

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## **MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du **Diplôme** de **MASTER**

**En : Génie Mécanique**

**Spécialité : Énergies Renouvelables**

**Par : LIAZID Amira**

**Sujet**

*Qualité de vieillissement des Panneaux Solaires Photovoltaïques en fonction de leur charge de service*

Soutenu publiquement, le 17 / 06 / 2025, devant le jury composé de :

Mr. Benramdane Mohammed	MCA	Université de Tlemcen	Président
Mr. Aliane Abdennour	MCB	Université de Tlemcen	Examinateur
Mr. Ghernaout Mohammed El Amine	Professeur	Université de Tlemcen	Encadreur
Mr. Liazid Abdelkarim	Professeur	Université de Tlemcen	Invité

Année universitaire : 2024 /2025

## الملخص

يتناول هذا البحث دراسة تأثير الحمل المقاوم على تدهور لوح شمسي فوتوفولطي أحادي البلورة من نوع LAGUA P150-36. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو فهم كيفية تأثير المقاومة الكهربائية المُطبقة على شيخوخة اللوح الشمسي. تم الاعتماد على منهجية النمذجة، حيث بدأنا بعرض نموذج الخلية الأحادية (نموذج الصمام الثنائي الواحد)، والذي تمت معايرته باستخدام خوارزمية فيلغا. وقد تم التحقق من صحة هذا النموذج من خلال قياسات تجريبية، مما سمح بمحاكاة منحنيات الجهد بدلالة التيار والقدرة بدلالة الجهد الخاصة باللوح. بعد ذلك، قمنا بدراسة معمقة لتدهور أداء الألواح على مدى 25 سنة، وذلك وفق ثلاثة سيناريوهات مختلفة لمعدلات الشيخوخة (0.3%، 0.7%، و1.2% سنويًا)، مع خطوات زمنية تقدر بـ 5 سنوات. وقد أظهرت المحاكاة أن القدرة القصوى الناتجة عن اللوح تتناقص مع التقدم في العمر، كما أن نقطة التشغيل المثلى تتغير بشكل شبه خطي مع تقدم اللوح، مما يؤثر مباشرةً على أدائه وعمره الافتراضي.

قمنا أيضًا بتحليل تأثير المقاومة المُطبقة على التدهور، حيث تبين أن الحمولة الغير مناسبة يمكن أن تبعد اللوح عن نقطة قدرته القصوى، مما يُسرّع من شيخوخته. وللحد من هذه الآثار السلبية، أبرزنا دور وحدات تتبع نقطة القدرة القصوى، والتي تقوم بتعديل الحمولة بصورة ديناميكية للحفاظ على تشغيل اللوح في ظروفه المثلى رغم تغيير خصائصه مع الزمن. تم عرض خوارزمية الاضطراب والمراقبة كوسيلة فعالة لذلك، وتم مناقشة مزاياها وقبورها. يظهر هذا العمل أهمية أخذ تطور نقطة التشغيل المثلى في الاعتبار عند التحكم في أنظمة الطاقة الشمسية، لضمان إنتاجية مستقرة وفعالة ومستدامة، وللحد من التدهور المبكر.

تفتح النتائج المتوصل إليها آفاقًا لتطوير أنظمة شمسية ذكية وكيفية قادرة على تحسين أدائها على المدى الطويل.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الشمسية؛ الوحدة الكهروضوئية. تدهور؛ شيخوخة؛ تحليل الأداء؛ الحمل المقاوم؛ نموذج لصمام الواحد؛ تتبع نقطة القدرة القصوى؛ المحاكاة باستخدام ما تلاب

## **Abstract**

This thesis concerns the impact study of the resistive load on the degradation of a monocrystalline photovoltaic solar panel of the LAGUA P150-36 type. The main objective is to understand how the applied resistive load influences the aging of the panel. The study is based on a modeling approach. First, we presented the single-diode model, calibrated using the Vilalva algorithm. This model was validated using experimental measurements, thus making it possible to simulate the current-voltage (I-V) and power-voltage (P-V) characteristics of the module. Then, we conducted an in-depth study of the degradation of the panels over a period of 25 years according to different aging scenarios (0.3%/year, 0.7%/year and 1.2%) with a step of 5 years. Simulations showed that the maximum power developed decreases with age, and especially that the optimal load point evolves linearly with the aging of the module, which has a direct impact on the performance and lifespan of the panel. We also analyzed the effect of the resistive load on degradation, demonstrating that it strongly influences the aging rate of the module. A non-optimal load can move the panel away from its maximum power point (MPP). Finally, to limit these effects, we presented the essential role of MPPT (Maximum Power Point Tracking) regulators which dynamically adjust the applied load in order to maintain the panel at the MPP despite the evolution of the module over time. We detailed the P&O (Perturbation and Observation) tracking algorithm, widely used for its simplicity and efficiency, while discussing its advantages and limitations. This thesis thus highlights the importance of integrating the evolution of the optimal load point into the control of photovoltaic panels, in order to ensure stable, efficient and sustainable production while slowing down premature degradation. The results obtained open the way to the design of intelligent and adaptive photovoltaic systems, capable of optimizing their performance over the long term.

**Keywords** : Solar energy; Photovoltaic module ; Degradation; Aging; Performance analysis; Resistive load; Single-diode model ; MPP tracking; Matlab simulation.

## Résumé

Ce mémoire concerne l'étude d'impact de la charge résistive sur la dégradation d'un panneau solaire photovoltaïque monocristallin de type LAGUA P150-36. L'objectif principal consiste à comprendre comment la charge résistive appliquée influence le vieillissement du panneau. L'étude s'appuie sur une approche de modélisation. Dans un premier temps, nous avons présenté le modèle à une diode, calibré grâce à l'algorithme de Vilalva. Ce modèle a été validé à l'aide de mesures expérimentales, permettant ainsi de simuler la caractéristique courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du module. Ensuite, nous avons mené une étude approfondie de la dégradation des panneaux sur une durée de 25 ans selon différents scénarios de vieillissement (0,3 %/an, 0,7 % /an et 1,2 %) avec un pas de 5 ans. Les simulations ont montré que la puissance maximale développée diminue avec l'âge, et surtout que le point de charge optimal évolue linéairement avec le vieillissement du module, ce qui a une incidence directe sur la performance et la durée de vie du panneau. Nous avons également analysé l'effet de la charge résistive sur la dégradation, démontrant que celle-ci influence fortement le taux de vieillissement du module. Une charge non optimale peut éloigner le panneau de son point de puissance maximale (MPP), Enfin, pour limiter ces effets, nous avons présenté le rôle essentiel des régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui ajustent dynamiquement la charge appliquée afin de maintenir le panneau au MPP malgré l'évolution du module dans le temps. Nous avons détaillé l'algorithme de suivi P&O (Perturbation et Observation), largement utilisé pour sa simplicité et son efficacité, tout en discutant de ses avantages et limitations. Ce mémoire souligne ainsi l'importance d'intégrer l'évolution du point de charge optimal dans la commande des panneaux photovoltaïques, afin d'assurer une production stable, efficace et durable tout en ralentissant la dégradation prématurée. Les résultats obtenus ouvrent la voie à la conception de systèmes photovoltaïques intelligents et adaptatifs, capables d'optimiser leur rendement sur le long terme.

**Mots clés :** Énergie solaire ; Module photovoltaïque ; Dégradation ; Vieillessement ; Analyse de performances ; Charge résistive ; Modèle à une diode ; Suivi du MPP ; Simulation Matlab.

## المخلص

يتناول هذا البحث دراسة تأثير الحمل المقاوم على تدهور لوح شمسي فوتوفولطي أحادي البلورة من نوع LAGUA P150-36. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو فهم كيفية تأثير المقاومة الكهربائية المُطبقة على شيخوخة اللوح الشمسي. تم الاعتماد على منهجية النمذجة، حيث بدأنا بعرض نموذج الخلية الأحادية (نموذج الصمام الثنائي الواحد)، والذي تمت معايرته باستخدام خوارزمية فيللفا. وقد تم التحقق من صحة هذا النموذج من خلال قياسات تجريبية، مما سمح بمحاكاة منحنيات الجهد بدلالة التيار والقدرة بدلالة الجهد الخاصة باللوح. بعد ذلك، قمنا بدراسة معمقة لتدهور أداء الألواح على مدى 25 سنة، وذلك وفق ثلاثة سيناريوهات مختلفة لمعدلات الشيخوخة (0.3%، 0.7%، و1.2% سنويًا)، مع خطوات زمنية تقدر بـ 5 سنوات. وقد أظهرت المحاكاة أن القدرة القصوى الناتجة عن اللوح تتناقص مع التقدم في العمر، كما أن نقطة التشغيل المثلى تتغير بشكل شبه خطي مع تقادم اللوح، مما يؤثر مباشرةً على أدائه وعمره الافتراضي.

قمنا أيضًا بتحليل تأثير المقاومة المُطبقة على التدهور، حيث تبين أن الحمل غير المناسب يمكن أن يبعد اللوح عن نقطة قدرته القصوى، مما يُسرّع من شيخوخته. وللد من هذه الآثار السلبية، أبرزنا دور وحدات تتبع نقطة القدرة القصوى، والتي تقوم بتعديل الحمل بصورة ديناميكية للحفاظ على تشغيل اللوح في ظروفه المثلى رغم تغير خصائصه مع الزمن. تم عرض خوارزمية الاضطراب والمراقبة كوسيلة فعالة لذلك، وتم مناقشة مزاياها وقيوبها. يظهر هذا العمل أهمية أخذ تطور نقطة التشغيل المثلى في الاعتبار عند التحكم في أنظمة الطاقة الشمسية، لضمان إنتاجية مستقرة وفعالة ومستدامة، وللد من التدهور المبكر.

