 98 %**, garantissant des pertes énergétiques très limitées. Ce bon fonctionnement contribue directement à la stabilité du système et à l'optimisation de la puissance injectée dans le réseau Sonelgaz.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	100	75.0	kW
Mean Output	16.8	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	80.6	0	kW
Capacity Factor	16.8	0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	4,365	0	hrs/yr
Energy Out	147,013	0	kWh/yr
Energy In	154,751	0	kWh/yr
Losses	7,738	0	kWh/yr

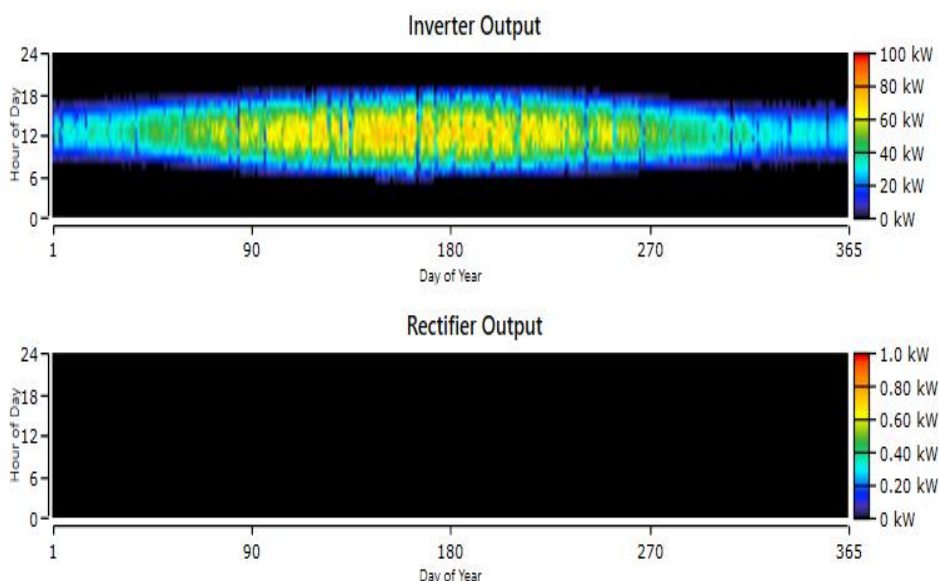


Figure 33: la puissance d'entrée et sortie de convertisseur.

III.8.4 – Fonctionnement et performances du réseau :

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Load (kW)	Energy Charge \$	Demand Charge \$
January	11	4,542	-4,531	4	-\$179.41	\$0
February	0	6,449	-6,449	0	-\$257.96	\$0
March	2	10,456	-10,454	2	-\$417.77	\$0
April	0	13,427	-13,427	0	-\$537.07	\$0
May	0	15,654	-15,654	0	-\$626.16	\$0
June	0	16,314	-16,314	0	-\$652.57	\$0
July	0	16,555	-16,555	0	-\$662.20	\$0
August	0	14,742	-14,742	0	-\$589.68	\$0
September	0	10,627	-10,627	0	-\$425.08	\$0
October	0	7,047	-7,047	0	-\$312.00	\$0

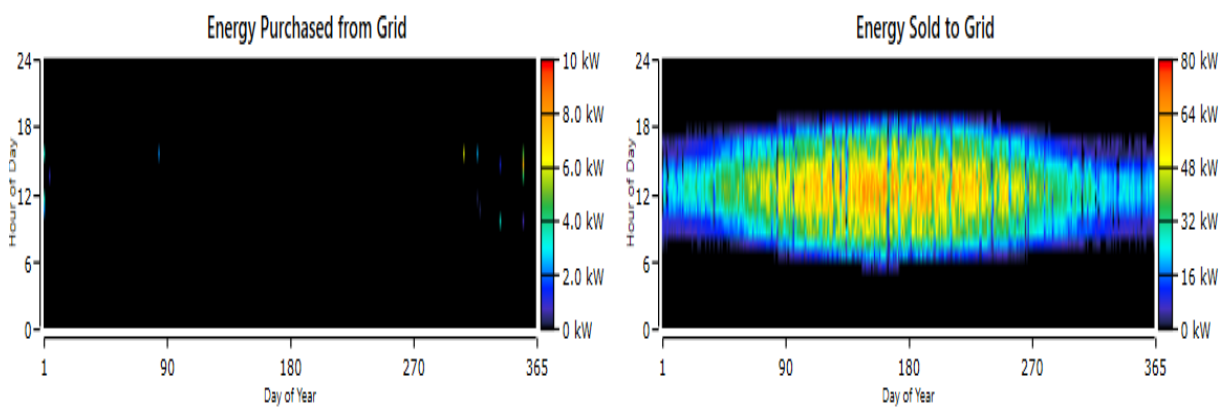


Figure 34: L'énergie vendue et achetée du réseau en fonction des heures de la journée.

La figure (34) illustre la variation de l'énergie achetée et vendue au réseau tout au long de la journée.

Les résultats de la simulation montrent que **toutes les valeurs associées à la vente d'énergie au réseau sont négatives**, ce qui indique que le système **injecte davantage d'électricité dans le réseau qu'il n'en consomme**.

Cette observation confirme la **capacité excédentaire** du champ photovoltaïque installé sur le site CS5 d'In Amenas.

Le mois de **juillet** présente la meilleure performance, avec un **excédent net estimé à environ 125 000 kWh** injectés dans le réseau.

Cette surproduction permet non seulement d'assurer l'autonomie énergétique du système de

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

pompage, mais aussi de générer des **revenus supplémentaires** grâce à la revente de l'énergie excédentaire à Sonelgaz.

Globalement, toutes les charges du réseau restent **négatives**, traduisant un **bilan économique favorable** et une **réduction notable de la dépendance au réseau conventionnel**.

III.8.5 – Production énergétique du système hybride optimal :

La figure (35) illustre la répartition de la production énergétique du système hybride optimisé simulé sous HOMER Pro.

Production	kWh/yr	%
CAT 117.5W	154,751	100
Grid Purchases	46.7	0.0302
Total	154,798	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	21,900	14.9
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	125,160	85.1
Total	147,060	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	100	%
Max. Renew. Penetration	171	%

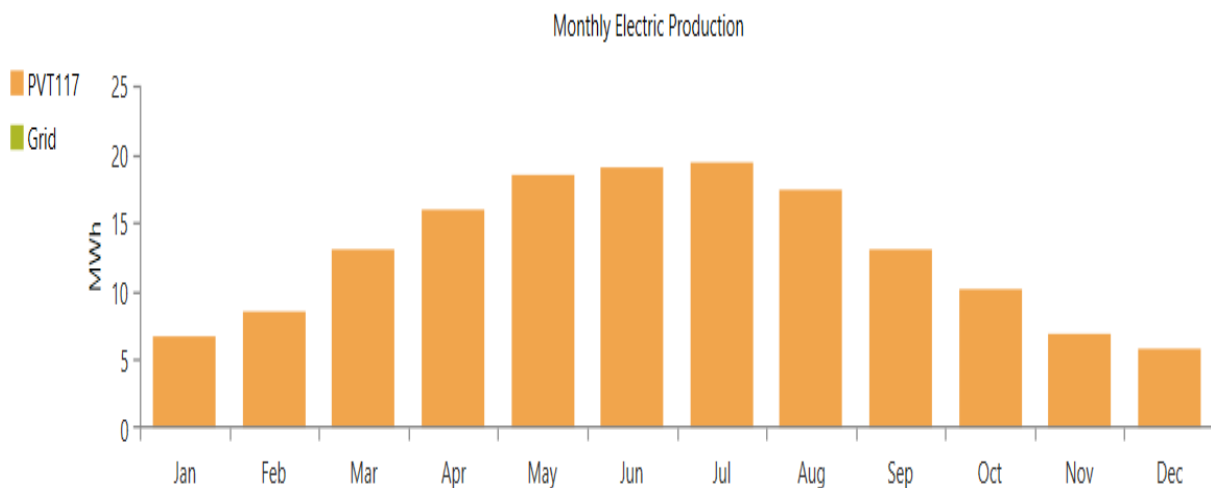


Figure 35: : la production énergétique du système hybride.

D'après les résultats de simulation, la **production totale d'électricité** atteint **154 798 kWh/an**, provenant principalement du **champ photovoltaïque**, qui génère à lui seul **154 751 kWh/an**, soit **99,97 %** de la production totale.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

L'énergie achetée au réseau est très faible (**46,7 kWh/an**, soit **0,03 %**), tandis que **les ventes au réseau atteignent 125 160 kWh/an**, représentant un taux de **44 %** du flux énergétique total.

La **charge totale consommée** est estimée à **21 900 kWh/an**, soit environ **14,9 %** de l'énergie produite.

Le reste correspond à l'énergie excédentaire injectée dans le réseau.

Ainsi, le système étudié couvre **largement les besoins énergétiques du site (taux de couverture ≈ 153 %)**, tout en garantissant une **autonomie complète et une stabilité de fonctionnement**.

L'absence de charge non alimentée (0 kWh) démontre la **fiabilité et la continuité d'alimentation** assurées par le système hybride proposé.

Les résultats essentiels sont résumés dans le tableau (12).

Tableau 12: Répartition annuelle de la production d'énergie selon la source.

Source d'énergie	Production (kWh/an)	Part (%)
Solaire photovoltaïque	154 751	99,97 %
Réseau (énergie achetée)	46,7	0,03 %
Total	154 798	100 %

III.9-Analyse de l'évolution de la production énergétique journalière d'un système hybride :

a. Profil énergétique journalier (24 janvier) :

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des flux d'énergie entre le système photovoltaïque hybride et le réseau électrique au cours de la journée du **24 janvier**. Il met en évidence la contribution de la production renouvelable locale, ainsi que les échanges (achats et ventes) avec le réseau afin d'équilibrer l'offre et la demande.

Quatre courbes principales sont représentées :

- **AC Primary Load (bleu foncé)** : la charge électrique principale alimentée.
- **Total Renewable Power Output (rose)** : puissance totale fournie par la source photovoltaïque.
- **Grid Purchases (rouge vif)** : énergie achetée au réseau pour couvrir le déficit local.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

- **Grid Sales (rouge clair)** : énergie injectée dans le réseau en cas d'excédent de production.

Analyse technique :

Tableau 13 : Synthèse horaire des échanges énergétiques avec le réseau (24 janvier).

Période horaire	Charge (kW)	Production PV (kW)	Ventes réseau (kW)	Achats réseau (kW)	Commentaire
00h 07h	– 0	0	0	0	Aucune activité, charge et production nulles
08h 12h	– ≈ 10	Jusqu'à 40	Maximales ($\approx 30 - 40$)	0	Forte production excédentaire, injection dans le réseau
12h 16h	– ≈ 10	En baisse (30 → 15)	En diminution	0	Charge stable, réduction progressive des ventes
17h 24h	– 5 – 10	0	0	Faibles (ponctuels)	Arrêt de la production PV, recours au réseau pour la charge

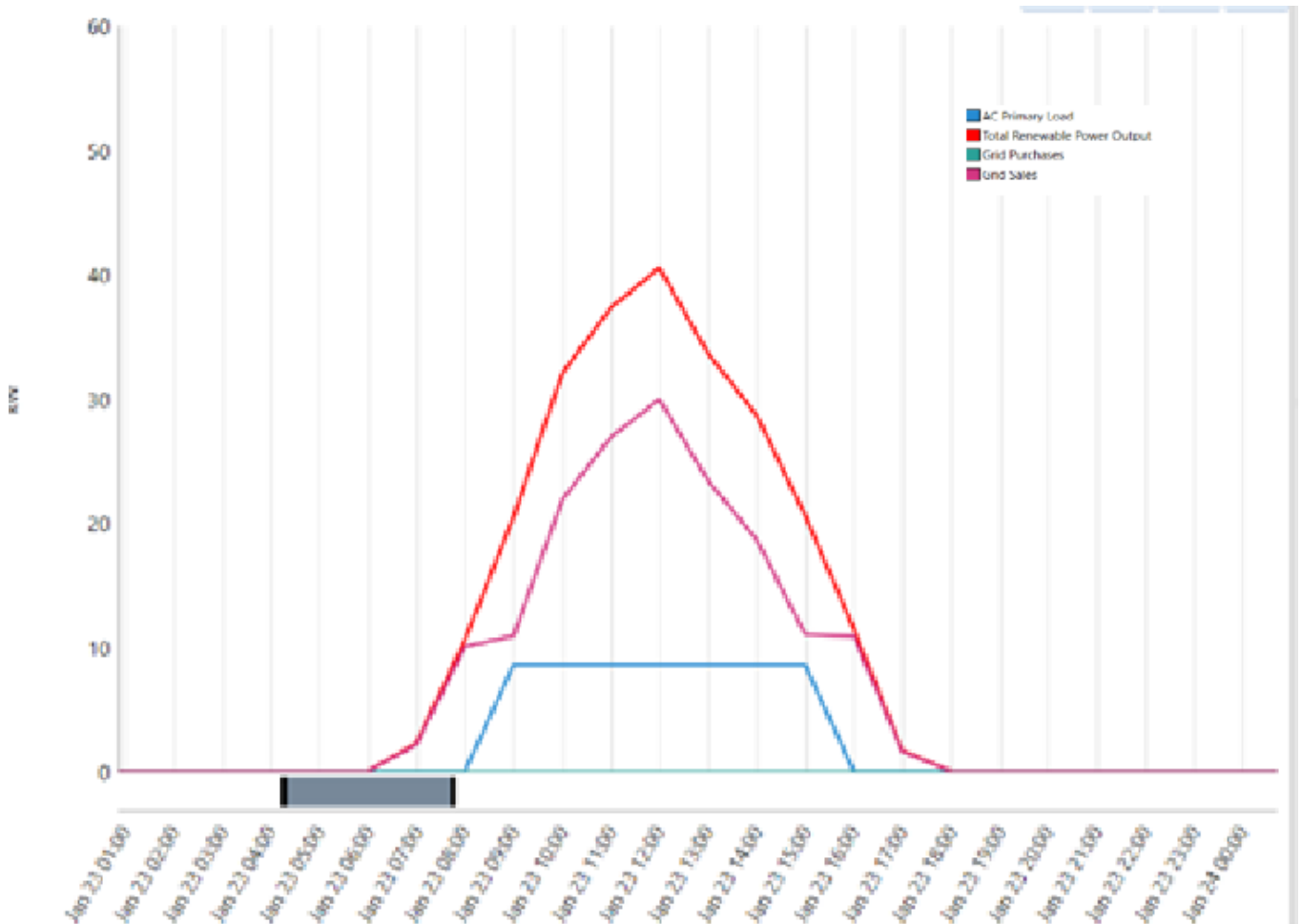


Figure 36 : Profil journalier des échanges énergétiques (production PV, charge, achats et ventes réseau) – Simulation HOMER Pro.

b. Profil énergétique journalier (06 juillet) :

Le graphique suivant illustre le profil journalier des échanges énergétiques entre le système photovoltaïque et le réseau électrique le 6 juillet. On remarque que la production solaire, nettement plus élevée qu'en hiver, permet non seulement de satisfaire la charge locale, mais aussi de générer un excédent significatif injecté dans le réseau.

Trois courbes sont représentées :

- **AC Primary Load (bleu clair)** : charge électrique principale du centre (≈ 10 kW).
- **Grid Purchases (rouge)** : énergie achetée au réseau.
- **Grid Sales (rose)** : énergie excédentaire injectée dans le réseau.

Analyse technique :

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Tableau 14: Synthèse horaire des échanges énergétiques avec le réseau (06 juillet).

Période horaire	Charge (kW)	Production PV (kW)	Ventes réseau (kW)	Achats réseau (kW)	Commentaire
00h 07h	– 0	0	0	0	Aucune activité, production et charge nulles
08h 12h	– ≈ 10	50 – 60	40 – 50	0	Production largement excédentaire, ventes maximales
12h 16h	– ≈ 10	60 – 75	50 – 65	0	Pic de production (jusqu'à 75 kW), injection maximale
17h 19h	– 5 – 10	20 – 40	10 – 30	0	Production encore excédentaire mais en baisse
20h 24h	– 0 – 5	0	0	Faibles (ponctuels)	Arrêt de la production PV, couverture par le réseau

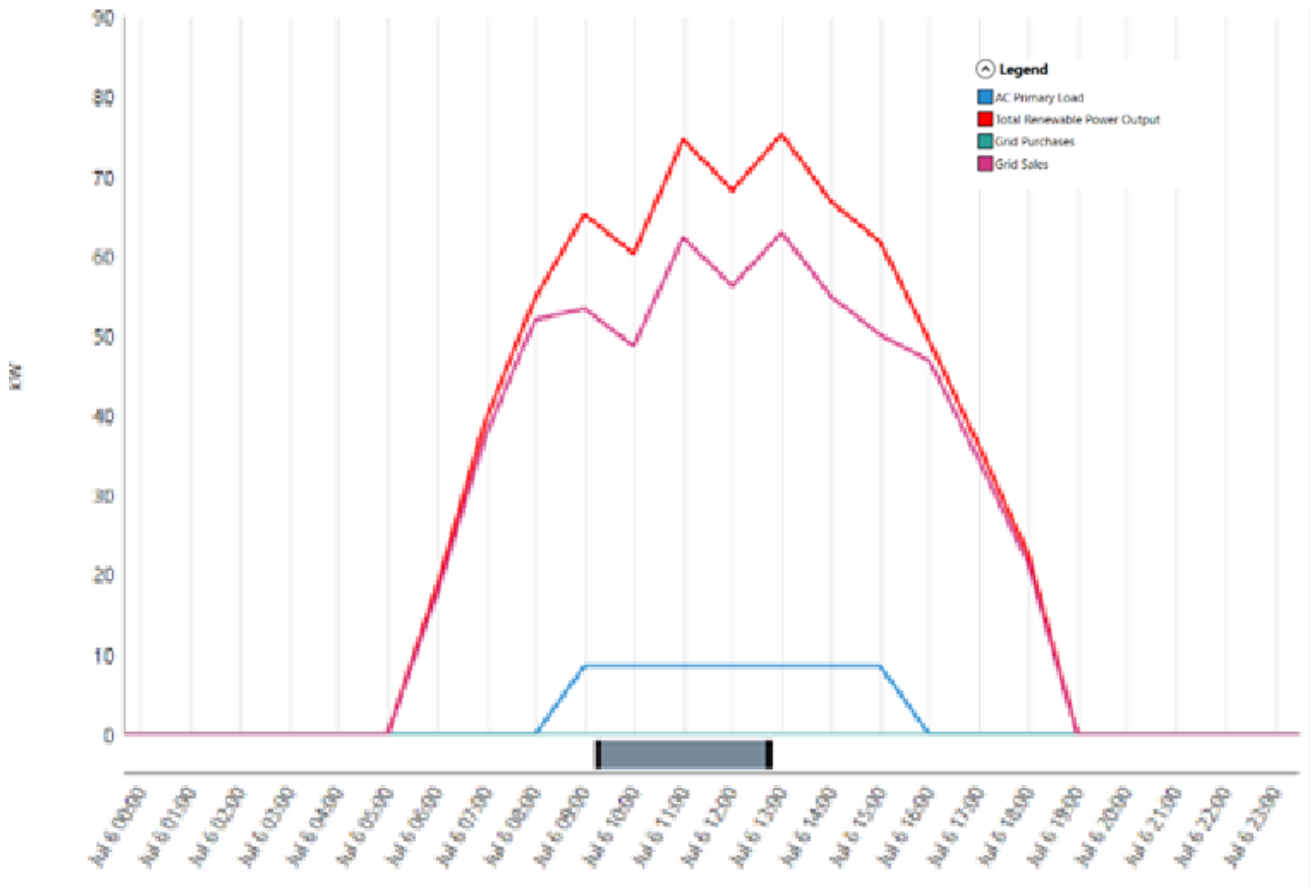


Figure 37 : Échanges d'énergie avec le réseau – Simulation HOMER Pro (été).

III.10 – Les indices économiques :

La figure (38) présente le récapitulatif économique du système hybride optimal simulé sous HOMER Pro.

Elle met en évidence la répartition des coûts et la performance économique globale du système photovoltaïque relié au réseau du site CS5 – In Amenas.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

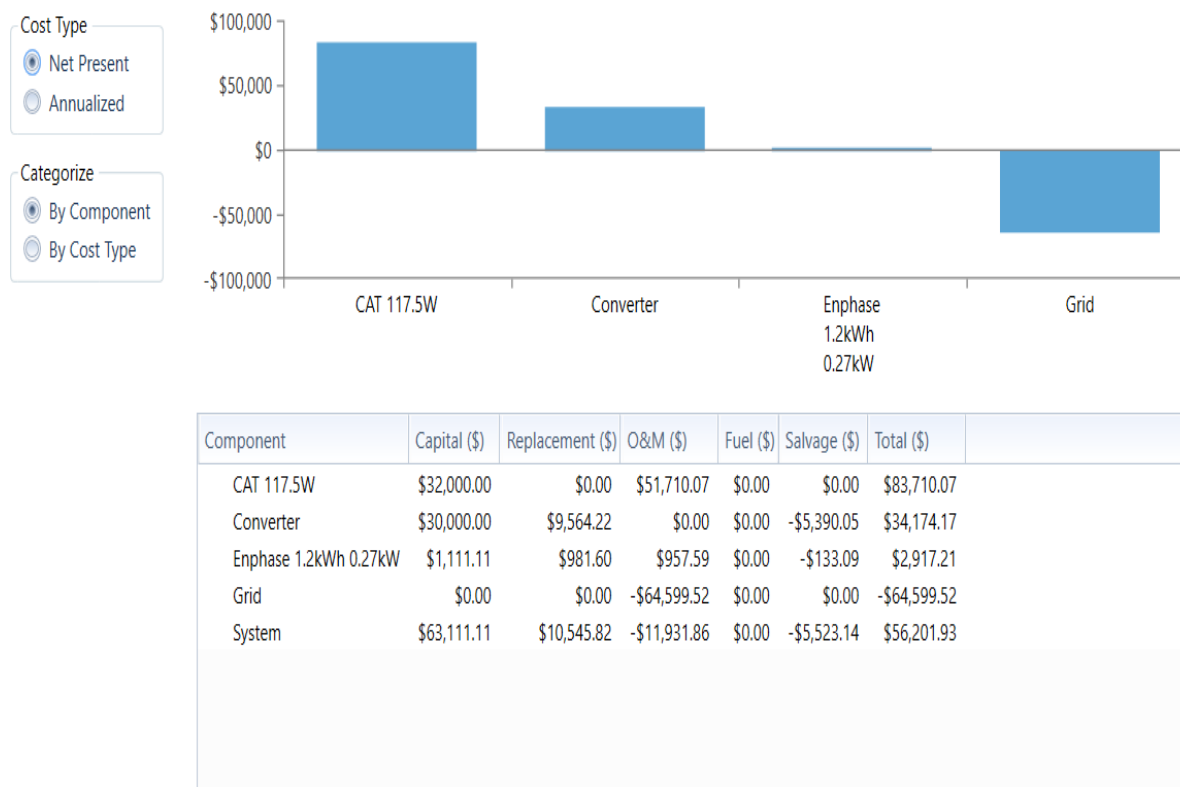


Figure 38: Récapitulatif du coût.

L'objectif de cette analyse économique est de déterminer **la configuration la plus rentable** parmi les solutions envisagées, c'est-à-dire celle qui permet de fournir l'énergie requise **au coût le plus faible possible** tout en garantissant la fiabilité du système.

Les coûts pris en compte incluent :

- le **coût d'investissement initial (capital cost)**,
- les **frais d'exploitation et de maintenance (O&M)**,
- les **coûts de remplacement** éventuels des composants,
- et enfin le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)** calculé sur toute la durée de vie du projet (estimée à 25 ans).

Les résultats obtenus à partir de la simulation indiquent :

- un **coût net actualisé (NPC)** d'environ **56 200 \$**,
- un **LCOE de 0,02956 \$/kWh**,
- et des **coûts d'exploitation annuels négatifs (-534,46 \$)**, dus aux revenus générés par la revente d'électricité excédentaire au réseau Sonelgaz.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

Ces résultats démontrent que le **système photovoltaïque connecté au réseau est économiquement avantageux** par rapport à une alimentation conventionnelle uniquement par le réseau, notamment dans des régions isolées comme In Amenas.

Ainsi, le système étudié offre non seulement une **stabilité énergétique**, mais également une **rentabilité financière à long terme**, ce qui en fait une solution durable et compétitive.

III.10.1 – Les paramètres économiques du système :

Le tableau (15) ci-dessous résume les principaux paramètres économiques obtenus à partir de la simulation HOMER Pro pour le système photovoltaïque connecté au réseau du site **CS5 – In Amenas**.

Tableau 15 dessous résume les principaux paramètres économiques obtenus à partir de la simulation HOMER Pro

Paramètres économiques	Valeurs
Coût net actualisé (NPC)	56 201,93 \$
Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	0,02956 \$/kWh
Coût d'exploitation annuel	-534,46 \$/an

Malgré un investissement initial relativement important, le système étudié génère **des revenus nets considérables** grâce à la **vente de l'électricité excédentaire** injectée dans le réseau.

Le **coût d'exploitation négatif** reflète les **bénéfices économiques** issus de cette revente d'énergie, qui compense largement les dépenses de maintenance et d'exploitation.

Le **NPC positif** ($\approx 56\ 000\ \$$) et le **LCOE très faible** ($0,02956\ \$/kWh$) confirment la **viabilité économique** du projet.

Ces indicateurs démontrent que le système photovoltaïque constitue une **solution rentable et durable**, surtout dans les régions isolées où la stabilité du réseau est limitée, comme à **In Amenas**.

Cependant, il convient de noter que cette rentabilité dépend directement du **tarif d'achat de l'électricité par Sonelgaz** :

une baisse de ce tarif pourrait réduire les bénéfices futurs du projet.

Néanmoins, dans les conditions actuelles, le système assure une **autonomie énergétique complète**, tout en générant **un excédent économique favorable**.

III.10.2 – La comparaison économique :

Cette partie présente une comparaison économique entre deux configurations énergétiques étudiées dans HOMER :

1. **Cas de base** : système constitué uniquement d'un champ photovoltaïque connecté au réseau (100 kW) sans stockage.
2. **Système optimisé** : combinaison du champ photovoltaïque (100 kW), du réseau électrique et d'un convertisseur (inverter) dimensionné à 80 kW.

L'analyse des coûts montre que, bien que le **coût initial d'investissement** du système optimisé soit légèrement supérieur à celui du cas de base, son **coût actualisé net (NPC)** est **plus faible**, soit **56 201,93 \$** contre environ **74 000 \$** pour le système de référence.

Cette différence s'explique par une **meilleure performance économique à long terme**, notamment grâce à la **réduction des coûts d'exploitation** et à l'**augmentation des revenus** issus de la vente de l'électricité excédentaire au réseau.

Le **coût actualisé de l'énergie (LCOE)** obtenu pour le système optimisé est de **0,02956 \$/kWh**, ce qui représente une diminution d'environ **30 %** par rapport au système classique.

De plus, le **taux de rentabilité interne (IRR)** atteint **66 %**, tandis que le **retour sur investissement (ROI)** est évalué à **62 %**, avec une période d'amortissement estimée à **1,5 an seulement**.

Ces résultats démontrent clairement que l'**intégration d'un système photovoltaïque relié au réseau** constitue une **solution économiquement avantageuse et durable** pour le site **CS5 – In Amenas**, permettant à la fois de **réduire les coûts énergétiques** et d'**améliorer la stabilité d'alimentation**.

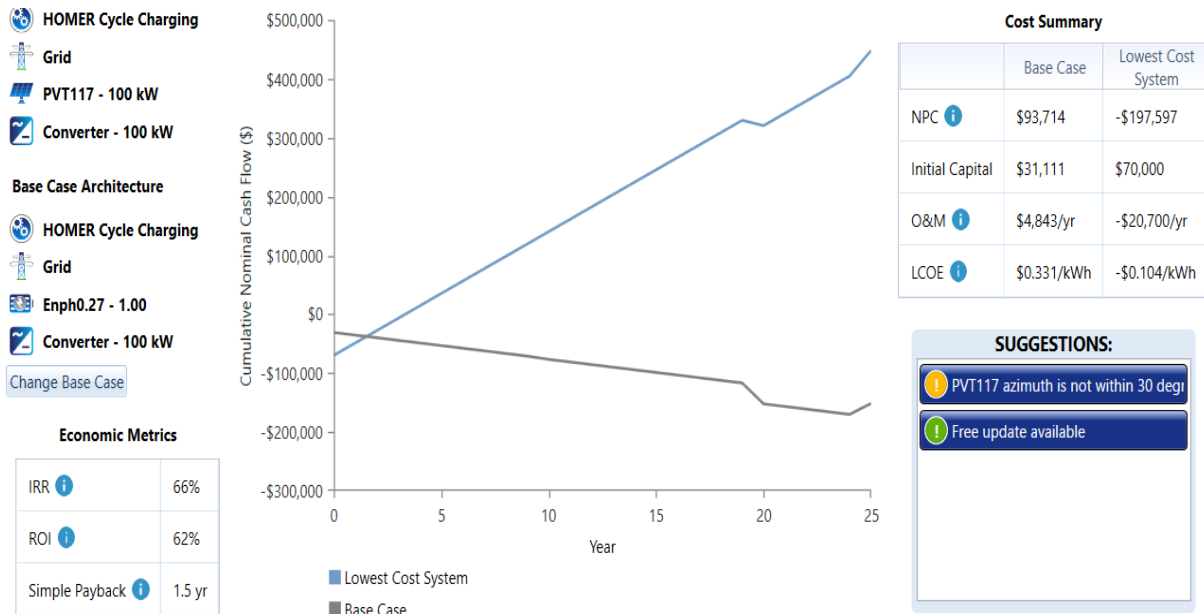


Figure 39: Comparaison économique du système photovoltaïque optimisé.

III.11. Taux de pénétration des énergies renouvelables :

Les résultats de simulation mettent en évidence une pénétration complète des énergies renouvelables dans le système étudié. Les indicateurs de capacité montrent que la part nominale et exploitable des sources renouvelables atteint 100 %, confirmant une intégration totale dans l'architecture hybride.

Du point de vue énergétique, la production renouvelable représente 100 % de la génération totale, couvrant en moyenne 105 % de la demande. Ce dépassement traduit la capacité du système non seulement à satisfaire les besoins locaux, mais aussi à injecter des surplus réguliers dans le réseau.

L'analyse des valeurs de pointe indique un rapport maximal production/demande de 171 %, ce qui souligne la disponibilité de marges importantes, notamment durant les périodes de fort ensoleillement.

Les graphiques horaires viennent compléter cette analyse :

- **Instantaneous Renewable Output Divided by Load** : illustre la proportion de la demande instantanée couverte par les renouvelables, généralement supérieure à 100 %.
- **Instantaneous Renewable Output Divided by Generation** : confirme que l'intégralité de la production est d'origine renouvelable.
- **One Minus Instantaneous Nonrenewable Divided by Load** : met en évidence une dépendance nulle aux sources non renouvelables, la charge étant constamment couverte par le photovoltaïque.

Chapitre III *Simulation et évaluation technique-économique du système hybride*

- **Cartographie annuelle (heures/jours) :** montre la stabilité de cette couverture, avec des excédents fréquents injectés au réseau tout au long de l'année.

Ces résultats démontrent la fiabilité du dimensionnement adopté, garantissant une autonomie énergétique complète du centre CS5 et une valorisation optimale du potentiel solaire disponible.