تفتح النتائج المتوصل إليها أفقًا لتطوير أنظمة شمسية ذكية وتكيفية قادرة على تحسين أدائها على المدى الطويل.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقة الشمسية؛ الوحدة الكهروضوئية. تدهور؛ شيخوخة؛ تحليل الأداء؛ الحمل المقاوم؛ نموذج لصمام الواحد؛ تتبع نقطة القدرة القصوى؛ المحاكاة باستخدام ما تلاب

## *Dédicaces*

*Ma reconnaissance va à ma famille bien-aimée, en particulier à mes parents, pour leur amour, leurs prières, et leur confiance indéfectible.  
Sans leur soutien moral, ce travail n'aurait jamais vu le jour.*

*À la mémoire de mes grand-pères,  
Que Dieu leur accorde sa miséricorde et les accueille dans son vaste paradis.*

*Leur sagesse, Leur bonté et leurs prières continuent de  
m'accompagner et de m'inspirer chaque jour.  
Ils restent à jamais vivants dans mon cœur.*

*Melle Liazid Amira*

## **Remerciements**

*Avant tout, je rends grâce à Allah, le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé le privilège d'accéder au savoir, ainsi que la force, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.*

*J'exprime toute ma gratitude au Professeur GHERNAOUT Mohamed El Amine pour avoir accepté de m'encadrer. Ses conseils précieux, et sa disponibilité tout au long de ce travail m'ont été d'une grande utilité. Son expertise a été essentielle à l'aboutissement de ce mémoire.*

*J'exprime également ma profonde gratitude au Professeur LIAZID Abdelkrim pour sa présence, ses orientations précieuses et son soutien constant tout au long de l'élaboration de ce mémoire. Son engagement et ses conseils m'ont permis d'approfondir mes connaissances et d'atteindre mes objectifs.*

*Je tiens également à remercier chaleureusement les membres du jury, ainsi que l'ensemble des enseignants du département de génie mécanique de l'Université de Tlemcen, pour les savoirs qu'ils m'ont transmis durant mes années d'étude.*

*Enfin, je dédie ce moment de réussite à la mémoire de mes grands-pères que Dieu ait son âme, Il a toujours attendu avec impatience cet instant. Il reste à jamais présent dans mon cœur.*

**Melle Liazid Amira**

# Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

## Table des matières

<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre 1: Généralités sur les systèmes solaires photovoltaïques</b> .....	2
1.1 Introduction .....	3
1.2 Panneaux solaires.....	3
1.2.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque .....	4
1.2.2 Champ PV .....	5
1.3 Propriétés et performances des cellules photovoltaïques.....	5
1.3.1 Paramètres électriques fondamentaux.....	5
Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ).....	6
Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ) .....	6
Facteur de forme.....	6
Puissance maximale ( $P_{max}$ ) .....	6
Rendement ( $\eta$ ).....	6
1.4 Typologie des panneaux photovoltaïques .....	7
1.5 Conclusion.....	7
<b>Chapitre 2: Analyse et Caractérisation des Panneaux Solaires Photovoltaïques</b> .....	9
2.1 Introduction .....	10
2.2 Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire PV .....	10
2.3 Modèles de la cellule photovoltaïque réelle .....	11
2.3.1 équation du courant produit.....	11
2.3.2 Courant généré par la lumière de la cellule photovoltaïque ( $I_{PV}$ ).....	14
2.3.3 Courant de saturation de la diode ( $I_0$ ) .....	14
2.3.4 Facteur d'idéalité ( $a$ ).....	14
2.4 Procédé de calibration du modèle .....	15
2.5 Application au panneau étudié.....	16
2.6 Validation du modèle élaboré.....	18
2.6.1 Présentation des matériel utilisées .....	18
2.7 Etude de vieillissement.....	22
2.7.1 Prédiction du vieillissement du panneau dans le temps .....	22
2.7.2 Résultats atteints .....	24
2.8 Conclusion .....	28

<b>Chapitre 3: Impact de la charge résistive sur la dégradation</b> .....	30
3.1 Introduction.....	31
3.2 Étude de l'évolution de la puissance en fonction de la charge résistive .....	31
3.2.1 Méthodologie de simulation de la puissance en fonction de la charge et du vieillissement .....	31
3.2.2 Commentaires .....	33
3.3 Validation du modèle de la caractéristique P-R.....	33
3.4 Dégradation en fonction de la charge résistive .....	34
3.4.1 Interprétations .....	36
3.5 Conclusion .....	37
<b>Chapitre 4: Contrôle de la dégradation des panneaux photovoltaïques</b> .....	38
4.1 Introduction .....	39
4.2 Mécanismes et Facteurs de Dégradation.....	39
4.2.2 Rôle du MPPT dans la Préservation des Panneaux .....	39
4.3 Principe de fonctionnement de système MPPT .....	40
4.4 Algorithme Perturbation et Observation (P&O).....	42
4.5 Conclusion.....	44
<b>Conclusion Générale</b> .....	46

## Liste des figures

- Fig. 1.1** : Structure basique d'une cellule solaire.
- Fig. 1.2** : Champ photovoltaïque.
- Fig. 1.3** : Caractéristique courant-tension (I-V), et puissance-tension (P-V).
- Fig. 1.4** : Famille des technologies de natures différentes des cellules photovoltaïques.
- Fig. 2.1** : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV idéale et réelle.
- Fig. 2.2** : Schéma électrique équivalent à deux diodes d'une cellule PV réelle.
- Fig. 2.3** : Schéma électrique équivalent à trois diodes d'une cellule PV réelle.
- Fig. 2.4** : Schéma électrique équivalent du modèle Bishop d'une cellule PV.
- Fig. 2.5** : Schéma électrique équivalent du modèle dynamique à une diode d'une cellule PV.
- Fig. 2.6** : Algorithme de Vilalva.
- Fig. 2.7** : Courbe caractéristique (I-V) et (P-V) simulée pour le module solaire LAGUA P150-36.
- Fig. 2.8** : Module photovoltaïque LAGUA P150-36.
- Fig. 2.9** : Multimètre numérique DMM 121.
- Fig. 2.10** : Luxmètre SPRM-2.
- Fig. 2.11** : Écran d'affichage de la station météo de type Davis Vantage Pro2.
- Fig. 2.12** : Confrontation modèle-expérience du module PV étudié LAGUA P150-36.
- Fig. 2.13** : Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 1,2 %/an.
- Fig. 2.14** : Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 0,7 %/an.
- Fig. 2.15** : Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 0,3 %/an.
- Fig. 2.16** : Évolution de la puissance en fonction de la charge pour les trois scénarios (1,2 %/an, 0,7 %/an, 0,3 %/an).
- Fig. 3.1** : Évolution des courbes P-R en fonction de la charge résistive selon les trois scénarios retenus : 1,2 %/an, 0,7 %/an et 0,3 %/an.
- Fig. 3.2** : Comparaison modèle-expérience des caractéristiques P-R pour le taux de dégradation 0,7 %/an.
- Fig. 3.3** : Simulation de dégradation en fonction de la charge résistive.
- Fig. 4.1** : Méthodes de suivi du point de puissance maximale.
- Fig. 4.2** : Détection et poursuite de MPPT – a) suite à une variation d'ensoleillement ; b) suite à une variation de charge ; c) suite à une variation de température.
- Fig. 4.3** : Algorithme basé sur la méthode « Perturb and Observe ».

## Liste des tableaux

**Tableau 2.1** : Paramètres du modèle ajusté du module photovoltaïque LAGUA P150-36 aux conditions nominales de fonctionnement.

**Tableau 2.2** : Paramètres de calibrage du modèle adopté.

**Tableau 2.3** : Valeurs expérimentales acquises.

**Tableau 2.4** : Données techniques du panneau sur une période de 25 ans cas 1,2 %/an.

**Tableau 2.5** : Données techniques du panneau sur une période de 25 ans cas 0,7 %/an.

**Tableau 2.6** : Données techniques du panneau sur une période de 25 ans cas 0,3 %/an

**Tableau 3.1** : Valeurs numériques des Dégradations et des résistances correspondantes

**Tableau 4.1** : Avantages et inconvénients de la méthode de « Perturb and Observe ».

## Introduction générale

Aujourd'hui, face aux défis majeurs que connaît le monde qu'ils soient climatiques, économiques ou politiques, il est devenu indispensable de repenser notre manière de produire et consommer l'énergie. Le changement climatique, et les tensions géopolitiques autour des ressources poussent de plus en plus à chercher des solutions durables et propres comme la transition énergétique vers l'énergie photovoltaïque (PV) qui se distingue par son accessibilité et sa faible empreinte environnementale. Ces systèmes qui permettent de convertir directement l'énergie solaire en électricité, connaissent ainsi un essor important dans de nombreux pays, notamment en Algérie où le potentiel solaire est élevé, variant entre 2600 h/an dans le Nord à 3500 h/an dans le Sud [1]. Toutefois, la performance des systèmes photovoltaïques est fortement tributaire de plusieurs facteurs externes et internes, notamment les conditions climatiques, la qualité des composants, ainsi que les conditions de charge des panneaux. Par conséquent, le vieillissement des modules photovoltaïques constitue un enjeu majeur affectant leur efficacité et leur durée de vie.

Dans ce contexte, l'étude de l'impact de la charge résistive appliquée au générateur photovoltaïque revêt un intérêt particulier. En effet, la charge résistive influence directement le fonctionnement du module PV, ce qui peut favoriser ou, au contraire, accélérer sa dégradation.

Ce travail s'articule autour de trois axes principaux. Dans un premier temps, une étude approfondie de la dégradation des modules photovoltaïques est menée à travers l'analyse des courbes (P-R) en simulant plusieurs scénarios de vieillissement sur 25 ans avec un pas de 5 ans. Ces simulations permettent de mieux comprendre l'évolution des performances des modules selon la charge appliquée. Dans un second temps, l'impact direct de la charge résistive sur la dégradation des modules PV, en simulant différents scénarios de vieillissement, nous avons pu établir une corrélation claire entre la charge appliquée et la dégradation du module. Plus particulièrement, il a été démontré que le point de charge optimale et la dégradation évoluent avec l'âge, et que cette évolution doit être intégrée dans la stratégie de commande pour éviter des pertes énergétiques et une usure prématurée. En fin, l'introduction de systèmes de régulation de type MPPT (Maximum Power Point Tracking) est présenté comme solution de contrôle dynamique permettant d'optimiser la puissance extraite et de limiter la dégradation accélérée due à un mauvais dimensionnement de la charge.

Ainsi, cette étude vise non seulement à modéliser l'impact du vieillissement et des charges sur le comportement électrique des panneaux photovoltaïques, mais également à indiquer que les régulateurs peuvent être développés pour renseigner sur la vitesse du vieillissement des panneaux solaires photovoltaïques afin de se prononcer sur leur durée de vie sous des conditions de fonctionnements attendues.

**Chapitre 1**  
**Généralités sur les systèmes solaires photovoltaïques**

## 1.1 Introduction

L'essor des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, joue un rôle clé dans la transition énergétique mondiale. Les panneaux solaires photovoltaïques permettent de convertir l'énergie lumineuse du soleil en électricité grâce à l'effet photoélectrique. Ce phénomène repose sur l'interaction entre les photons et les matériaux semi-conducteurs, générant ainsi un courant électrique exploitable.

Dans ce chapitre, nous examinerons les principes fondamentaux du fonctionnement des cellules photovoltaïques, en détaillant les mécanismes d'absorption de la lumière et de séparation des charges. Nous aborderons également la structure des champs photovoltaïques ainsi que les principaux paramètres influençant les performances des cellules solaires. Enfin, une typologie des différentes technologies photovoltaïques sera présentée.

## 1.2 Panneaux solaires

Les cellules photovoltaïques convertissent directement l'énergie solaire en électricité en exploitant l'effet photoélectrique. Pour rendre ce phénomène exploitable dans des applications pratiques, il est indispensable de développer des matériaux semi-conducteurs capables d'optimiser les deux étapes essentielles :

- ✓ L'absorption de la lumière incidente.
- ✓ La collection des électrons générés.

Ces deux étapes sont cruciales pour garantir une génération efficace du courant électrique dans une cellule photovoltaïque

Lorsqu'un photon entre en interaction avec un électron, il lui cède la totalité de son énergie, si :

- ✓ **Le niveau est accessible** - Selon la structure électronique du matériau, seuls certains niveaux d'énergie sont autorisés. L'électron ne peut être excité que vers un niveau qui existe dans cette structure. En d'autres termes, le saut doit respecter les règles imposées par la physique quantique et le schéma de distribution des niveaux d'énergie du matériau.

- ✓ **Le niveau est non occupé** - En vertu du principe d'exclusion de Pauli, deux électrons ne peuvent pas occuper le même état quantique simultanément. Ainsi, pour qu'un électron puisse être excité vers un niveau donné, ce niveau ne doit pas déjà contenir un autre électron. S'il est déjà occupé, le saut ne pourra pas avoir lieu, même si le niveau est autorisé. [2].

Dans une cellule typique, l'une des faces est dopée en type *N* (par exemple au phosphore) tandis que l'autre est dopée en type *P* (par exemple au bore). Les électrodes métalliques, placées sur chaque face, permettent de récupérer les électrons et de compléter le circuit électrique. Par ailleurs, le traitement de la surface supérieure – avec l'application d'une couche antireflet et d'un vitrage étanche – optimise l'absorption de la lumière, garantissant ainsi une meilleure performance de la cellule photovoltaïque, [3].

Dans les semi-conducteurs, la largeur de la bande interdite des matériaux concernés se situe généralement entre 0,6 eV et 2 ou 3 eV. Pour le silicium cristallin à 300 K, cette valeur est d'environ 1,12 eV. L'énergie nécessaire pour exciter un électron de la bande de valence vers la

bande de conduction correspond à la largeur de la bande interdite, qui est comprise entre 0,6 eV et 2–3 eV, pour le silicium cristallin à 300 K, cette largeur est d'environ 1,12 eV. [4]

### 1.2.1 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque repose sur la formation d'une jonction PN dans un semi-conducteur. La cellule est constituée de deux couches de silicium dopées différemment :

- ✓ Côté P : dopé au bore, qui introduit des "trous" (charges positives).
- ✓ Côté N : dopé au phosphore, qui fournit des électrons (charges négatives).

Cette configuration crée une jonction PN où se forme une barrière de potentiel naturelle.

- ✓ Absorption de la lumière

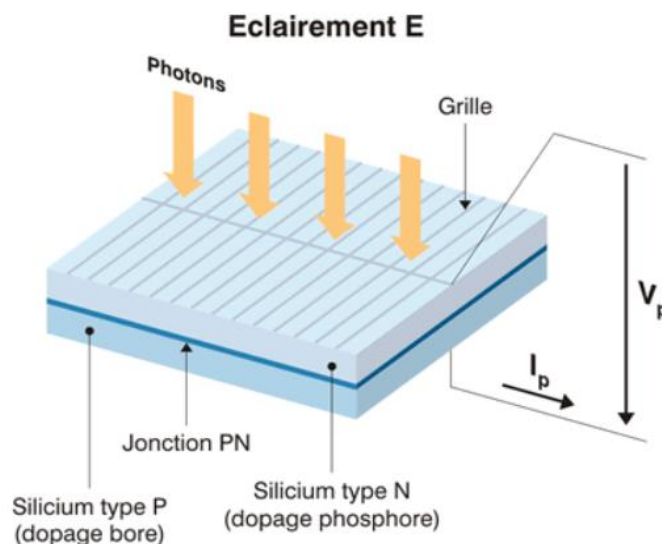
Lorsque la lumière (composée de photons) frappe la cellule, ces photons sont absorbés par le semi-conducteur. L'énergie apportée par les photons est transférée aux atomes au niveau de la jonction PN, ce qui permet de libérer des électrons de leur position initiale. Ainsi, on génère des électrons libres et des trous.

- ✓ Séparation des porteurs de charge

La barrière de potentiel créée par la jonction PN force les électrons à se déplacer vers le côté N et les trous vers le côté P. Ce déplacement induit une différence de potentiel entre les deux faces de la cellule.

Des électrodes métalliques, placées sur les deux faces de la cellule, permettent de récupérer ces porteurs de charge. La tension maximale mesurée quand aucun courant ne circule et appelée tension de circuit ouvert (VCO). Pour une cellule en silicium, cette tension est généralement d'environ 0,6 V

Le courant maximal, appelé courant de court-circuit (ICC), est atteint lorsque les bornes de la cellule sont reliées à elles-mêmes.



**Fig. 1.1** : Structure basique d'une cellule solaire [5]

## 1.2.2 Le champ PV

Le champ photovoltaïque est un ensemble de modules solaires photovoltaïques interconnectés, conçus pour générer de l'électricité que ce soit en fonctionnement autonome ou en connexion à un réseau public.



Fig. 1.2 : Champ photovoltaïque.

## 1.3 Propriétés et performances des cellules photovoltaïques

### 1.3.1 Paramètres électriques fondamentaux

Une cellule solaire photovoltaïque est définie par deux courbes caractéristiques essentielles :

- **La courbe courant-tension (I-V)**, qui illustre la relation entre l'intensité du courant généré et la tension aux bornes de la cellule.
- **La courbe puissance-tension (P-V)**, qui représente l'évolution de la puissance en fonction de la tension.

Le point de puissance maximale (MPP – Maximum Power Point), représenté sur la figure (1.3) correspond au point où la cellule photovoltaïque fournit sa puissance optimale. Parmi les paramètres clés observés sur cette courbe, on retrouve le **courant de court-circuit (I<sub>cc</sub>)**, la **tension en circuit ouvert (V<sub>co</sub>)** et le **facteur de forme (FF)**, qui caractérisent les performances du dispositif.

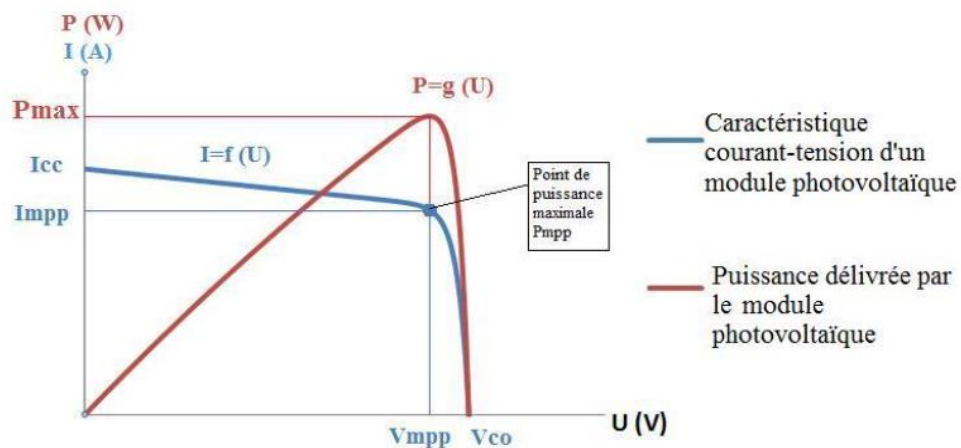


Fig. 1.3: Caractéristique courant-tension (I-V), et puissance-tension (P-V) [6].

### **Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ )**

Le courant de court-circuit correspond au courant généré par la cellule photovoltaïque lorsque la tension appliquée à ses bornes est nulle. Il représente le courant maximal que la cellule peut fournir et dépend de la température, la longueur d'onde du rayonnement, la surface active de la cellule et la mobilité des porteurs de charge [7].

### **Tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ )**

La tension de circuit ouvert est la tension mesurée aux bornes de la cellule photovoltaïque lorsqu'elle n'est pas reliée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend principalement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), de plus, elle est influencée par l'éclairement reçu par la cellule.

$$V_{(CO)} = \frac{kT_c}{q} \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (1)$$

Avec  $\frac{kT_c}{q}$  représentant le potentiel thermodynamique. Les termes  $T_c$ ,  $q$  et  $k$  correspondent respectivement à la température absolue, la charge de l'électron et la constante de Boltzmann. Le terme  $I_{ph}$  désigne le courant photonique, et  $I_s$  représente le courant de saturation. [7]

### **Facteur de forme**

Le facteur de forme (FF) est un paramètre clé utilisé pour évaluer la qualité d'une cellule ou d'un générateur photovoltaïque à partir de sa caractéristique I(V). Il correspond au rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule ( $P_{max}$ ) et le produit du courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) par la tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) [7].

$$FF(\%) = \frac{P_{max}}{I_{CC}V_{CO}} \quad (2)$$

### **Puissance maximale ( $P_{max}$ )**

La puissance maximale ( $P_{max}$ ) représente le point d'efficacité maximale du générateur photovoltaïque, où il délivre la plus grande puissance de sortie possible.