Capacity-based metrics	Value	Units
Nominal renewable capacity divided by total nominal capacity	100	%
Usable renewable capacity divided by total capacity	100	%

Energy-based metrics	Value	Units
Total renewable production divided by load	105	%
Total renewable production divided by generation	100	%
One minus total nonrenewable production divided by load	100	%

Peak values	Value	Units
Renewable output divided by load (HOMER standard)	171	%
Renewable output divided by total generation	100	%
One minus nonrenewable output divided by total load	100	%

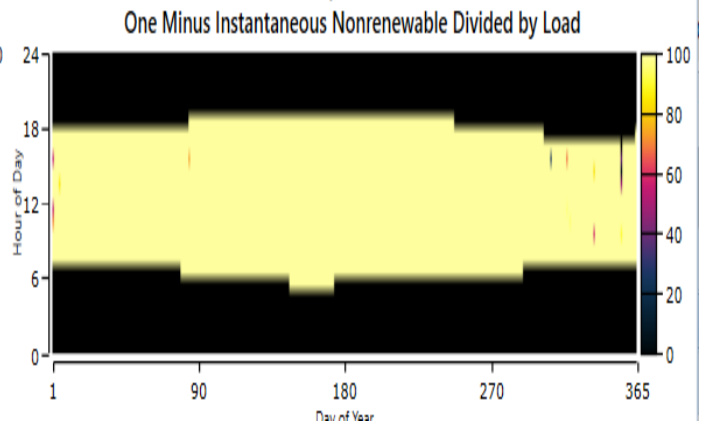
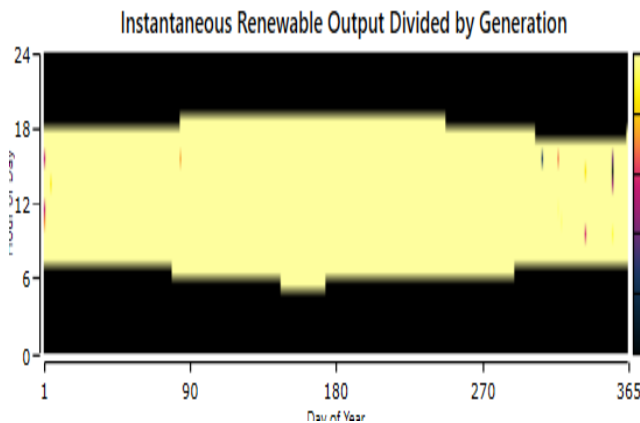
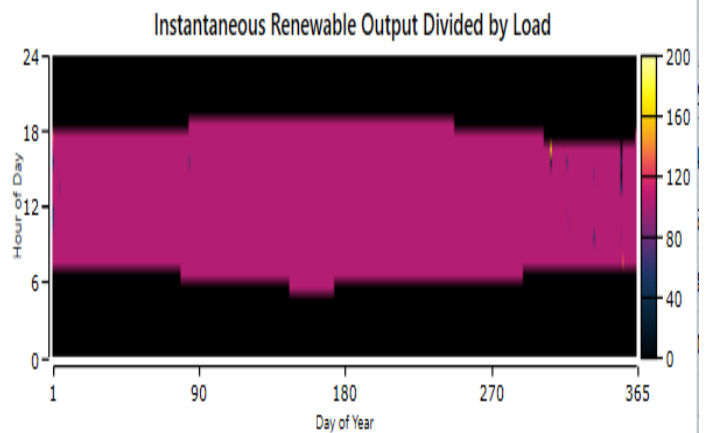


Figure 40 : Taux de pénétration et couverture de la charge par les énergies renouvelables – Simulation HOMER Pro

III.11.Conclusion :

Ce chapitre a permis de présenter et d'analyser en détail les résultats issus de la simulation du système hybride à l'aide de l'outil HOMER Pro. Les différentes configurations étudiées ont permis d'identifier une solution optimale, à la fois techniquement viable et économiquement intéressante pour l'alimentation du centre CS5. Les résultats obtenus constituent une base solide pour passer à l'étape suivante de l'étude, à savoir la *conception détaillée et le dimensionnement technique du système photovoltaïque*, qui feront l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV

*Modélisation et simulation du système photovoltaïque sous
MATLAB/Simulink*

IV.1.Introduction

:

Ce chapitre est consacré à la modélisation et à la simulation, sous l'environnement **MATLAB/Simulink**, du système photovoltaïque hybride proposé pour l'alimentation du centre de séparation **CS5 à In Amenas**. L'objectif est de vérifier la validité des modèles théoriques établis dans les chapitres précédents et d'évaluer les performances dynamiques du système dans différentes conditions climatiques.

Le modèle de simulation intègre les principaux composants du système : le générateur photovoltaïque (GPV), le convertisseur DC–DC de type **Boost** associé à un algorithme MPPT, le dispositif de stockage (batterie avec régulation de charge), l'onduleur DC–AC, ainsi que le réseau électrique basse tension.

L'approche adoptée permet d'analyser le comportement énergétique global du système, notamment la stabilité de la tension, la continuité de l'alimentation et l'efficacité du suivi du point de puissance maximale (MPPT).

IV.2.Système photovoltaïque Proposé :

Le système étudié dans ce travail est conçu pour assurer l'alimentation électrique du centre de séparation **CS5 d'In Amenas**. La figure (IV.1) illustre le schéma synoptique du dispositif photovoltaïque relié au réseau basse tension.

Ce système intègre un générateur photovoltaïque (GPV) connecté à un convertisseur DC–DC de type **Boost**, commandé par un algorithme MPPT (logique floue). L'énergie produite peut être dirigée vers une batterie de stockage ou injectée dans le réseau via un onduleur commandé en modulation de largeur d'impulsion (MLI), associé à un filtre LC–L pour améliorer la qualité du signal.

Cette configuration permet d'assurer une alimentation fiable et stable, tout en exploitant au mieux le potentiel solaire disponible dans la région d'In Amenas.

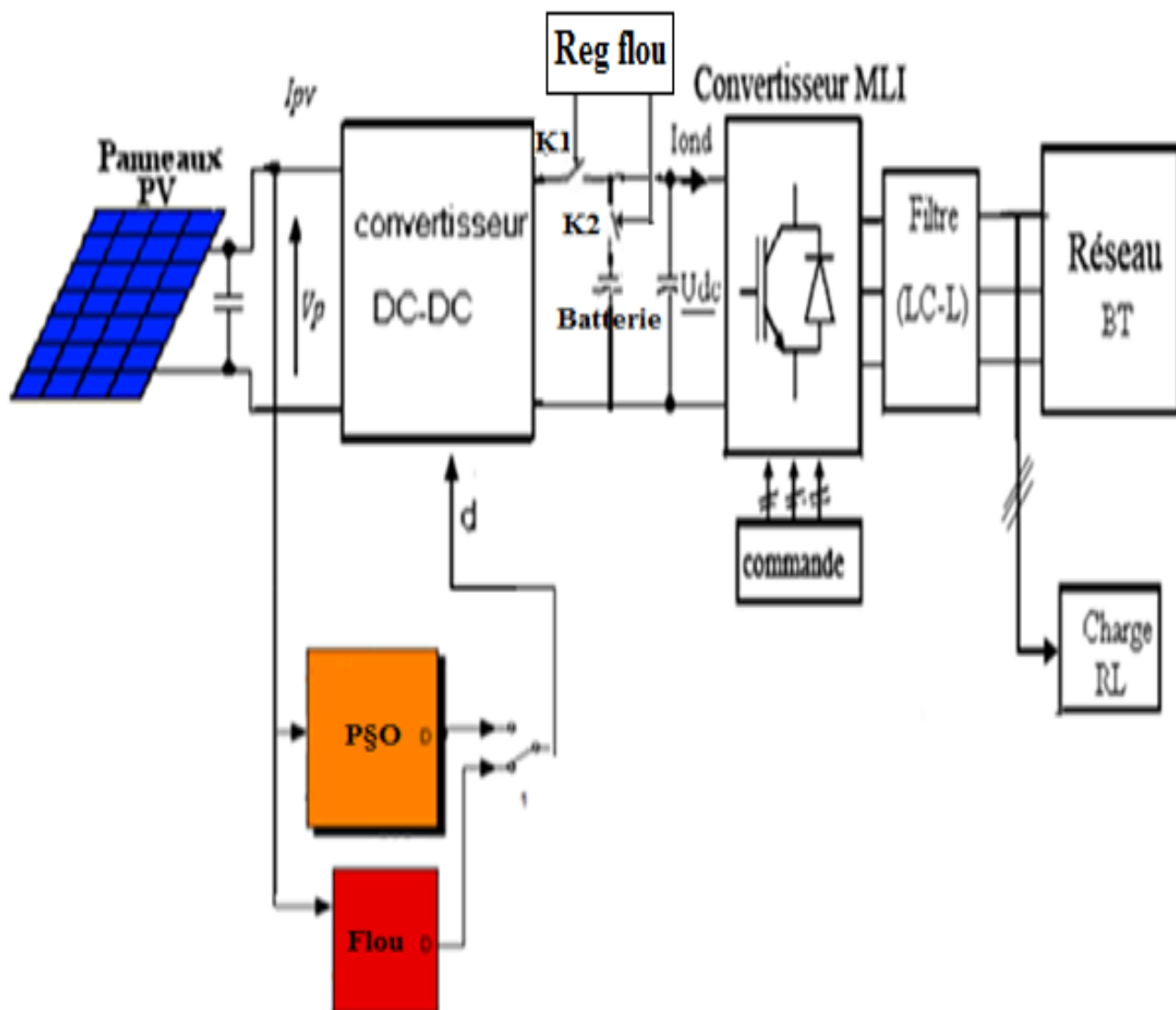


Figure 41. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque relié au réseau électrique

IV.2.1. Présentation de la structure du système photovoltaïque :

. Le modèle global du système photovoltaïque représenté à la figure (IV.1) est constitué des éléments suivants :

- **Générateur photovoltaïque (GPV)**

Le générateur est composé de 260 modules, organisés en $N_s = 5$ cellules en série et $N_p = 52$ branches en parallèle. L'étude prend en considération l'influence des paramètres externes (irradiation et température) sur les caractéristiques électriques : courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V).

- **Convertisseur continu–continu (Boost)**

Le convertisseur élévateur de tension assure l'adaptation entre le GPV et la charge en sortie. Il permet d'alimenter soit une batterie de stockage, soit une charge sensible aux fluctuations de tension. Une commande MPPT à logique floue (Fuzzy MPPT) est appliquée pour rechercher en temps réel le point de puissance maximale (MPP) délivré par le générateur photovoltaïque.

- **Convertisseur continu–alternatif (DC–AC)**

L'onduleur est constitué d'interrupteurs semi-conducteurs assurant la conversion du courant continu en courant alternatif. Il est commandé par une modulation de largeur d'impulsion (MLI) afin de synchroniser l'injection avec le réseau.

- **Filtres LC, L et LCL**

Un filtre est inséré en sortie de l'onduleur pour réduire les harmoniques générées par la commutation. Le filtre L offre une solution simple mais nécessite une inductance importante, ce qui limite la capacité de compensation. Le filtre LCL, quant à lui, présente une meilleure atténuation en haute fréquence, au prix d'un léger déphasage supplémentaire. Ces filtres assurent la conformité du courant injecté au réseau avec les normes de qualité.

- **Charges et réseau**

Du côté DC, une batterie de stockage est utilisée, tandis que du côté AC, une charge équilibrée de type RL est considérée. Le système est connecté au réseau de distribution publique caractérisé par une tension efficace de $V_r = 380$ V et une fréquence de $f = 50$ Hz

IV.2.2. Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque :

a- Modélisation du générateur GPV :

Le module **SunPower SPR-305-WHT** (voir Annexe C) a été retenu pour la modélisation et la simulation. Ce panneau est constitué de **92 cellules solaires monocristallines** en silicium et fournit une puissance nominale maximale de **305 W** dans les conditions standards de test (STC).

Les caractéristiques physiques et électriques de ce module sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 16: Caractéristiques physiques et électriques du générateur PV choisi pour modélisation et la simulation

Paramètre	Valeur
Caractéristiques physiques	
Nombre de cellules en série (Ns)	5
Nombre de branches en parallèle (Np)	52
Type de cellules	Monocristallin (Si)
Caractéristiques électriques (STC)	(G = 1000 W/m ² , AM1.5, T = 25 °C)
Puissance maximale (Pmax)	305 Wc
Courant de court-circuit (Isc)	5,96 A
Tension à vide (Voc)	64,2 V
Courant au point de MPP (Im)	5,58 A
Tension au point de MPP (Vm)	54,7 V

Pour un module constitué de N_s cellules en série et de N_p cellules en parallèle, l'équation du courant photo-généré I_{ph} ramenée aux conditions de référence (G=1000W/m² et T_a = 25°C) est donnée par [41]:

$$I_{ph} = \left[I_{cc} \times \frac{G}{G_r} + I_t(T_c - T_r) \right] \times N_p \quad (IV.1)$$

Avec :

I_{ph} : le courant photo-généré [A].

G_r : Eclairage ou flux de référence 1000W/m².

I_t : dI_{cc}/dT : Coefficient de température du courant de court-circuit [I_t= 23x10⁻⁴A]

I_{cc} : courant de court-circuit

T_c : Température de la cellule [kelvin]

T_r : Température de référence [300°K]

N_p : Nombre de cellules connectées en parallèle.

Le courant de conduction de la diode dans le cas d'un module est donné par l'équation suivante :

$$I_d \approx -I_{sat}(T) \times \left[\exp \left(\frac{q \times (V + \frac{R_s I}{N_s})}{nkT} \right) - 1 \right] \times N_p \quad (IV.2)$$

Le courant de saturation de la diode est donné par l'équation suivante :

$$I_{sat} = I_o \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 \exp \left[\frac{qE_s}{nk} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (IV.3)$$

Avec :

q : la charge de l'électron [1.6×10^{-19} j/°K] ;

V : tension aux bornes de la charge ;

k : constante de Boltzmann [1.38×10^{-23} j/°K] ;

n : coefficient adimensionnel du matériau semi-conducteur ;

N_s : nombre de cellules connectées en série ;

I_0 : courant de saturation inverse de la diode à la température de référence [2.2×10^5] ;

E_g : le gap d'énergie du semi-conducteur, $E_g = 1.1$ eV pour le silicium cristallin.

La température de la cellule photovoltaïque dépend fortement de l'irradiance solaire et de la température ambiante. Elle est généralement estimée à partir de la notion de **NOCT** (*Nominal Operating Cell Temperature*), définie comme la température atteinte par une cellule fonctionnant sous un éclairage de 800 W/m^2 , une température ambiante de 20 °C et une vitesse du vent de 1 m/s .

Le NOCT est donné par l'équation suivante [42] :

$$T_c - T_a = \left(\frac{NOCT - 20}{60} \right) x G \quad (IV.4)$$

Avec :

T_a : température ambiante en °C

G : éclairage en W/m^2

L'équation du modèle de la cellule est donnée comme suit :

$$T_c = 276 + \frac{G}{4} + 0.9 x T_a \quad (IV.5)$$

L'équation du courant d'un module photovoltaïque est donnée comme suit :

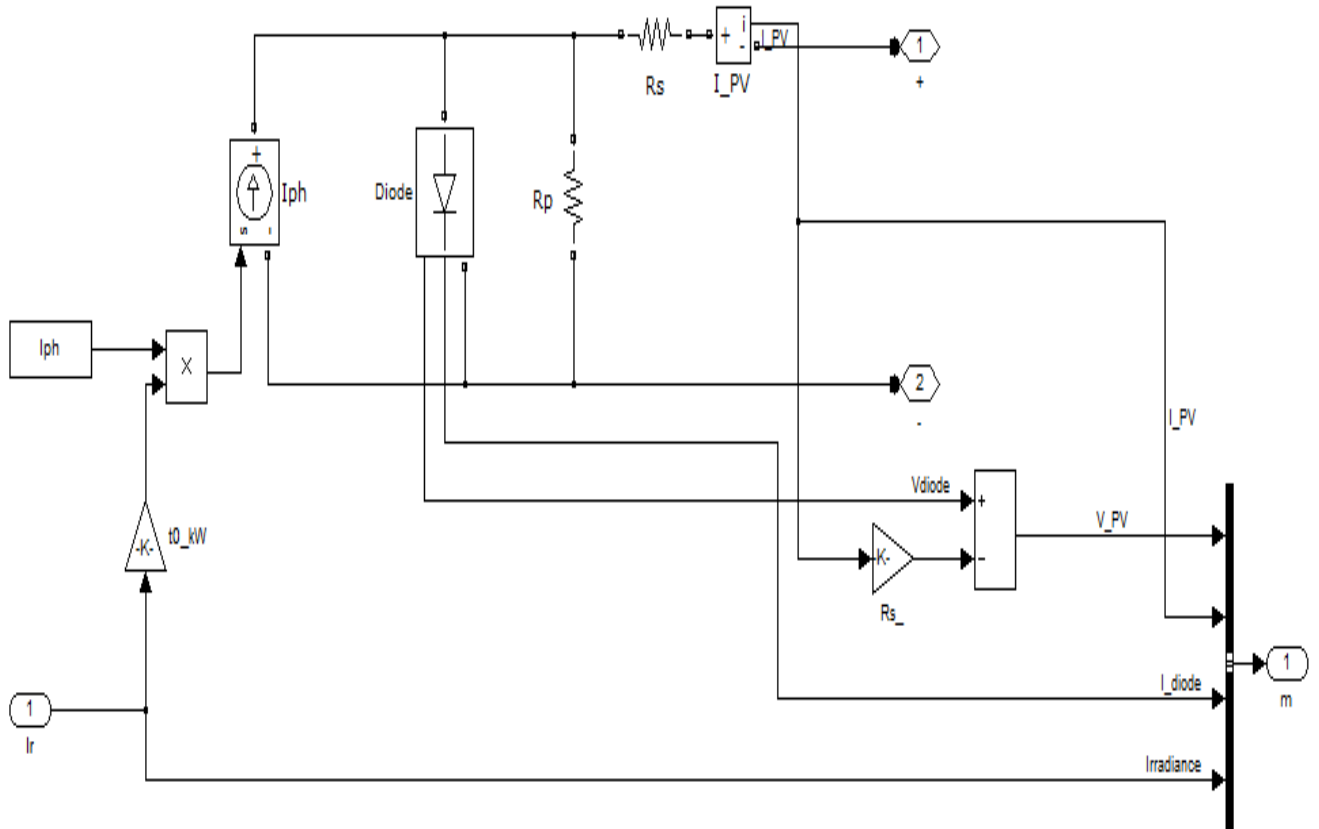
$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad (IV.6)$$

Avec :

I_{Rsh} : le courant traversant la résistance parallèle du circuit électrique équivalent d'une cellule PV.