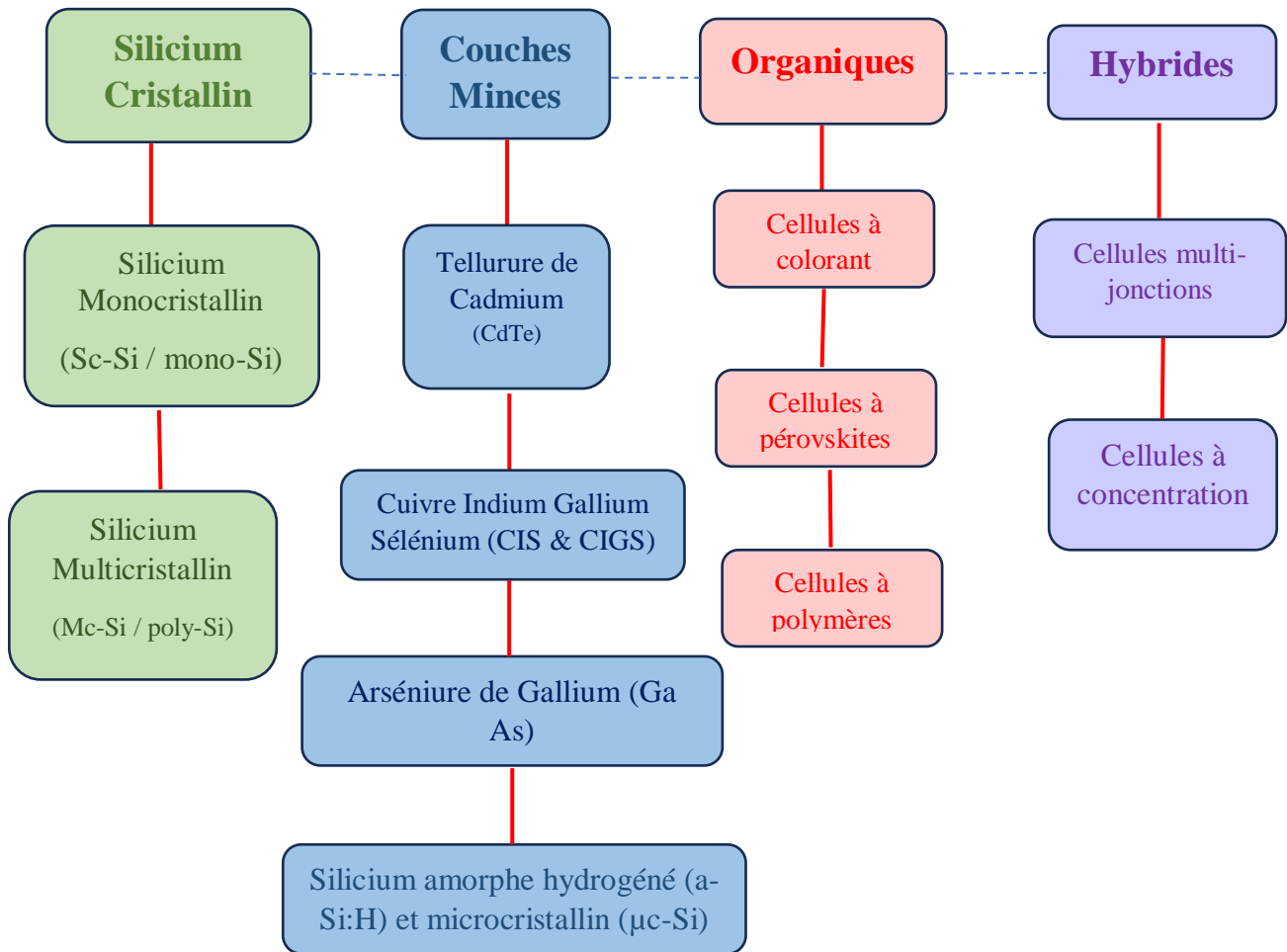
### **Rendement ( $\eta$ )**

Le rendement des cellules photovoltaïques correspond à l'efficacité de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. [7]

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \times V_{CO} \times I_{CC}}{P_{in}} \quad (3)$$

## 1.4 Typologie des panneaux photovoltaïques

La figure (1.4) récapitule les différentes technologies des panneaux solaires photovoltaïques. Actuellement les plus utilisés sont ceux au silicium cristallin.



**Fig. 1.4** : la famille des technologies de natures différentes des cellules photovoltaïques [8]

## 1.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de poser les bases théoriques essentielles à la compréhension du fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Nous avons tout d'abord introduit les principes fondamentaux de la conversion de l'énergie solaire en électricité, en expliquant en détail le rôle crucial des matériaux semi-conducteurs et l'effet photoélectrique. Le fonctionnement des cellules photovoltaïques a été analysé à travers l'étude de la jonction PN, de l'absorption des photons, ainsi que de la séparation et la collecte des porteurs de charge. Les grandeurs électriques caractéristiques comme le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ), la tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ), le facteur de forme (FF), la puissance maximale ( $P_{max}$ ) et le rendement ( $\eta$ ) ont été décrites afin de mieux comprendre les performances réelles des dispositifs photovoltaïques. Enfin, nous avons présenté la structure d'un champ photovoltaïque et les principales technologies de panneaux solaires actuellement disponibles, cette compréhension approfondie

nous permettra, dans le chapitre suivant, de modéliser le comportement électrique des cellules photovoltaïques à travers des schémas équivalents, d'étudier les méthodes de calibration et de prédire leur évolution dans le temps sous différentes conditions.

**Référence :**

- [1] A. Mefti et M. Y. Bouroubi, Estimation et cartographie de la composante globale du rayonnement solaire, Centre de Développement des Énergies Renouvelables, Bouzaréah, Alger.
- [2] Civisol, « Le panneau solaire photovoltaïque », [en ligne]: [www.civisol.fr/info/8-le-panneau-solaire-photovoltaïque](http://www.civisol.fr/info/8-le-panneau-solaire-photovoltaïque). Consulté le : 01 mars 2025.
- [3] J.-M. Dutertre, ISMIN 1A 2021-2022, Cours d'électronique analogique, École des Mines de Saint-Étienne.
- [4] A. Mr. Boussouf et M. Mr. Illas, « Étude de l'influence de la structure cristalline du silicium sur le comportement des cellules solaires », Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Mémoire de Master, 2015.
- [5] Énergie+, « Caractéristiques électriques des cellules et des modules photovoltaïques », [en ligne]. Disponible : <https://energiepluslesite.be/theories/photovoltaïque6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaïques/>. Consulté le : 03 mars 2025.
- [6] Civisol, « Le panneau solaire photovoltaïque », [en ligne]: [www.civisol.fr/info/8-le-panneau-solaire-photovoltaïque](http://www.civisol.fr/info/8-le-panneau-solaire-photovoltaïque). Consulté le : 01 mars 2025.
- [7] K. Neggah, « Sur les modules solaires photovoltaïques : Dégradation et surveillance » Mémoire de Master, Université Aboubakr Belkaïd ,Tlemcen, 2024.
- [8] Photovoltaïque.info,«Les cellules photovoltaïques»,[enligne]: <https://www.photovoltaïque.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-matériau/caracteristiques-des-panneaux-photovoltaïques/technologies-de-cellules-solaires-photovoltaïques/les-cellules-photovoltaïques/>. Consulté le : 01 mars 2025.

## **Chapitre 2**

### **Analyse et Caractérisation des Panneaux Solaires Photovoltaïques**

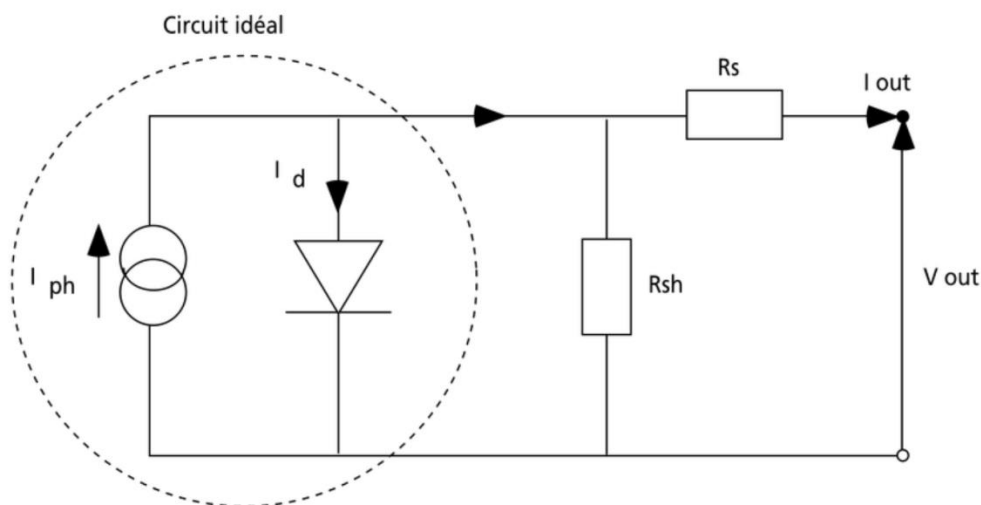
## 2.1 Introduction

Si certaines technologies gagnent en performance au fil du temps, les équipements d'énergie renouvelable, tels que les panneaux photovoltaïques, voient leurs capacités diminuer à cause de plusieurs facteurs différents que l'on peut regrouper en facteurs environnementaux, facteurs liés aux conditions de service et enfin les facteurs liés à la qualité des matériaux de fabrication. Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur la modélisation et la prévision de la dégradation des performances des panneaux photovoltaïques. Nous débuterons par présenter les schémas électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque ainsi que les équations physiques permettant de représenter son comportement réel. Ensuite, nous présenterons la méthodologie adoptée en exposant les principes de modélisation retenus. Enfin, nous simulerons l'évolution des performances des panneaux étudiés en fonction de leur âge, et analyserons les résultats obtenus, en mettant en évidence leur impact sur leur efficacité énergétique.