Le schéma représentatif du modèle mathématique courant-tension d'un module PV sous Matlab-Simulink est donné par la **figure (IV.2)** :

- **Modèle PV**



• **Modèle Diode**

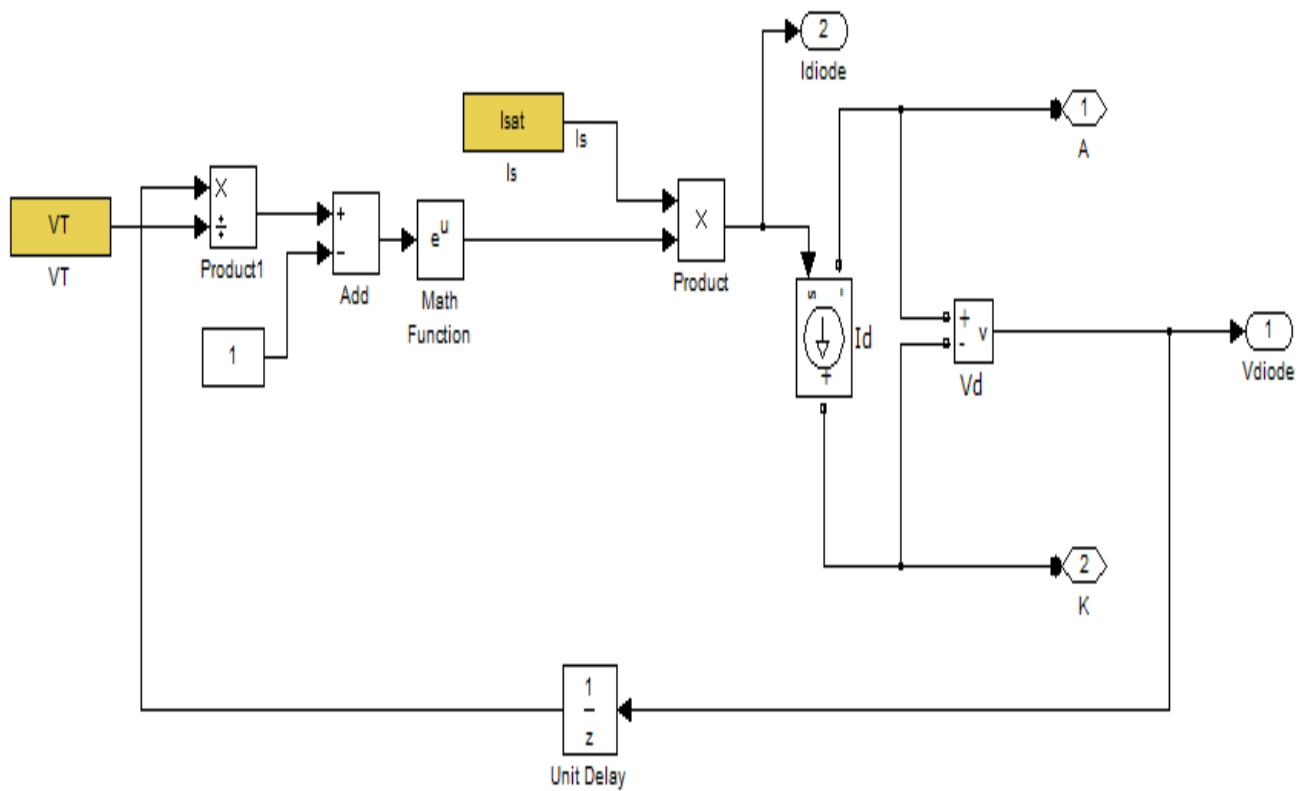


Figure 42 : Schéma du module photovoltaïque sous Matlab-Simulink

b. Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température constante :

- **Caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) :** A température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T_a=25^\circ C$), la caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) est donnée par la **figure47** .

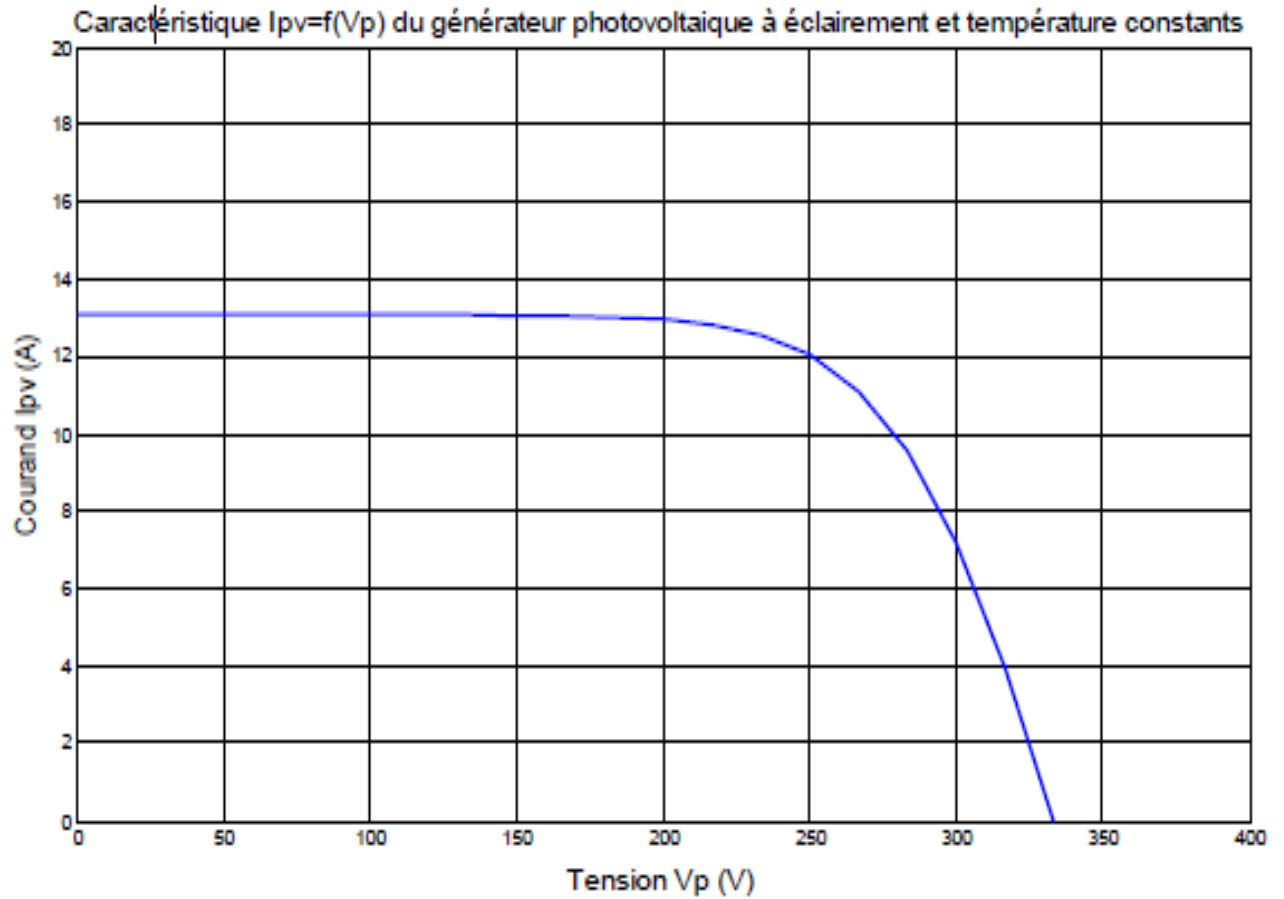


Figure 43 . Caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

- **Caractéristique ($P_v=f(V_p)$) :** à température et éclairement constants, et particulièrement aux conditions standards ($G=1000W/m^2$, $T_a=25^\circ C$), la caractéristique ($P_v=f(V_p)$) est donnée par la **figure** .

Caractéristique $P_v=f(V_p)$ du générateur photovoltaïque à éclairement et température constants

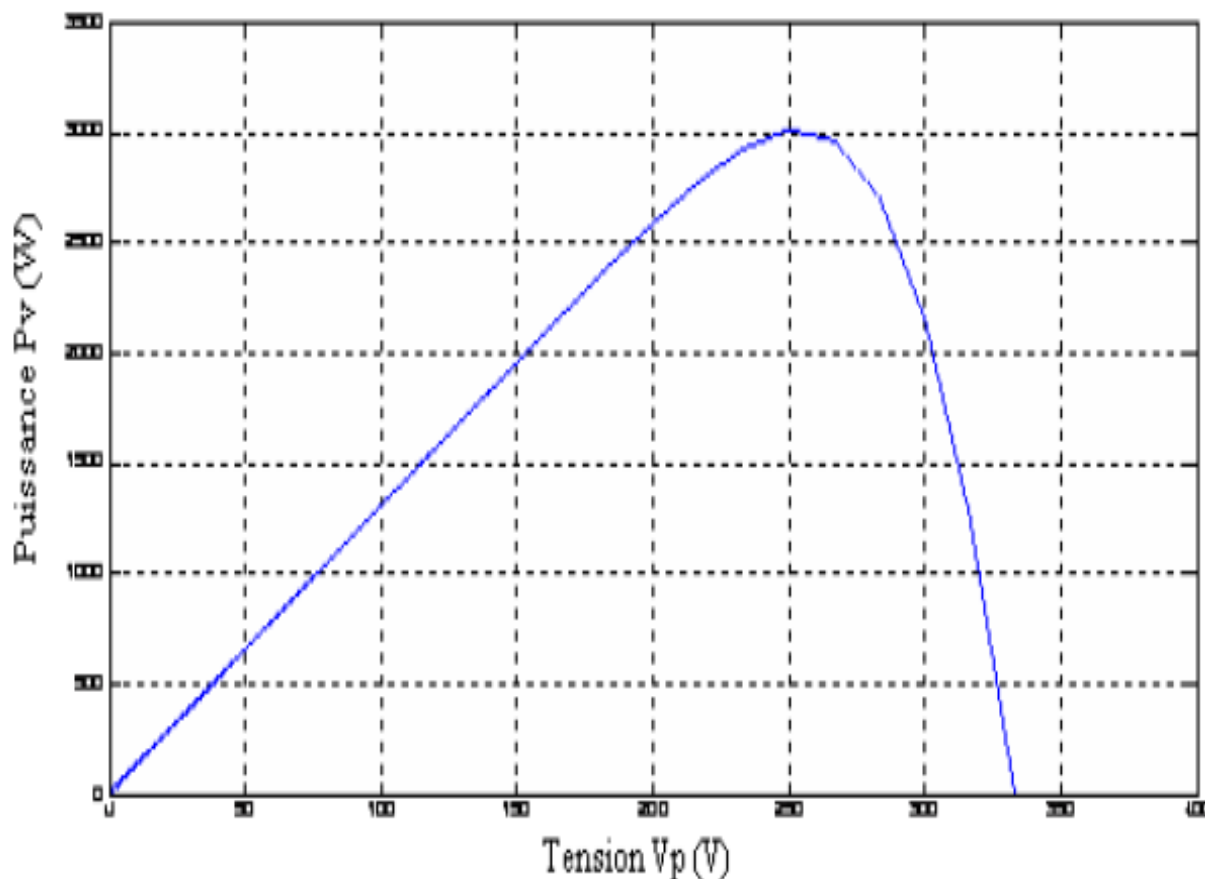


Figure 44. Caractéristique ($P_v=f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

C.Simulation du générateur (GPV) à éclairement et température variable :

Afin de constater l'influence des conditions externes, de l'éclairement et de la température (G , T_a) sur les caractéristiques ($I_{pv}-V_p$, P_v-V_p), nous avons adopté la méthode suivante :

- Pour visualiser l'influence de l'éclairement, on fixe la température ambiante ($T_a = 25^\circ\text{C}$) et on fait varier l'éclairement dans une gamme suffisante.
- Pour un éclairement constant ($G=1000\text{W/m}^2$), nous ferons varier la température afin de voir l'influence de celle-ci par rapport aux caractéristiques du générateur PV.

L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$)

En faisant varier l'éclairement (G) entre 250 et 1000 avec un pas de 250, la caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) est donnée par la **figure** .

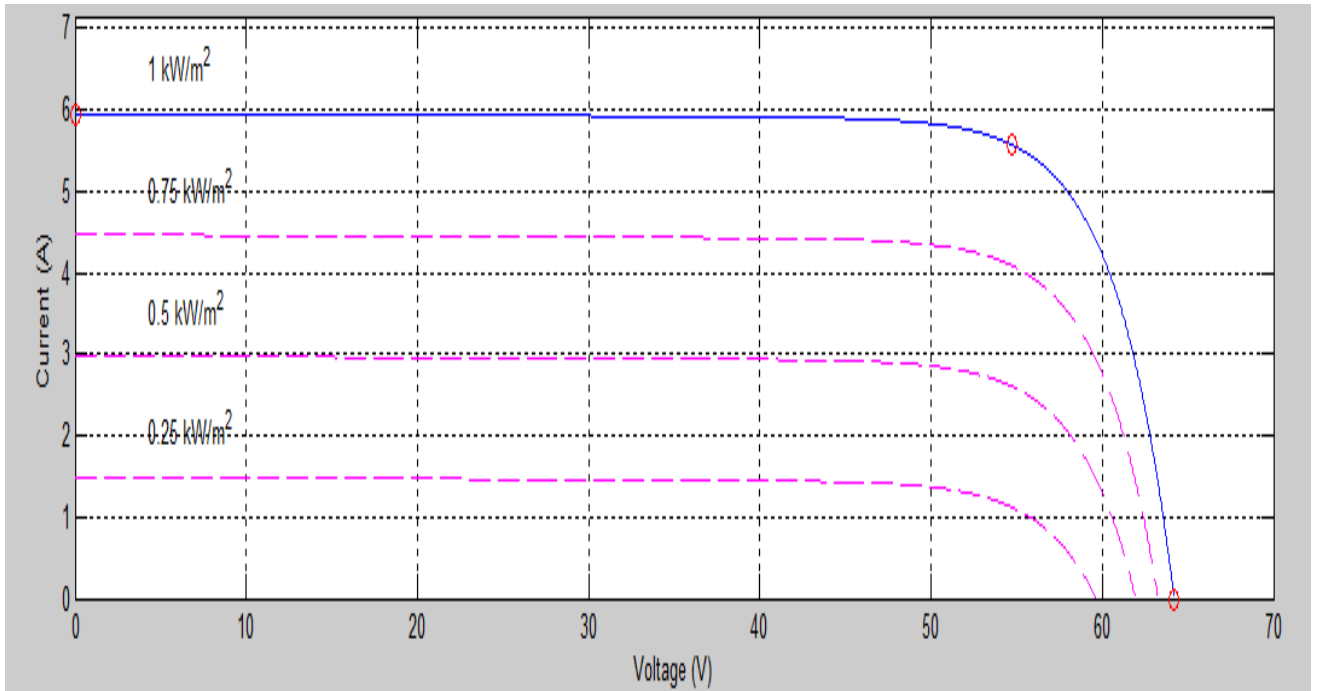


Figure 45. Caractéristique ($I_{pv}=f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque

D'après la Figure , on remarque une forte diminution du courant de court-circuit par rapport à l'éclairement (G)et une faible diminution de la tension du circuit ouvert.

L'influence de l'éclairement sur la caractéristique ($P_v=f(V_p)$)

En faisant varier l'éclairement (G) entre 250 et 1000 avec un pas de 250, la caractéristique ($P_v=f(V_p)$) est donnée par la figure :

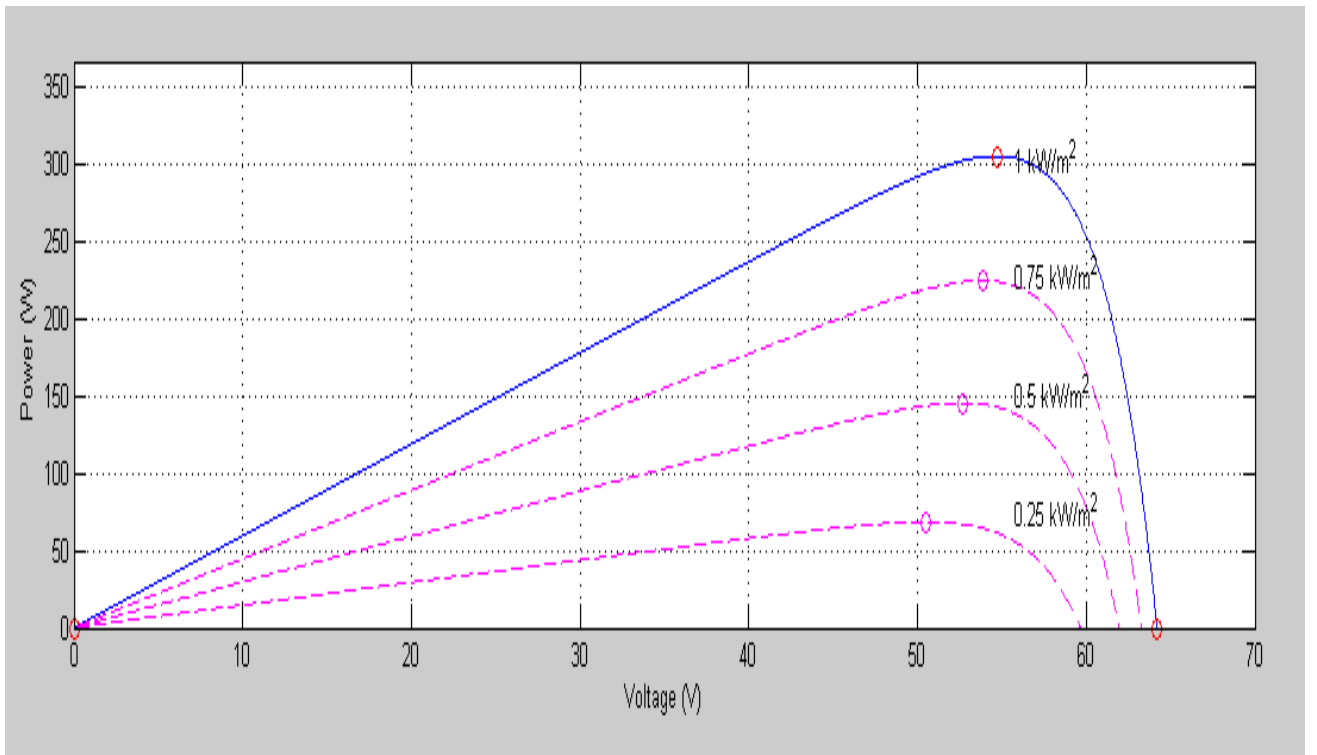


Figure 46 : Caractéristique ($P_v=f(V_p)$) d'un générateur photovoltaïque.

On remarque aussi sur la **Figure (IV.6)** que, l'éclairement influe proportionnellement sur la puissance et la tension du circuit ouvert d'un générateur photovoltaïque.

L'influence de la température sur les caractéristiques ($I_{pv}=f(V_p)$) et ($P_v=f(V_p)$) :

En faisant varier la température ambiante (T_a) entre (0°C et 75°C) avec un pas de 25°C , l'influence de celle-ci sur la caractéristique ($I_{pv}-V_p$) est donné par la **figure (IV.8)**, avec un éclairement ($G=1000\text{W/m}^2$). On constate d'après la **figure (IV.8)** que l'effet de l'augmentation de la température fait diminuer la tension du circuit ouvert du générateur PV, contrairement au courant de court-circuit qui reste constant.

D'après la **figure (IV.8)**, l'effet de l'augmentation de la température sur la caractéristique ($P_v=f(V_p)$) fait diminuer légèrement la puissance et la tension du circuit ouvert du générateur PV.

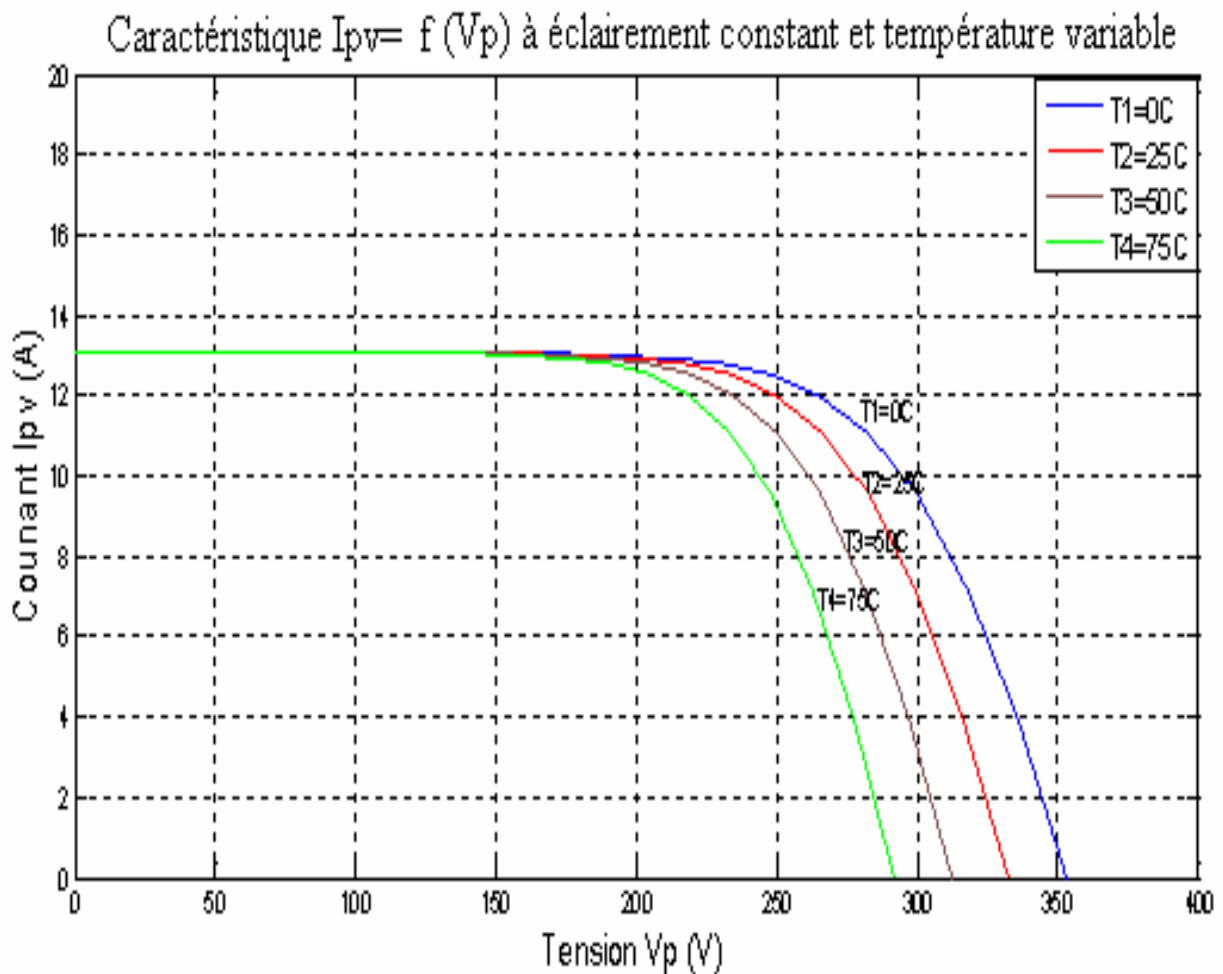


Figure 47 : Caractéristique I_v-V_p du générateur photovoltaïque.

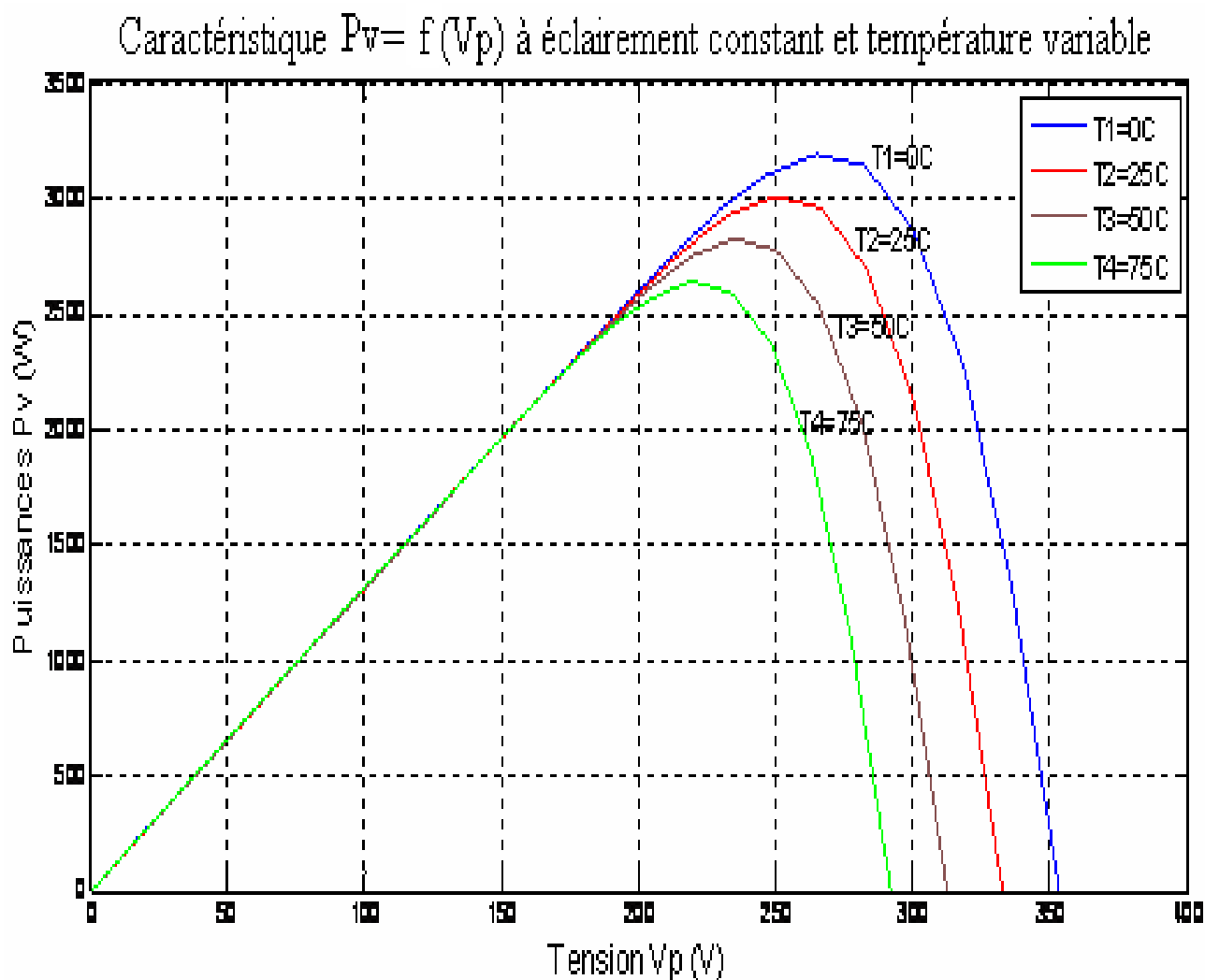


Figure 48 : Caractéristique P_v - V_p du générateur photovoltaïque

Le modèle choisi a donné des résultats concordant avec ceux obtenus dans la littérature et reflète bien le comportement physique d'une cellule (PV) vis-à-vis aux variations de la température et de l'éclairement ce qui valide le modèle utilisé.

IV.2.3. Modélisation et simulation du hacheur survolteur (Boost) :

a- Système MPPT :

Afin d'optimiser la puissance extraite du générateur photovoltaïque, l'intégration d'un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est indispensable. Parmi les nombreuses méthodes disponibles, deux stratégies ont été retenues pour cette étude :

- la méthode classique **Perturb and Observe (P&O)**, largement utilisée en raison de sa simplicité de mise en œuvre ;

- la méthode basée sur la **logique floue (Fuzzy MPPT)**, offrant une approche plus robuste face aux variations rapides d'éclairement et de température.

Le schéma de simulation du système de commande associé au convertisseur Boost est présenté à la **Figure (IV.9)** Celui-ci permet de comparer les performances des deux techniques en termes de rapidité de convergence vers le point de puissance maximale, ainsi que la réduction des oscillations autour de ce point.

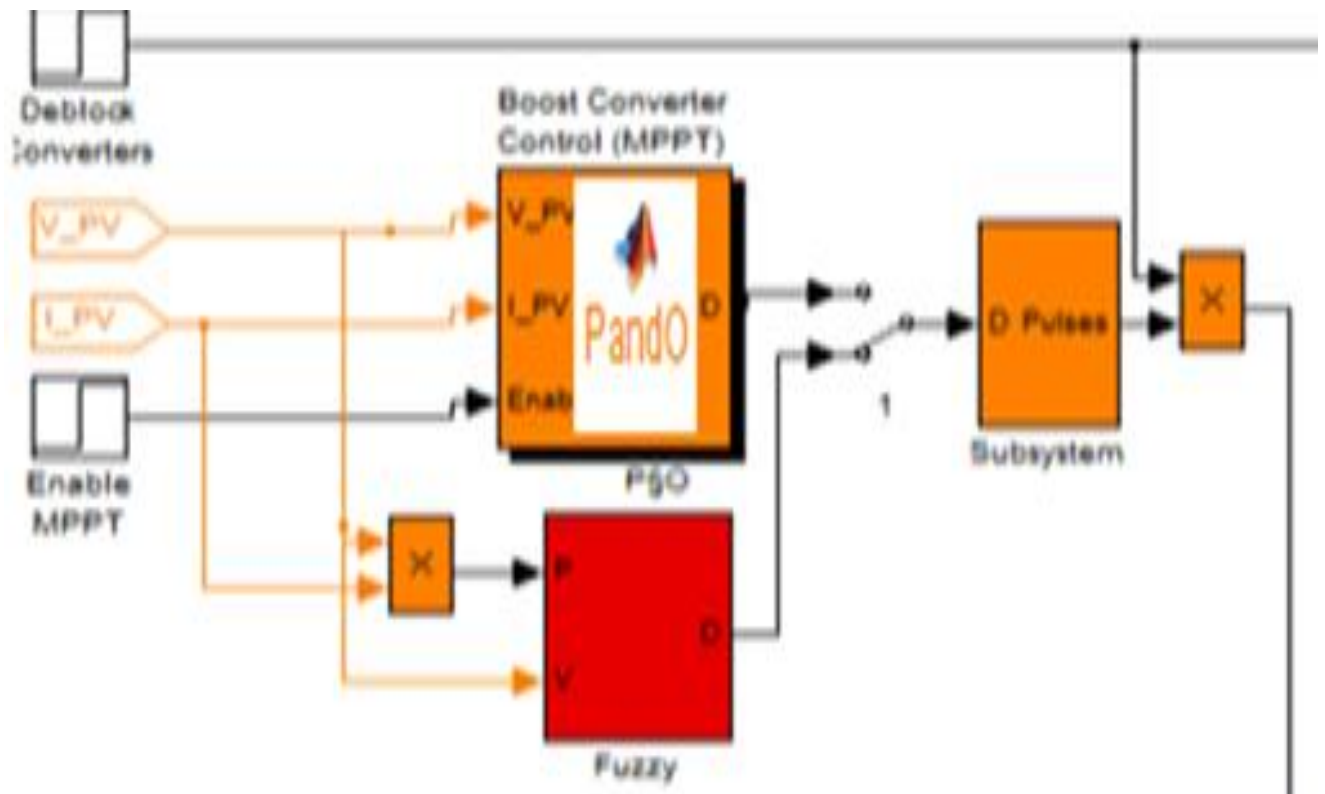


Figure 49 Schéma de simulation de la commande MPPT du hacheur.

b- Modélisation du hacheur survolteur:

Le convertisseur continu-continu de type *hacheur survolteur (Boost)*, encore appelé « élévateur de tension », est largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques afin d'adapter la tension issue du générateur PV aux niveaux requis par la charge ou par l'onduleur.

Le principe de fonctionnement repose sur l'alternance entre deux états de commutation [43] :

- **Transistor fermé (ON)** : l'inductance L emmagasine l'énergie en stockant le courant fourni par le générateur PV.