## 2.2 Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire PV

Une cellule solaire PV est caractérisée par deux courbes caractéristiques. La première décrit l'évolution du courant en fonction de la tension et la seconde représente la puissance générée en fonction de la tension. Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est décrit par le schéma électrique équivalent représenté par la figure (2.1). Ce schéma représente une cellule réelle car il contient deux résistances qui symbolisent respectivement les fuites internes (résistance série) et la dégradation dans le temps de la cellule (résistance parallèle).

Dans le cas idéal, le schéma de la cellule photovoltaïque est simplifié car la cellule est supposée fonctionner sans pertes internes et sans dégradation, donc le schéma équivalent ne contiendra pas les résistances électriques  $R_s$  et  $R_p$ . Le schéma électrique équivalent à une cellule PV idéale (circonscrit dans le cercle en trait discontinu sur la figure (2.1)) est principalement utilisé pour les calculs théoriques, permettant de comprendre le comportement de base.



**Fig. .2.1 :** Schéma électrique équivalent d'une cellule PV idéale et réelle [1]

Le modèle mathématique décrivant le fonctionnement d'une cellule idéale est représenté par l'équation (2.1) [2]

$$I = I_{PV} - \underbrace{I_{0,cell} \left[ \exp\left(\frac{qV}{akT}\right) - 1 \right]}_{I_d} \quad (2.1)$$

où :

$I$  est le courant délivré par la cellule photovoltaïque

$I_d$  est l'équation de Shockley de la diode

$I_{0,cell}$  est le courant de saturation inverse ou de fuite de la diode

$q$  est la charge de l'électron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C)

$k$  est la constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K)

$T$  est la température (en Kelvin) de la jonction p-n, et le paramètre ' $a$ ' est la constante d'idéalité de la diode.

### 2.3 Modèles de la cellule photovoltaïque réelle

Il existe différents modèles capables de représenter une cellule PV réelle. Les figures (2.2) à (2.5) illustrent les schémas équivalents correspondants. Ces modèles sont des extensions du modèle standard à une diode de la figure (2.1) et sont utilisés pour des études approfondies qui cherchent à simuler des conditions spécifiques de fonctionnement des cellules photovoltaïques. Ces extensions sont le fruit de travaux de recherche de scientifiques comme Villalva et al, Chan et Phang [3], qui ont proposé des modèles plus avancés du comportement des cellules photovoltaïques mais plus complexes comme le modèle à deux diodes ou à trois diodes, le modèle de Bishop ou le modèle dynamique à une diode et d'autre comme multi-paramètres. Tous ces modèles intègrent le comportement réel des cellules, notamment en considérant les effets de recombinaison de porteurs de charge et de perte d'efficacité et permettent d'améliorer la précision des simulations de fonctionnement des cellules photovoltaïques.

Dans ce travail, et pour des raisons de simplicité et d'efficacité nous considérons uniquement le modèle à une seule diode.

#### 2.3.1 L'équation du courant produit

Pour le modèle à une seule diode l'équation de courant d'une cellule est décrite par l'équation (2.1) [4]

$$I = I_{PV} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (2.1)$$

où,

$I_{PV}$  et  $I_0$  : les courants photovoltaïques et de saturation du réseau

$V_t = \frac{N_s K T}{q}$  : La tension thermique du réseau

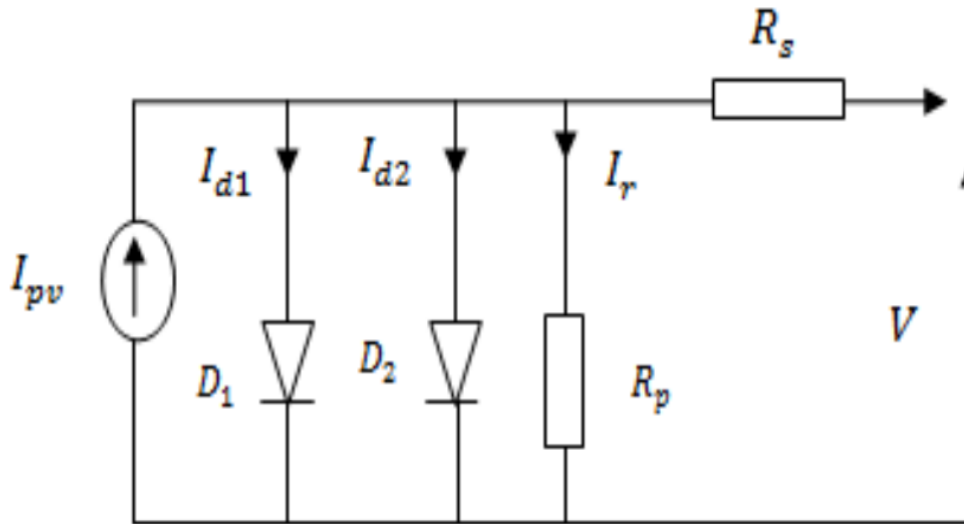
$a = N_s n$  : Facteur d'idéalité

$N_s$  : Nombre de cellules connectées en série.

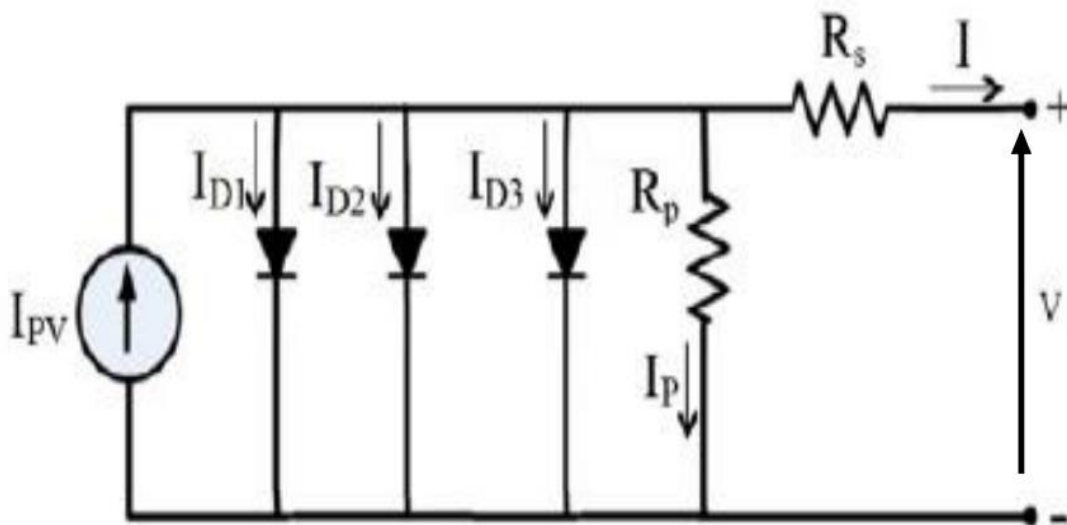
$R_s$  : La résistance série équivalente du réseau

$R_p$  : La résistance parallèle équivalente du réseau

L'équation du courant décrit le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque en prenant en compte les effets non linéaires de la diode, les pertes internes représentées par la résistance série  $R_s$  et les dégradations représentées par la résistance  $R_p$ .



**Fig. 2.2:** Schéma électrique équivalent à deux diodes d'une cellule PV réelle [5]



**Fig.2.3 :** Schéma électrique équivalent à trois diodes d'une cellule PV réelle [6]

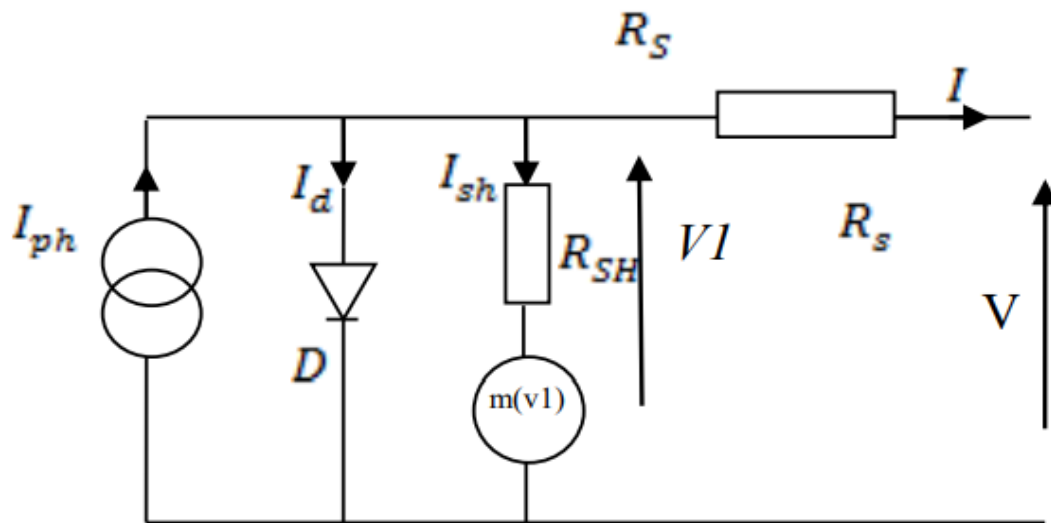


Fig. 2.4 : Schéma électrique équivalent du modèle Bishop d'une cellule PV [7]