- **Transistor ouvert (OFF)** : l'énergie accumulée dans l'inductance est transférée vers la charge et le condensateur **C2**, ce qui permet d'obtenir une tension de sortie **Vs** supérieure à la tension d'entrée **Vp**.

Le circuit électrique équivalent du hacheur Boost est représenté à la Figure (IV.10), tandis que les deux modes de fonctionnement (ON et OFF) sont illustrés respectivement.

La relation de conversion idéale entre la tension d'entrée et de sortie est donnée par :

$$v_s = \frac{v_p}{1-D} \quad (IV.7)$$

où **D** représente le rapport cyclique de commande. Cette équation montre que plus la valeur de **D** est élevée, plus la tension de sortie s'accroît, justifiant l'appellation « élévateur de tension ».

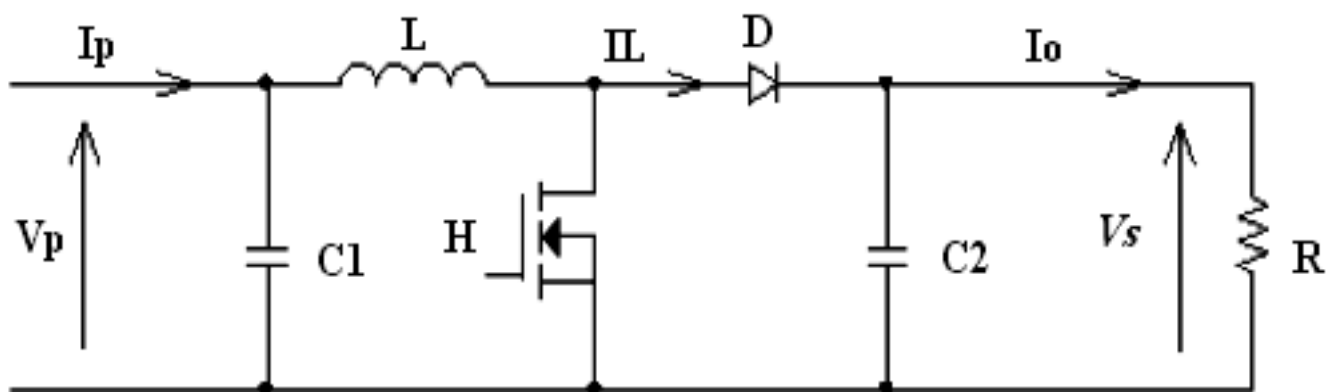


Figure 50). Circuit électrique équivalent du convertisseur (Boost)

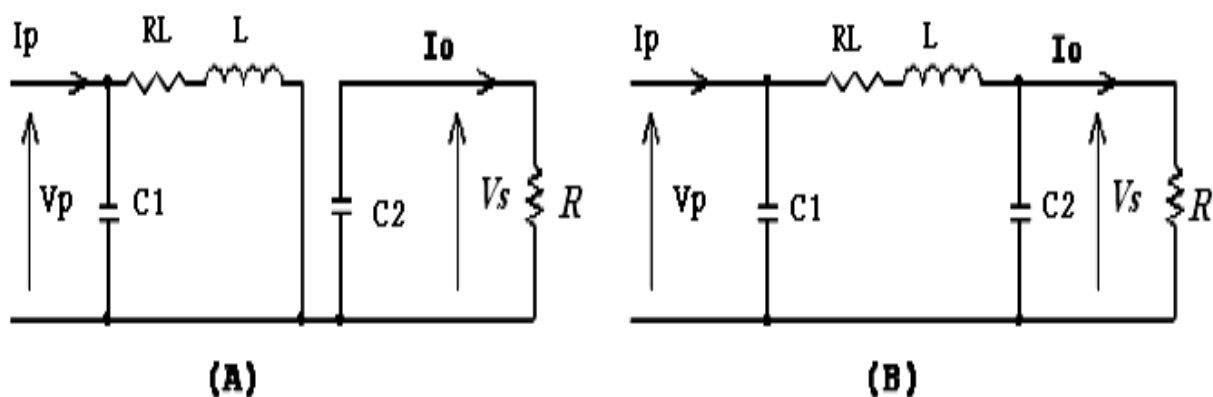


Figure 51 : Circuits équivalents des deux phases de fonctionnement (A) : H fermé, (B) : H ouvert

c-simulation du hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou :

Dans les conditions standards de température et d'éclairement (G, Ta), le modèle de simulation du (GPV) et le hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink sont donnés par la Figure :

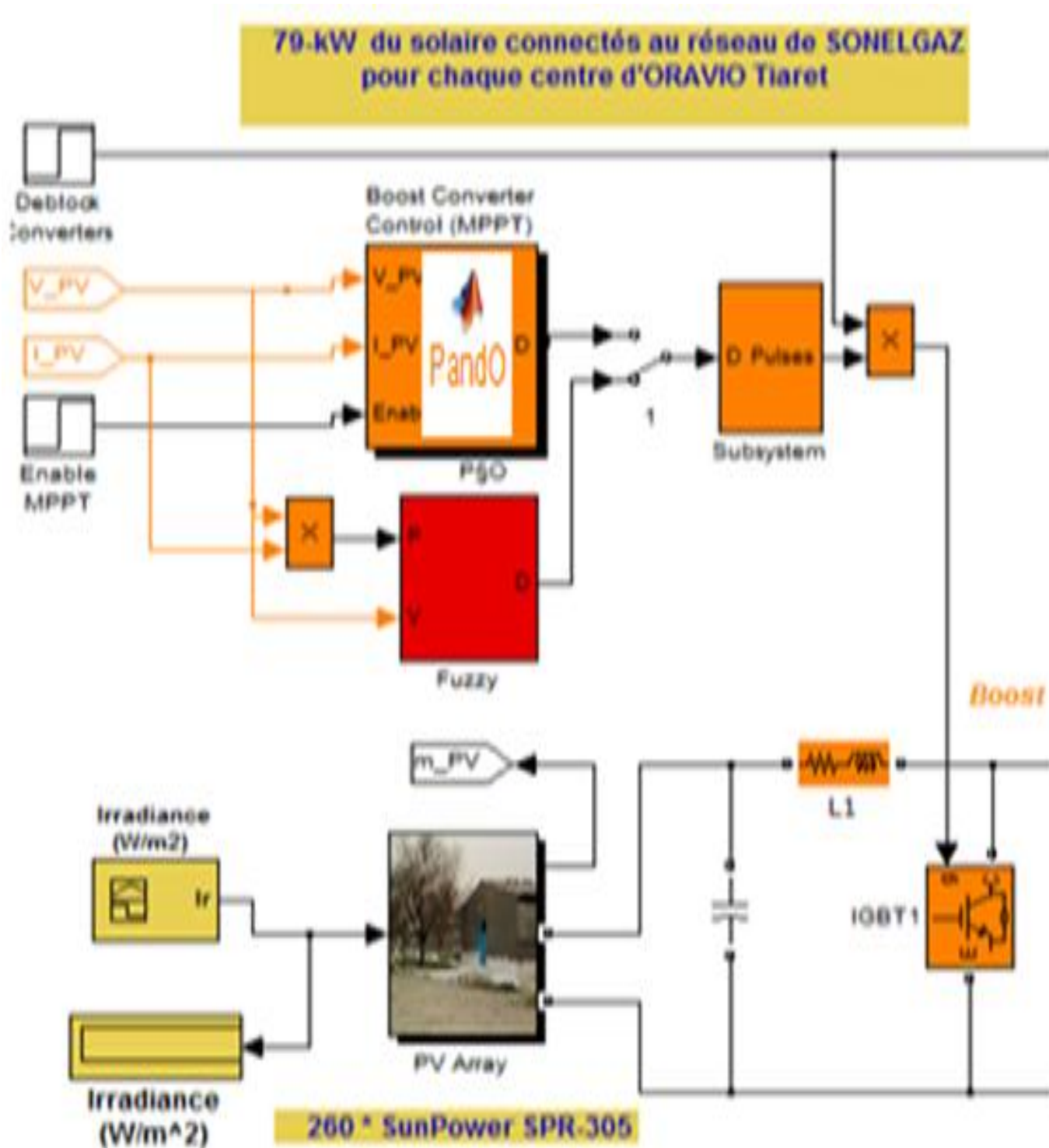
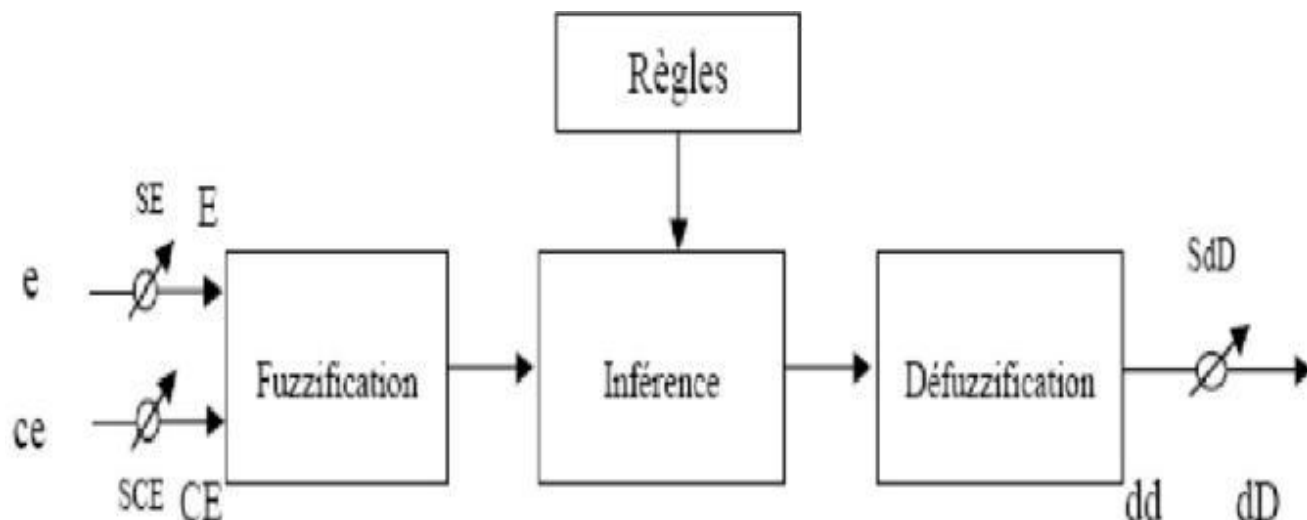


Figure 52 : Schéma de simulation du générateur (GPV) et l'hacheur (Boost) sous MATLAB-Simulink

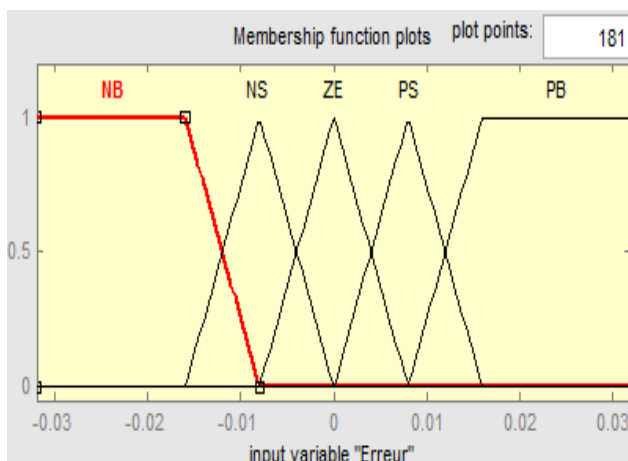
Dans notre étude sur le centre CS5 – In Amenas, il y'a d'appliquer la technique floue sur le MPPT. Celles-ci reposent sur deux critères qui sont l'écart E de dP/dV par rapport à la valeur recherchée (c'est-à-dire 0) et la variation CE de cet écart. Ces critères après inférence (explicitée dans le schéma ci-dessous) permettent de construire une valeur D qui est le rapport cyclique du convertisseur. Cette valeur D aboutit à la détermination de la valeur V_{MPPT} à chaque instant.



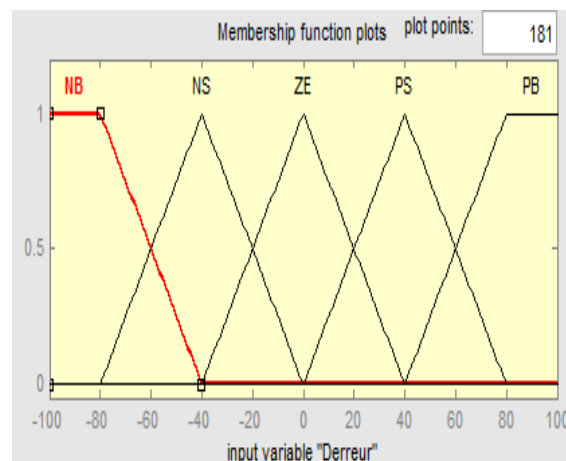
SE, SCE : Gains d'entrées, SdD : Gain de sortie.

Figure 53 : Schéma fonctionnel d'un régulateur flou [46] (Fuzzification, Inférence, Défuzzification).

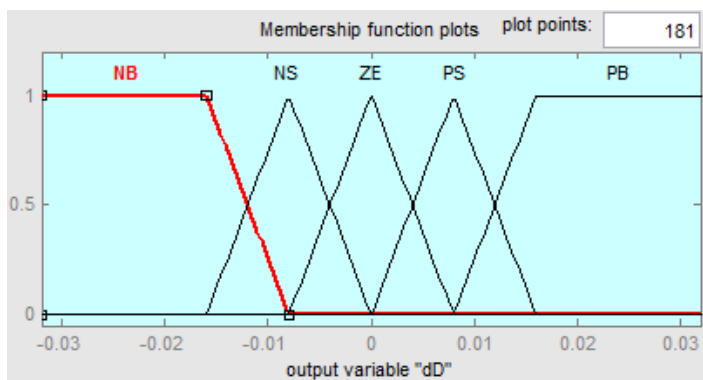
Ces trois variables (E , CE et D) sont décrit par les (figures), et ainsi que la matrice d'inférence par le Tableau



a-Erreur E



b-Variation de l'erreur ΔE



c-Sortie D

Figure 54 Fonction d'appartenance des variables d'entrées[45]

$E \downarrow \Delta E \rightarrow$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	PB	PB	PB
NS	ZE	ZE	PS	PS	PS
ZE	PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS	NS	NS	NS	ZE	ZE
PB	NB	NB	NB	ZE	ZE

Commentaire :

Ce tableau représente la **base de règles logiques (Rule Base)** du **régulateur flou (Fuzzy MPPT)** utilisé pour le suivi du point de puissance maximale dans le système photovoltaïque. Les deux variables d'entrée sont :

- **E** : l'erreur, c'est-à-dire la différence entre la puissance actuelle et la précédente ;
- **ΔE** : la variation de l'erreur, indiquant la tendance du changement de puissance.

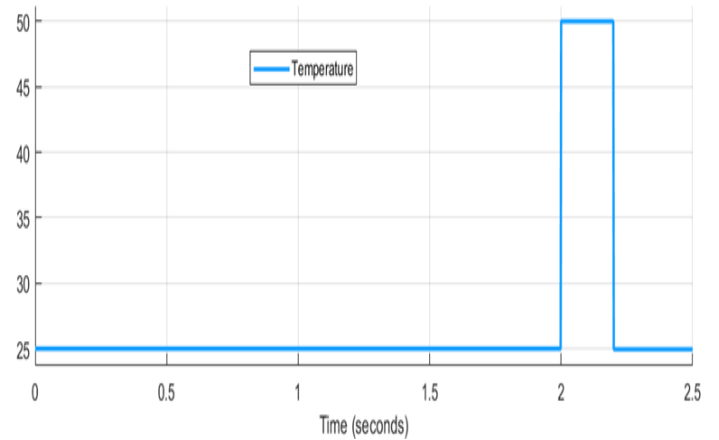
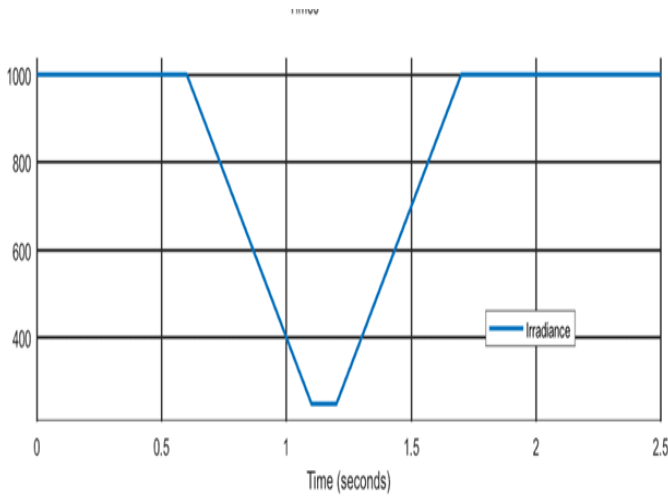
Les abréviations utilisées sont :

- **NB** : Négatif Grand (Negative Big)
- **NS** : Négatif Petit (Negative Small)
- **ZE** : Zéro
- **PS** : Positif Petit (Positive Small)
- **PB** : Positif Grand (Positive Big)

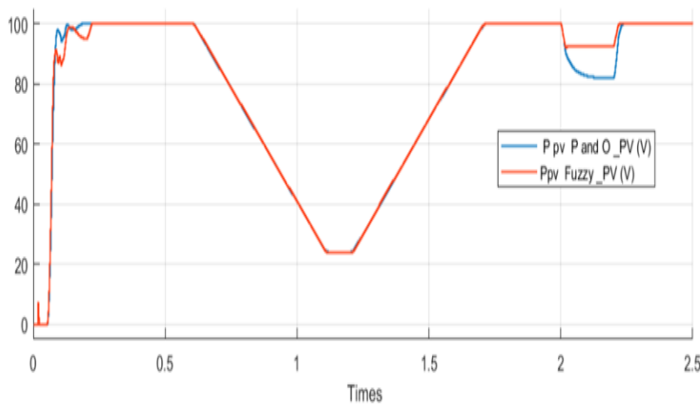
Le tableau définit la réaction du système (ΔV) — la variation de la tension appliquée au générateur PV — selon les valeurs de E et ΔE , afin de diriger le fonctionnement vers le **point de puissance maximale (MPP)**.

Grâce à cette base de règles, le régulateur flou ajuste la tension de manière **intelligente et progressive**, assurant un **suivi précis et stable** sans oscillations notables.

Les graphes ci-dessous présentent les signaux d'entrées et de sorties du régulateur flou comparés à ceux du conventionnel P and O (perturb and observe). Pour valider notre algorithme, nous avons testé notre contrôleur pour diverses valeurs d'**Irradiation** et de températures.

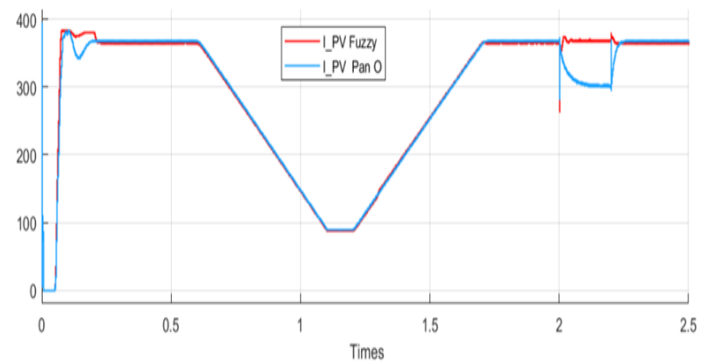


Irradiation en fonction du temps

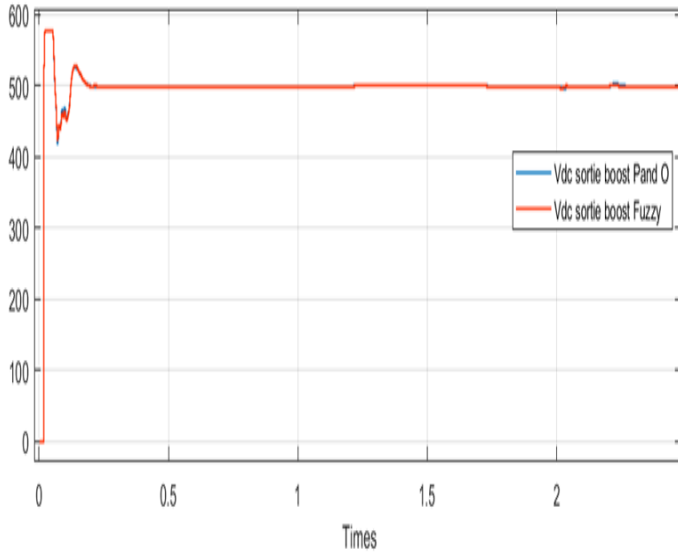


Puissance GPV sous irradiation et température variable fonction du temps

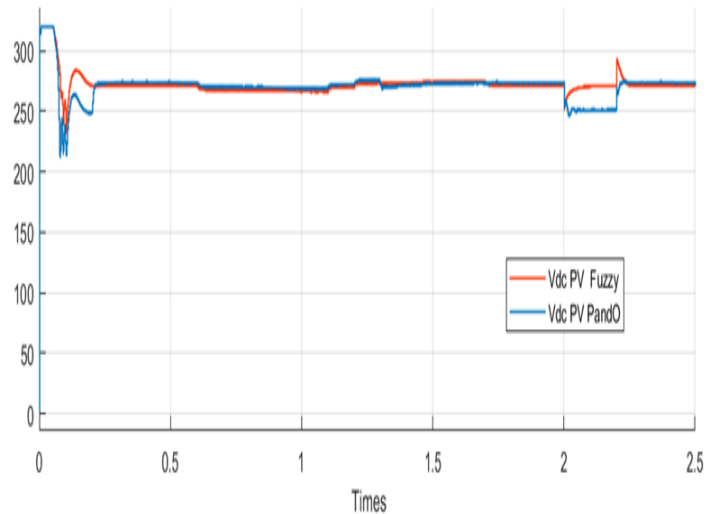
Température en fonction du temps



Courant GPV sous irradiation et GPV sous insolation variable fonction du temps variable fonction du temps



Tension de la batterie sous insolation variable



Tension GPV sous irradiation et température variable fonction du temps

Figure 55: Résultats de simulation du (Boost) avec MPPT flou pour différentes valeurs d'irradiation et de température

IV.3. Interprétation des résultats de simulation de l'hacheur survolteur (Boost) avec MPPT flou:

Les résultats de simulation présentés à mettent en évidence la performance du contrôleur **MPPT à logique floue**. On observe que les temps de réponse en régime transitoire sont courts et compatibles avec les exigences pratiques de l'application étudiée (centre CS5 – In Amenas).

Afin de valider cette performance, une comparaison a été effectuée avec la méthode conventionnelle **Perturb and Observe (P&O)**. Les résultats montrent un **gain de puissance supplémentaire** extrait du générateur photovoltaïque (GPV) avec le contrôleur flou, particulièrement durant les phases transitoires et pour une insolation constante.

Par ailleurs, des tests complémentaires ont été réalisés sous diverses conditions climatiques (variation d'irradiation et de température). Le contrôleur flou parvient à suivre la consigne de puissance maximale quelles que soient les fluctuations d'ensoleillement ou de température, assurant une adaptation continue du point de fonctionnement du GPV.

En conclusion, les simulations confirment que la commande MPPT floue se distingue par sa **robustesse et sa précision**, offrant des signaux plus stables et mieux régulés que ceux obtenus avec la méthode **P&O**, notamment en régime dynamique.

IV.4 .Interprétation des résultats de simulation du régulateur flou :

Lorsque l'ensoleillement change, la tension délivrée à la charge avec régulateur flou varie dans une plage de valeur comprise entre 503.8 et 504.6 V, et atteint la valeur de 589.5 quand la batterie fonction sans régulation.

Nous déduisons de ce résultat que l'influence du régulateur sur la tension de charge est maximale, puisqu'il maintient cette tension dans une plage qui protège la batterie.

IV.4.1.Raccordement au réseau de distribution de Sonelgaz :

a- Interface de raccordement :

Comme le montre la **figure (IV.16)**, pour pouvoir connecter l'onduleur de tension avec le réseau, on utilise un transformateur élévateur, ainsi il est nécessaire d'utiliser un filtre de raccordement de nature inductive (L ou RL). Finalement, quel que soit le filtre utilisé pour le raccordement, on aura toujours le même schéma équivalent : une source contrôlée (alternative discontinue dans le cas de la topologie L et quasi sinusoïdale avec la topologie (RL) qui se connecte au réseau à travers une inductance. le schéma équivalent du système du point de vue des grandeurs fondamentales sera celui de la **figure(60)** :

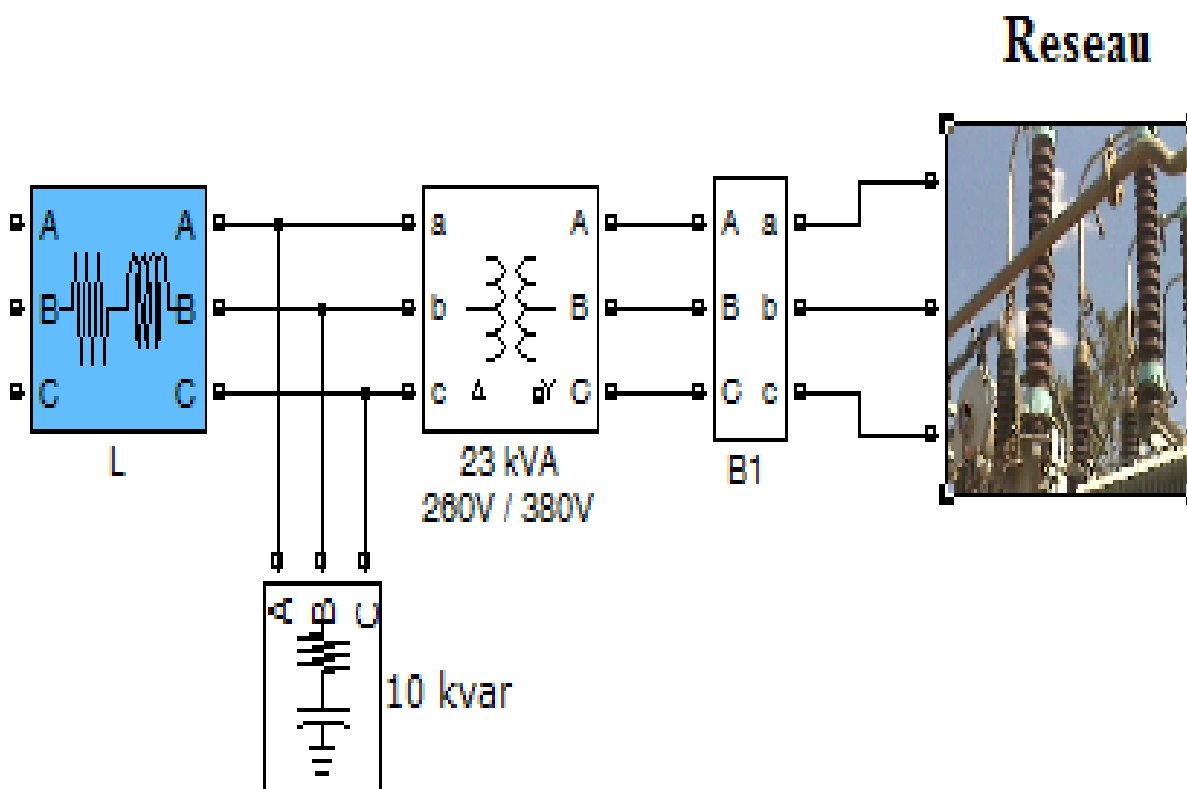


Figure 56. Schéma simplifié de la liaison au réseau[47].

IV.5.Simulation global sous MATLAB-Simulink :

Le schéma global de la simulation, représentant l'intégration complète du système photovoltaïque avec le réseau de distribution de Sonelgaz, est illustré à la figure (IV.21). Ce modèle regroupe l'ensemble des blocs fonctionnels : le générateur photovoltaïque (PV Array), le convertisseur continu–continu (Boost) équipé d'un algorithme MPPT (fuzzy et P&O), l'onduleur multiniveaux (VSC), ainsi que les éléments de filtrage, de transformation et de compensation réactive.

Cette configuration permet de reproduire le comportement dynamique du système dans son ensemble, depuis la conversion de l'énergie solaire en électricité jusqu'à son injection dans le réseau. Elle offre ainsi une plateforme fiable pour évaluer la stabilité de la tension, la qualité du courant injecté et la conformité aux normes de raccordement.

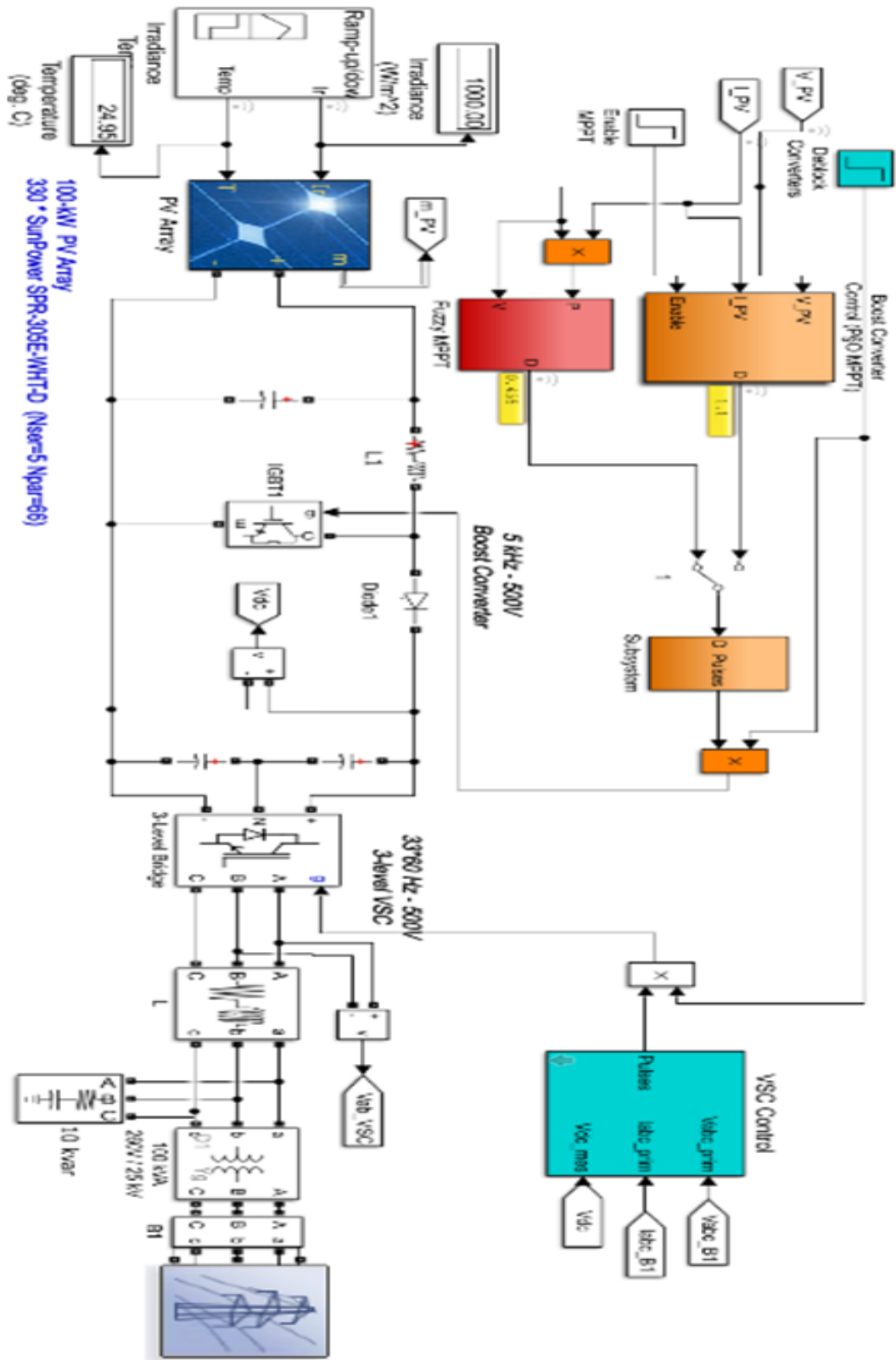
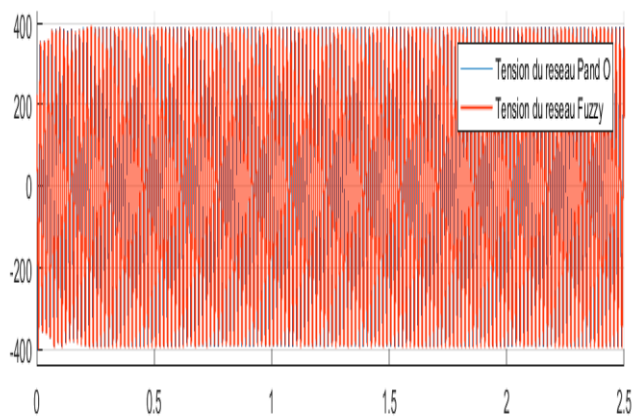
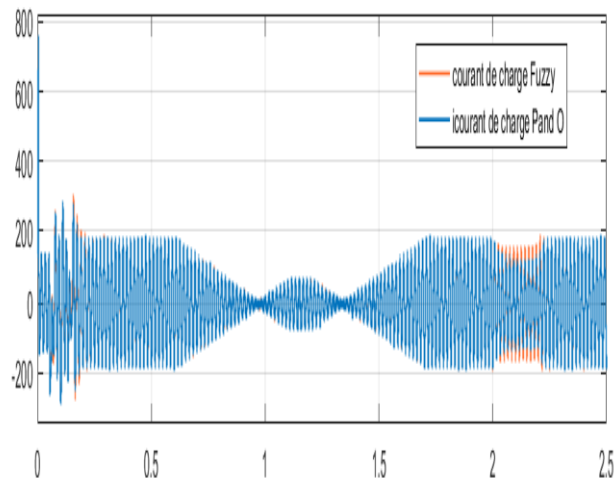