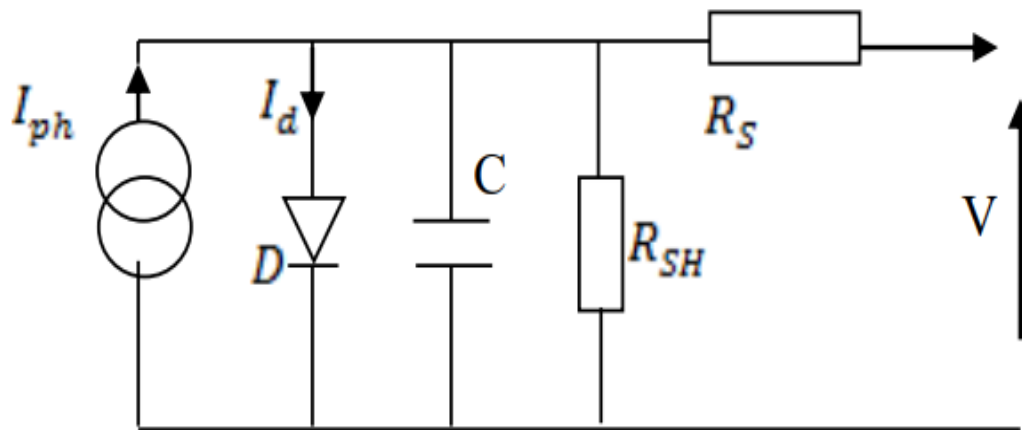


Fig. 2.5 : Schéma électrique équivalent du modèle dynamique à une diode d'une cellule PV [7]

Un panneau photovoltaïque est composé de plusieurs cellules connectées en série et/ou en parallèle. Les fiches techniques des panneaux solaires fournissent généralement un ensemble limité d'informations sur les caractéristiques électriques établies dans les conditions standards (STC) de température et d'irradiation solaire (généralement 25 °C et 1000 W/m<sup>2</sup>). Il s'agit de :

- La tension nominale en circuit ouvert ( $V_{oc,n}$ )
- Le courant nominal en court-circuit ( $I_{sc,n}$ )
- La tension au point de puissance maximale ( $V_{mp}$ )
- Le courant au point de puissance maximale ( $I_{mp}$ )
- Le coefficient de température de la tension en circuit ouvert (KV)
- Le coefficient de température du courant en court-circuit (KI)
- La puissance maximale de sortie ( $P_{max,e}$ )

Certaines données importantes ne sont pas disponibles dans les fiches techniques fournies par les fabricants tels que le courant généré par la lumière  $I_{PV}$ , les résistances série et parallèle ( $R_s$ ,

Rp), la constante d'idéalité de la diode 'a', et le courant de saturation inverse de la diode  $I_0$ . Ces paramètres sont donnés par les relations suivantes :

### 2.3.2 Courant généré par la lumière de la cellule photovoltaïque ( $I_{PV}$ )

Il s'agit du courant produit par effet photonique. Ce courant s'exprime par l'équation (2.2) [4]

$$I_{PV} = (I_{PV,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (2.2)$$

$I_{PV,n}$  : le courant généré par la lumière dans les conditions nominales [A]

$\Delta T = T - T_n$  (T et  $T_n$  étant respectivement les températures réelle et nominale en [K])

G est l'irradiation sur la surface du module PV [ $W/m^2$ ]

$G_n$  est l'irradiation nominale.

L'intensité du courant produit par la lumière dans la cellule photovoltaïque est directement proportionnelle à l'irradiation solaire et elle est influencée par la température.

### 2.3.3 Le courant de saturation de la diode ( $I_0$ )

Il s'exprime à l'aide de l'équation (2.3) [] :

$$I_0 = I_{0,n} \left(\frac{T_n}{T}\right)^3 \exp\left[\frac{qE}{aK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (2.3)$$

$E_g$  : Energie du gap des semi-conducteurs

$I_{0,n}$  est le courant de saturation nominale donné par l'expression (2.4), [4]

$$I_{0,n} = \frac{I_{SC,n}}{\exp\left(\frac{V_{CO,n}}{aV_{t,n}}\right) - 1} \quad (2.4)$$

où :

$V_{t,n}$  : la tension thermique des cellules connectées en série à la température nominale

### 2.3.4 Le facteur d'idéalité (a)

La constante de la diode 'a' représente le degré d'idéalité de la diode et est déterminée par des données empiriques. Cette constante permet d'ajuster le modèle de la caractéristique (I-V). Sa valeur est comprise entre 1 et 1.5 [4]. Son choix dépend du type de semi-conducteur.

Une version améliorée de l'équation (2.3) est donnée par l'équation (2.5):

$$I_0 = \frac{I_{SC,n} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{CO,n} + K_V \Delta T}{aV_t}\right) - 1} \quad (2.5)$$

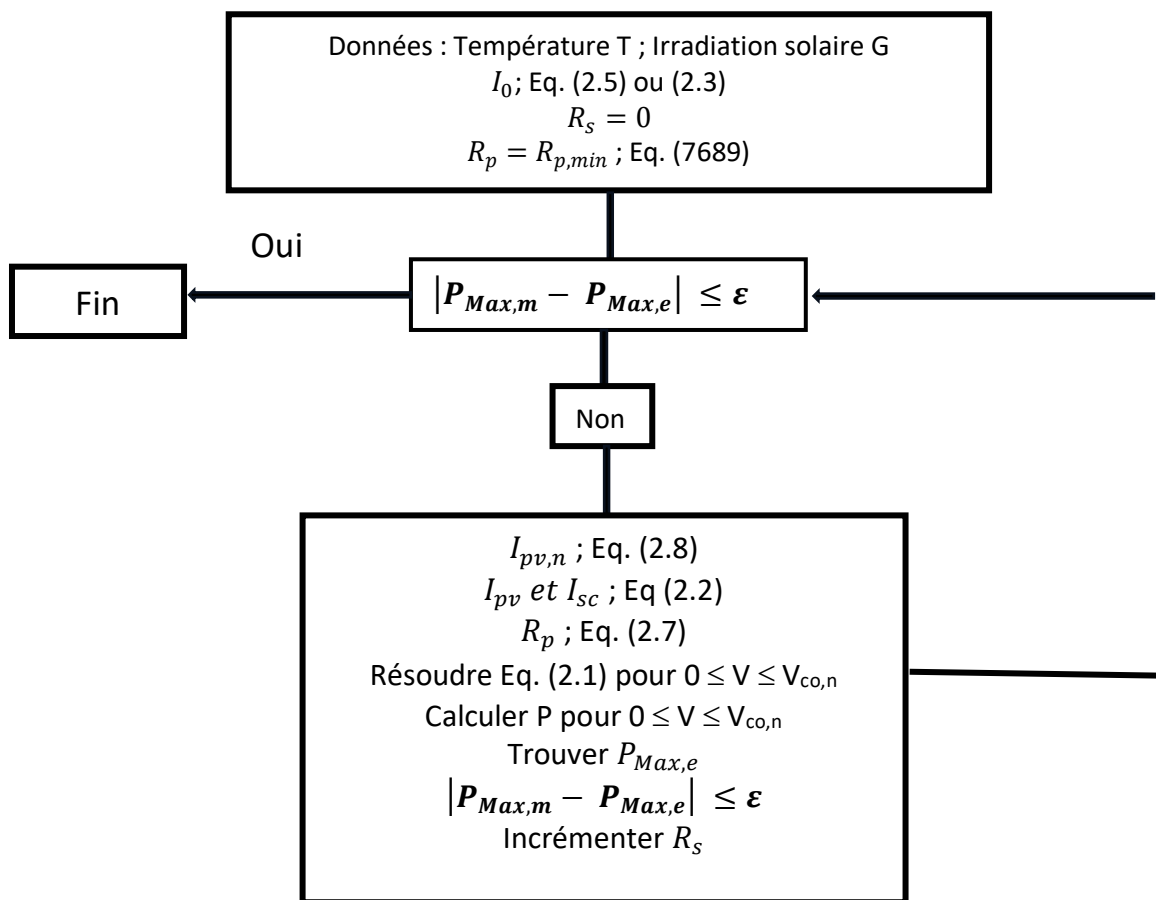
Cette modification a pour but d'ajuster les tensions de circuit ouvert du modèle aux données expérimentales sur une large plage de températures. Elle simplifie le modèle en réduisant l'erreur autour des tensions de circuit ouvert, et de façon élargie, dans d'autres portions de la

courbe (I-V). Le coefficient de tension/pratique  $K_V$  joue un rôle essentiel pour optimiser l'ajustement de la courbe (I-V) à différentes températures par rapport à la valeur nominale.

## 2.4 Procédé de calibration du modèle

Les résistances série  $R_s$  et parallèle  $R_p$  jouent un rôle crucial dans le calcul des performances de la cellule solaire, c'est-à-dire dans l'obtention des caractéristiques (I-V) et (P-V). Comme ces valeurs sont inconnues, il devient nécessaire de recourir à des méthodes de calcul spécifiques pour les déterminer.

Une approche itérative est proposée par M.G. Vilalva et al. [4]. Elle s'appuie sur l'ajustement des résistances  $R_s$  et  $R_p$  à l'aide de l'algorithme présenté sur la figure (2.6).



**Figure 2.6** : Algorithme de Vilalva [4]

La méthode est basée sur l'idée qu'il existe un unique couple de résistances  $\{R_s, R_p\}$  qui garantit que la puissance calculée  $P_{max,m}$  à l'aide de l'équation (2.6) est égale à celle expérimentale  $P_{max,e}$ .

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{PV} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{q}{kT} \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{a N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_s} \right\} \quad (2.6)$$

L'actualisation de la résistance parallèle dans le processus itératif de l'algorithme de Vilalva est assurée à l'aide de l'équation (2.7)

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp}+I_{mp}R_s)}{\left\{V_{mp}I_{PV}-V_{mp}I_0 \exp\left[\frac{(V_{mp}+I_{mp}R_s)q}{N_s a kT}\right]+V_{mp}I_0-P_{max,e}\right\}} \quad (2.7)$$

La détermination des résistances série ( $R_s$ ) et parallèle ( $R_p$ ) du modèle photovoltaïque à une diode en utilisant l'algorithme proposé par Vilalva repose sur plusieurs étapes essentielles. Tout d'abord, les paramètres du panneau solaire (physiques et électriques) sont initialisés, suivis du calcul de la tension thermique  $V_t$  et du courant de saturation  $I_0$ . Ensuite, les résistances  $R_s$  et  $R_p$  sont initialisées, et une estimation minimale de  $R_p$ , notée  $R_{p,min}$ , est calculée. Le critère d'arrêt et l'incrément de  $R_s$  sont définis, avec  $R_s$  initialement pris égal à zéro, puis progressivement incrémenté à chaque itération. La boucle principale du processus commence par le calcul du courant photovoltaïque  $I_{PV}$ , suivi de la mise à jour dynamique de  $R_p$ , qui permet d'ajuster le modèle en fonction des valeurs de  $R_s$ . Ensuite, la courbe I-V est calculée, permettant de déterminer la puissance  $P$  générée. Le schéma numérique de Newton-Raphson est utilisé pour résoudre à chaque itération,  $R_s$  est ajusté, et  $R_p$  est recalculé. Ce processus est répété jusqu'à ce que la convergence soit atteinte ( $P_{max,m}$  converge vers la puissance mesurée  $P_{max,e}$ ), assurant ainsi un ajustement précis des résistances série et parallèle. Enfin, les résultats obtenus sont affichés.