Figure 57 : Schéma global de simulation du système photovoltaïque connecté au réseau électrique de Sonelgaz sous MATLAB/Simulink

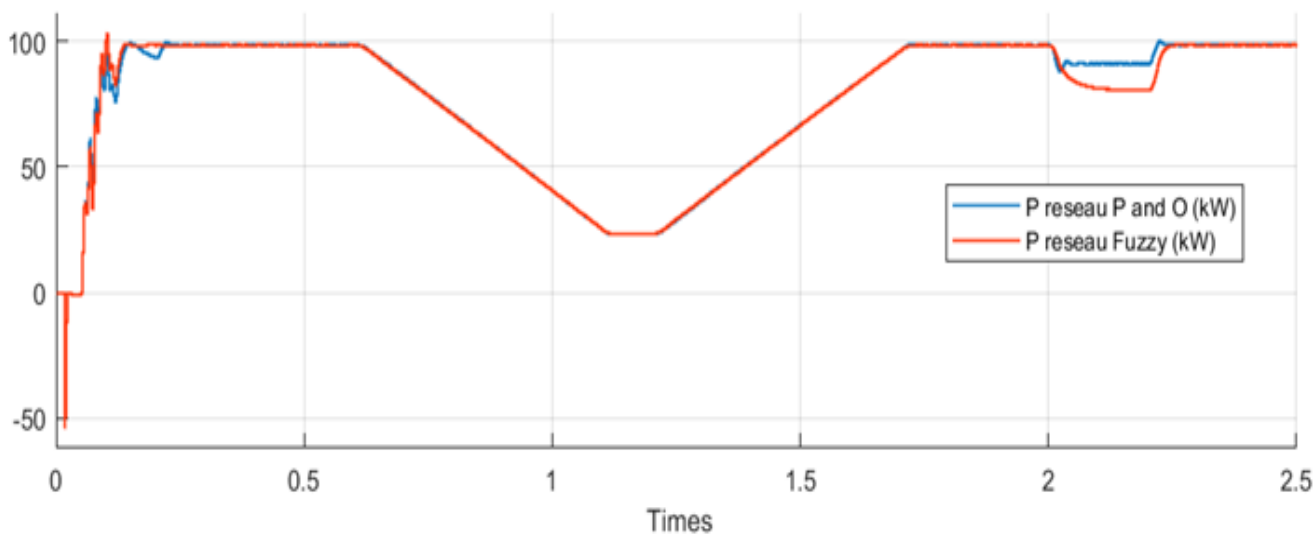
Les résultats de simulation par rapport à l'injection de la puissance au réseau, sont donnés par les caractéristiques de la Figure .



Tension du réseau alternatif



Courant du réseau Alternatif



Puissance active injectée au réseau

Figure 58. Caractéristiques des Puissances active et les caractéristiques de la tension et du courant injectés au réseau

IV.6. Interprétation des résultats de simulation globale sous MATLAB-Simulink :

Les résultats de la simulation relatifs à l'injection de puissance dans le réseau figure (IV.18) apparaissent très satisfaisants, en particulier en régime permanent. La fréquence du signal est maintenue à **50 Hz**, avec une amplitude d'environ **20 kV** entre phases et un courant atteignant

145 A. Les formes d'onde sont quasi parfaitement sinusoïdales, ce qui témoigne de l'efficacité du filtre **RL** de raccordement.

En régime transitoire, la puissance active atteint une valeur de **100 kW**, confirmant ainsi la performance et la robustesse du régulateur flou adopté.

Par ailleurs, une comparaison avec la méthode conventionnelle **P&O** met en évidence une amélioration notable en termes de stabilité et de rapidité de suivi. Contrairement au **P&O**, qui présente des oscillations persistantes autour du point de puissance maximale, le régulateur flou permet un suivi plus précis et une meilleure qualité de l'énergie injectée au réseau.

IV.7.Conclusion:

Les simulations réalisées sous **MATLAB/Simulink** ont montré que le générateur photovoltaïque associé au convertisseur **Boost** et au régulateur **MPPT flou** permet une extraction optimale de la puissance, avec une stabilité supérieure par rapport à la méthode **P&O**. En régime établi, la fréquence du réseau est maintenue à **50 Hz**, la tension atteint environ **20 kV** entre phases et le courant injecté avoisine **145 A**. La puissance active atteint jusqu'à **100 kW** en régime transitoire, confirmant la robustesse du régulateur flou et la pertinence de l'architecture proposée pour assurer une alimentation stable et efficace du centre CS5.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Au terme de ce travail, nous pouvons affirmer que l'objectif principal, à savoir le dimensionnement d'un système photovoltaïque hybride pour l'alimentation du centre de séparation CS5 du champ d'Edjeleh à In Amenas, a été atteint.

Dans un premier temps, nous avons présenté les bases théoriques liées aux systèmes photovoltaïques et leurs caractéristiques. Ensuite, nous avons étudié le site industriel, ses conditions climatiques particulières ainsi que ses besoins énergétiques, ce qui a mis en évidence la nécessité de recourir à une solution alternative fiable et durable.

Par la suite, la simulation technico-économique réalisée sous **HOMER Pro** a démontré la pertinence d'une configuration intégrant des panneaux solaires et un dispositif de stockage, offrant un compromis optimal entre coût et fiabilité. Enfin, la modélisation dynamique effectuée avec **MATLAB/Simulink** a confirmé la performance du système, en soulignant notamment l'efficacité de l'algorithme **Fuzzy MPPT** par rapport à la méthode classique P&O.

Ainsi, ce mémoire ne se limite pas à une validation technique et économique, mais met également en avant l'importance stratégique de ce type de solutions dans le contexte de la transition énergétique en Algérie. Les résultats obtenus constituent une base solide pour la généralisation de systèmes hybrides similaires dans d'autres installations industrielles, en vue de renforcer la sécurité énergétique et de promouvoir un développement durable.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] ADEME, *Les énergies renouvelables – Introduction générale*, 2022.
- [2] M. Belkheiri et al., *Photovoltaic Systems and Renewable Energy Applications*, Springer, 2021.
- [3] M. Capderou, *Atlas solaire de l'Algérie*, Office des Publications Universitaires (OPU), Alger, 1986.
- [4] NASA, *Surface Meteorology and Solar Energy Database*, 2020, disponible sur : <https://power.larc.nasa.gov>, consulté le 12 mai 2025.
- [5] A. S. Bahaj, "Photovoltaic systems for disaster relief: A developed market," *International Journal of Renewable Energy Engineering*, 2002.
- [6] J. A. Duffie et W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4^e éd., Wiley, 2013.
- [7] S. Mekhilef, R. Saidur et A. Safari, "A review on solar energy use in industries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n^o4, pp. 1777–1790, Elsevier, 2011.
- [8] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Academic Press, 2009.
- [9] L. Meki et al., "Estimation du gisement solaire dans les zones sahariennes : méthodes et outils," *Revue des Énergies Renouvelables*, vol. 20, n^o1, pp. 35–42, 2017.
- [10] Wikipedia, *Campbell–Stokes Recorder*, disponible sur : https://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Campbell-stokes_helio.jpg, consulté le 10 juillet 2025.
- [11] M. Benghanem, "Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia," *Applied Energy*, vol. 88, n^o4, pp. 1427–1433, 2011.
- [12] M. Benghanem, "Mesure et estimation du rayonnement solaire : principes et applications," *Revue des Énergies Renouvelables*, vol. 13, n^o1, pp. 75–85, 2010.
- [13] M. Benghanem, "Measurement of meteorological data based on PV solar system," *Renewable Energy*, vol. 30, n^o3, pp. 447–459, 2005.
- [14] CED Engineering, *Solar Energy Fundamentals: Solar Declination*, disponible sur : <https://www.cedengineering.com/userfiles/Solar%20Energy%20Fundamentals-R2.pdf>, consulté le 15 mai 2025.
- [15] PV Education, *Declination Angle*, disponible sur :

Bibliographie

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/declination-angle>, consulté le 10 juillet 2025.

[16] E. Becquerel, “Mémoire sur les effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires,” *Comptes Rendus*, 1839.

[17] A. Einstein, “Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière,” *Annalen der Physik*, vol. 17, n°6, pp. 132–148, 1905.

[18] D. M. Chapin, G. L. Pearson et L. C. Prince, “A Silicon Solar Cell for Converting Solar Radiation into Electrical Power,” *Bell System Technical Journal*, vol. 33, n°3, pp. 601–619, 1954.

[19] A. Luque et S. Hegedus (éds.), *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Wiley, 2011.

[20] PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC), “Single Diode Equivalent Circuit Models,” Sandia National Laboratories / NIST, 2024, disponible sur :

<https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/2-dc-module-iv/single-diode-equivalent-circuit-models>, consulté le 20 juin 2025.

[21] F. Shaik et al., “Effect of various parameters on the performance of solar PV under diverse climate conditions,” *Sustainability in Energy Research*, 2023.

[22] Indian Institute of Solar Energy, “Chapter 3.0: Solar Cells, Modules & Arrays,” 2023, disponible sur : <https://mnre.gov.in>, consulté le 10 juin 2025.

[23] PV Education, *Solar Cell Operation: Fill Factor*, disponible sur :

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor>, consulté le 5 mai 2025.

[24] PV Education, *Solar Cell Efficiency*, disponible sur :

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency>, consulté le 5 mai 2025.

[25] D. L. King, J. A. Kratochvil et W. E. Boyson, “Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties, and Results,” Sandia National Laboratories, 1997.

[26] P. Singh et N. M. Ravindra, “Analysis of series and shunt resistance in silicon solar cells using single and double exponential models,” *Emerging Materials Research*, vol. 1, n°1, pp. 33–38, 2012.

[27] T. Markvart et L. Castañer, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Elsevier, 2012.

[28] J.-P. Charles et A. Chédin, *Énergie Solaire Photovoltaïque : Conversion de la Lumière*

Bibliographie

en *Électricité*, Dunod, 2018.

[29] PV Education, *IV Curve of a Solar Cell*, disponible sur :

<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>, consulté le 5 mai 2025.

[30] IEA-PVPS, *Recommended Practices for Charge Controllers*, 2020.

[31] H. Belmili et al., “Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 441–451, 2014.

[32] J.-P. Charles, *Énergie Solaire Photovoltaïque – Conversion de la lumière en électricité*, Éditions Ellipses, Paris, 2016.

[33] SONATRACH, *Document interne – Stage professionnel à In Amenas*, 2025.

[34] *Oil & Gas Middle East*, “The history of oil and gas in Algeria,” ITP Media Group, 2024, disponible sur : https://mags.itp.com/OAGME/2024/2008-OAG-AUGUST2024/index_50.html, consulté en septembre 2025.

[35] ClimatesToTravel.com, “Climat d’In Amenas,” disponible sur :

<https://www.climatestotravel.com>, consulté le 15 avril 2025.

[36] Global Solar Atlas, “Solar resource data – Algeria,” *World Bank Group*, 2022, disponible sur : <https://globalsolaratlas.info>, consulté le 15 avril 2025.

[37] NASA SSE; Rehman et al., “Renewable and Sustainable Energy Reviews,” 2015.

[38] F. Chellali, N. Kabouche et A. Recioui, “A Review on Solar Radiation Assessment and Forecasting in Algeria (Part 1: Solar Radiation Assessment),” *Algerian Journal of Signals and Systems*, vol. 6, n°2, pp. 75–97, 2021.

[39] M. G. Villalva, J. R. Gazoli et E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, n°5, pp. 1198–1208, 2009.

[40] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*, CRC Press, 2006.

[41] L. A. Zadeh, “Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, n°1, pp. 28–44, 1973.

[42] *Global Solar Atlas (World Bank)*, “Atlas mondial du rayonnement solaire,” 2022, disponible sur : <https://globalsolaratlas.info>, consulté le 10 mai 2025.

[43] NASA SSE; M. Rehman et al., “Renewable and Sustainable Energy Reviews,” 2015.

[44] F. Chellali, N. Kabouche et A. Recioui, “A Review on Solar Radiation Assessment and Forecasting in Algeria (Part 1: Solar Radiation Assessment),” *Algerian Journal of Signals and*

Bibliographie

Systems, vol. 6, n°2, pp. 75–97, 2021.

[45] M. G. Villalva, J. R. Gazoli et E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, n°5, pp. 1198–1208, 2009.

[46] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*, CRC Press, 2006.

[47] L. A. Zadeh, “Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, n°1, pp. 28–44, 1973.

[48] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino et M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, n°1, pp. 59–64, 1995.

[49] H. Belmili et al., “Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 441–451, 2014.

[50] J.-P. Charles, *Énergie Solaire Photovoltaïque – Conversion de la lumière en électricité*, Éditions Ellipses, Paris, 2016.

Synthèse des résultats obtenus

Synthèse des résultats obtenus

1. Caractéristiques générales du système

Le système étudié est un **système photovoltaïque hybride raccordé au réseau**, installé sur le site **CS5 – In Amenas**, une région saharienne à fort potentiel solaire. La puissance nominale du générateur photovoltaïque est de **100 kW**. Le nombre de panneaux solaires nécessaires est estimé à **environ 270 à 300 modules**, selon une puissance unitaire de 330 à 370 W par panneau. Le système de pompage fonctionne environ **2 heures par jour**, avec une consommation journalière moyenne de **184 kWh/jour**.

2. Production et performances énergétiques :

La production annuelle du champ photovoltaïque atteint **154 751 kWh/an**, avec une puissance moyenne de **17,7 kW** et un **facteur de capacité de 17,7 %**. L'énergie injectée dans le réseau s'élève à **125 160 kWh/an**, tandis que l'énergie achetée au réseau est très faible (**46,7 kWh/an**). Le bilan énergétique net est de **-125 113 kWh/an**, ce qui indique une **production excédentaire**. Les pertes globales du système sont limitées à environ **7 738 kWh/an**.

3. Performances économiques :

Le coût total actualisé du projet (NPC) est estimé à **56 201,93 \$**. Le coût actualisé de l'énergie (LCOE) est de **0,02956 \$/kWh**, ce qui prouve la rentabilité du système. Les coûts d'exploitation annuels sont légèrement négatifs (**-534,46 \$**) grâce aux revenus issus de la vente d'électricité au réseau. L'investissement est amorti en **1,5 an seulement**, avec un **taux de rentabilité interne (IRR)** de **66 %** et un **retour sur investissement (ROI)** de **62 %**.

4. Performances techniques du convertisseur et du réseau :

La puissance maximale délivrée par l'onduleur atteint **80,6 kW**, tandis que la puissance moyenne annuelle de sortie est d'environ **16,8 kW**. La puissance de pointe de la charge réseau reste faible (**8 kW**), ce qui traduit une **autonomie énergétique quasi totale** du système. Le système reste stable même lors des variations climatiques.

5. Conclusion générale :

Le système photovoltaïque dimensionné pour le site CS5 – In Amenas permet d'assurer une **alimentation électrique stable, économique et durable**.
Il offre :

- Une **production énergétique excédentaire** injectée dans le réseau.
- Une **réduction notable de la dépendance au réseau STAH**.
- Une **rentabilité rapide et durable** adaptée aux conditions extrêmes du Sahara.

Ces résultats confirment la **faisabilité technique et économique** du projet, et démontrent que l'intégration des énergies renouvelables dans les installations industrielles du Sud algérien est une solution efficace et prometteuse.