Pour affiner davantage le modèle, le calcul du courant PV ( $I_{pv,n}$ ) dans les conditions nominales est intégré dans le modèle à l'aide de l'équation (2.8) et ce à chaque itération, pour atteindre la solution optimale, [4] :

$$I_{PV,n} = \frac{R_p + R_s}{R_p} I_{SC,n} \quad (2.8)$$

$R_{p,min}$  est une estimation initiale de la résistance parallèle, obtenue à partir de paramètres mesurables, elle représente l'inclinaison du segment reliant le point de court-circuit au point de puissance maximale [4] :

$$R_{p,min} = \frac{V_{mp}}{I_{SC,n} - I_{mp}} - \frac{V_{CO} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (2.9)$$

## 2.5 Application au panneau étudié

Un programme sous l'environnement Matlab R2015a a été développé pour résoudre l'équation caractéristique du courant du module photovoltaïque LAGUA P150-36. Il repose sur l'algorithme de Villalva pour estimer les résistances série ( $R_s$ ) et parallèle ( $R_p$ ) optimales, assurant ainsi le calibrage du modèle.

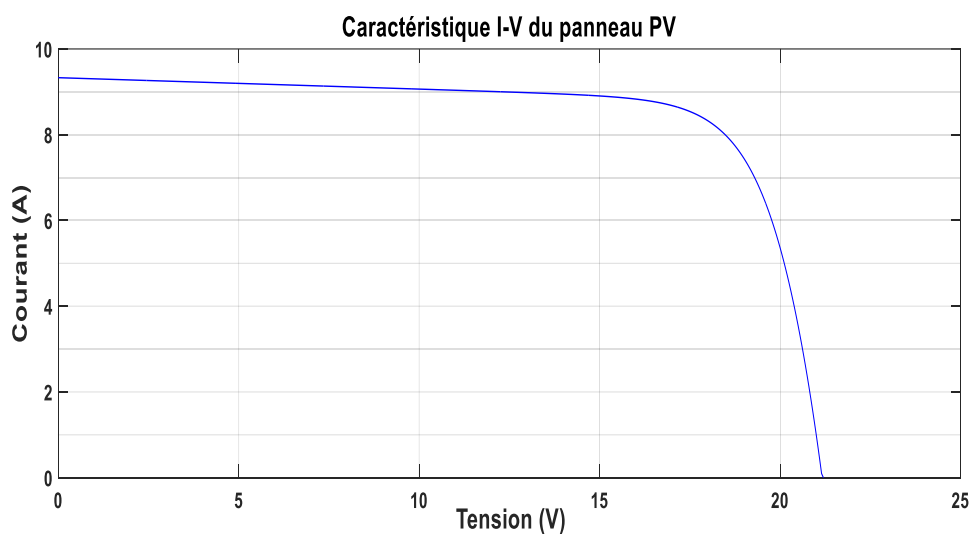
Les résultats générés incluent les courbes caractéristiques courant-tension (I-V) et la puissance-tension (P-V). La résolution numérique de l'équation du courant est effectuée à l'aide de la méthode itérative de Newton-Raphson sous les conditions de fonctionnement standard : Ensoleillement = 1000 W/m<sup>2</sup> et Température = 25°C.

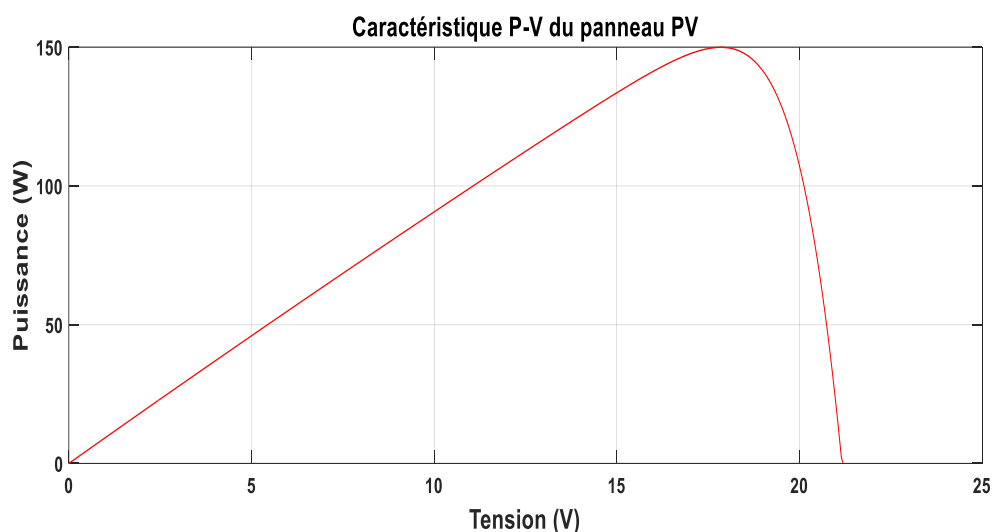
Cette approche offre un bon compromis entre précision et simplicité, permettant de suivre l'évolution des performances du module photovoltaïque.

Le tableau (2.1) récapitule les paramètres du modèle calibré, tandis que les figures (2.2) illustrent les courbes (I-V) et (P-V) simulées à partir du modèle à diode unique.

<b>Solar Module</b>	
Model	P150-36
Conditions de test standardisées (STC)	Ensoleillement : 1000 W/m <sup>2</sup> Masse atmosphérique AM : 1.5 Température du module : 25°C
Puissance Maximale (crête)	$P_{max}=149.94$ W
Tension à puissance maximale	$V_{mmp}=18$ V
Intensité à puissance maximale	$I_{mmp}=8.33$ A
Tension en circuit-ouverte	$V_{CO}=21.24$ V
Intensité de court-circuit	$I_{CC}=9.33$ A
Nombre des cellules	$N_S=36$
Résistance série	$R_s= 0.0425$ Ω
Résistance parallèle	$R_p= 37.5002$ Ω
Facteur d'idéalité	$a= 1.082$

**Tableau 2.1 :** Paramètres du modèle ajusté du module photovoltaïque LAGUA P150-36 aux conditions nominales de fonctionnement.





**Fig.2.7 :** Courbe caractéristique (I-V) et (P-V) simulée pour le module solaire LAGUA P150-36.

Le tableau (2.2) fournit les valeurs numériques des paramètres du modèle adopté dans les conditions standards (STC).

**Tableau 2.2 :** Paramètres de calibrage du modèle adopté.

Paramètre	Valeurs	Unités
Température	25	°C
Irradiance	1000	$W/m^2$
$a$	1.082	–
$R_s$	0.0425	$\Omega$
$R_p$	37.5002	$\Omega$
$P_{max}$	149.94	A
$I_{CC}$	9,33	A

## 2.6 Validation du modèle élaboré

Afin de pouvoir exploiter le modèle élaboré à des fins de prédiction, il est nécessaire de le confronter à des tests expérimentaux pour évaluer sa robustesse.

### 2.6.1 Présentation des matériel utilisées

Les mesures expérimentales ont été réalisées à l'aide de plusieurs équipements. Le dispositif principal est un module photovoltaïque de type LAGUA P150-36 à 36 cellules en silicium monocristallin de dimensions 1360 x 668 x 35 mm. Les caractéristiques nominales sont présentées sur le tableau (2.1).



**Fig.2.8** : Le module photovoltaïque LAGUA P150-36

Les mesures de courant et de tension ont été effectuées à l'aide d'un multimètre numérique DMM 121, figure (2.9)



**Fig.2.9** : Le multimètre numérique DMM 121.

Un capteur d'irradiance a été utilisé afin de mesurer l'intensité du rayonnement solaire incident sur le module photovoltaïque de type SHARP Solar Meter Model SPRM-2, tel qu'illustré par la figure (2.10).



**Fig.2.10** : Luxmètre SPRM-2

Une station météorologique équipée de la plateforme WeatherLink a été utilisée pour collecter les données climatiques.

WeatherLink est une plateforme de surveillance météorologique en ligne, permettant l'acquisition en temps réel de paramètres tels que la température ambiante, l'humidité, la pression atmosphérique, la figure (2.11) illustre l'écran d'affichage de cette station.



**Fig.2.11** : Ecran d'affichage de la Station météo de type Davis Vantage Pro2

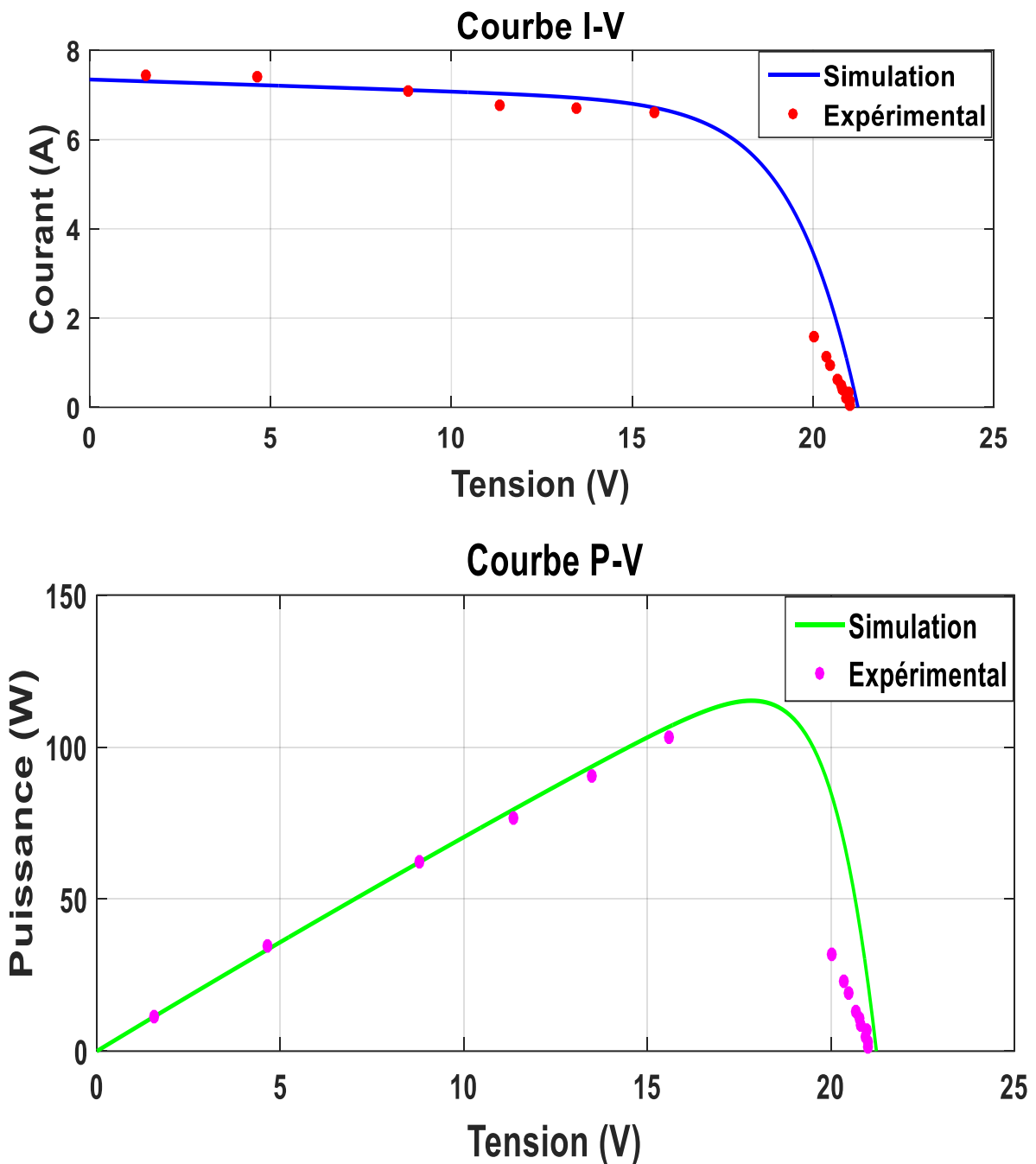
Les mesures expérimentales ont été réalisées le 08/04/2025 à 10h au laboratoire d'énergétique du département de physique. Cette session d'essai s'est déroulée dans des conditions météorologiques stables, avec une irradiance moyenne de 725 W/m<sup>2</sup> et une température ambiante de 15 °C.

Les résultats issus de la simulation ont été comparés aux mesures expérimentales, les points de mesure de la tension et du courant sont donnés par le tableau respectivement par ces valeurs :

**Tableau 2.3:** Valeurs expérimentales acquises

<b>Tension</b>	<b>Courant</b>
21.01	0.062
21.00	0.144
20.93	0.214
20.97	0.327
20.82	0.415
20.79	0.509
20.69	0.625
20.48	0.930
20.35	1.140
20.03	1.600
15.60	6.600
13.47	6.710
11.34	6.780
8.80	7.100
4.65	7.410
1.56	7.430

La figure (2.12) (confronte le modèle aux données du test expérimental aux conditions d'irradiance de 725 (W/m<sup>2</sup>) et de température de 15°C.



**Fig.2.12** : Confrontation modèle-expérience du module PV étudié LAGUA P150-36

Cette comparaison permet d'évaluer la précision du modèle numérique à une seule diode dans la reproduction du comportement électrique réel du module. On observe que dans la zone de courant on constate une bonne concordance entre le modèle et les valeurs expérimentales avec une erreur relative inférieure à 7 %, ce qui indique une bonne validité du modèle dans cette région. En revanche, à l'approche de la zone de tension, un léger écart apparaît entre la simulation et les mesures. Cette différence reflète une limite intrinsèque du modèle à une seule diode. En résumé, le modèle représente efficacement le panneau comme générateur de courant.

Pour plus de précision, il peut être suggéré l'utilisation d'un modèle plus détaillé (à deux ou trois diodes) afin d'améliorer la représentation du comportement réel du panneau dans ces conditions.

## 2.7 Etude de vieillissement

### 2.7.1 Prédiction du vieillissement du panneau dans le temps

Les modules photovoltaïques subissent divers processus de dégradation. En effet, ces mécanismes, qu'ils soient liés aux conditions externes ou internes, entraînent une baisse progressive de la production d'énergie au fil du temps, ce qui est d'autant plus crucial face aux garanties proposées par les fabricants (généralement d'une durée de vie moyenne de 25-30 ans). Des recherches récentes ont révélé que les taux de dégradation varient entre 0,2 et 2 % par an. Ce taux demeure un enjeu majeur qui invite à des investigations approfondies et continue et suscite un débat actif parmi les chercheurs. À titre d'exemple, en 2002, des études réalisées par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) ont enregistré une dégradation annuelle d'environ 0,7 % pour les modules mono et polycristallins [8]. De plus, près de 2000 taux de dégradation, mesurés sur des modules individuels ou des systèmes entiers, ont été rassemblés à partir de la littérature, montrant une valeur moyenne de 0,5 % par an [9].

Selon le NREL, certains panneaux solaires résidentiels, tels que ceux des marques LG ou Panasonic, présentent un taux de dégradation de 0,3 % par an [10]. En revanche, pour d'autres marques, ce taux peut atteindre 0,8 % [11]. En outre, une méta-analyse du NREL, ayant compilé 10 000 taux de dégradation extraits de 200 études menées dans 40 pays, indique que le taux moyen de dégradation se situe entre 0,2 et 1,2 % par an. Cependant, il existe également des cas où la dégradation dépasse 2 %, voire 5 % par an [12].

Une recherche sur le traitement des panneaux PV dans le sud du Brésil sur une période de 15 ans a révélé un taux moyen de dégradation de 0,7 % par an, les modules maintiennent 90,5 % de leur puissance initiale [13].

Partant de ce constat, nous choisissons arbitrairement trois scénarios correspondant à des taux de dégradation annuels moyens représentatifs afin d'apprécier en première estimation le vieillissement du panneau dans temps. Ces taux annuels moyens sont de 1.2%, 0.7% et 0.3%. Dans cette étude, nous avons opté pour des taux de dégradation de 1,2 %/an, 0,7 %/an et 0,3 %/an afin de simuler le vieillissement du panneau solaire LAGUA P150-36 sur une durée de 25 ans. Les résultats obtenus permettent ainsi d'illustrer les effets de ces différents taux de dégradation sur les performances des panneaux photovoltaïques au cours de leur cycle de vie. Les tableaux (2.4) à (2.6) illustrent les paramètres de simulation.

**Tableau 2.4 :** Données techniques du panneau sur une période de 25 ans cas 1,2 %//an.

→ **Cas 1.2% par an**

Année	0	5	10	15	20	25
<i>D [%]</i>	<b>0%</b>	<b>6%</b>	<b>12%</b>	<b>18%</b>	<b>24%</b>	<b>30%</b>

$P_{max}$ [W]	149.94	140.94	131.94	122.96	114	104.95
$I_{CC}$ [A]	9.33	8.77	8.21	7.65	7.09	6.53
$I_{mp}$ [A]	8.33	7.83	7.333	6.83	6.33	5.83
$V_{mp}$ [V]	18	16.92	15.84	14.76	13.68	12.6
$R_s$ [ $\Omega$ ]	0.0425	0.1338	0.2684	0.4172	0.5782	0.7567
$R_p$ [ $\Omega$ ]	37.5002	156.5741	-40.4983	-17.2414	-9.5457	-6.3572

**Tableau 2.5 :** Données techniques du panneau sur une période de 25 ans cas0.7

→ **Cas 0.7% par an**

<b>Année</b>	0	5	10	15	20	25
$D$ [%]	<b>0%</b>	<b>3.5%</b>	<b>7%</b>	<b>10.5%</b>	<b>14%</b>	<b>17.5%</b>
$P_{max}$ [W]	149.94	144.69	139.44	134.20	129	123.700
$I_{CC}$ [A]	9.33	9.00	8.67	8.35	8.02	7.69
$I_{mp}$ [A]	8.33	8.03	7.73	7.45	7.16	6.87
$V_{mp}$ [V]	18	17.37	16.74	16.11	15.48	14.85
$R_s$ [ $\Omega$ ]	0.0425	0.0800	0.1551	0.2335	0.3159	0.4032
$R_p$ [ $\Omega$ ]	37.5002	55.2810	822.6091	-60.6981	-27.3384	-17.1579

**Tableau 2.6 :** Données techniques du panneau usagé sur une période de 25 ans cas 0.3 %/an.

→ **Cas 0.3% par an**

<b>Année</b>	0	5	10	15	20	25

$D$ [%]	0%	1.5%	3%	4.5%	6%	7.5%
$P_{max}$ [W]	149.94	147.69	145.44	143.19	140.94	139.7
$I_{CC}$ [A]	9.33	9.20	9.050	8.91	8.77	8.63
$I_{mp}$ [A]	8.33	8.21	8.0801	7.955	7.83	7.70
$V_{mp}$ [V]	18	17.99	17.46	17.19	16.92	16.65
$R_s$ [ $\Omega$ ]	0.0425	0.465	0.0693	0.1015	0.1338	0.1652
$R_p$ [ $\Omega$ ]	37.5002	38.6794	48.5717	73.7816	156.5741	- 226.6641

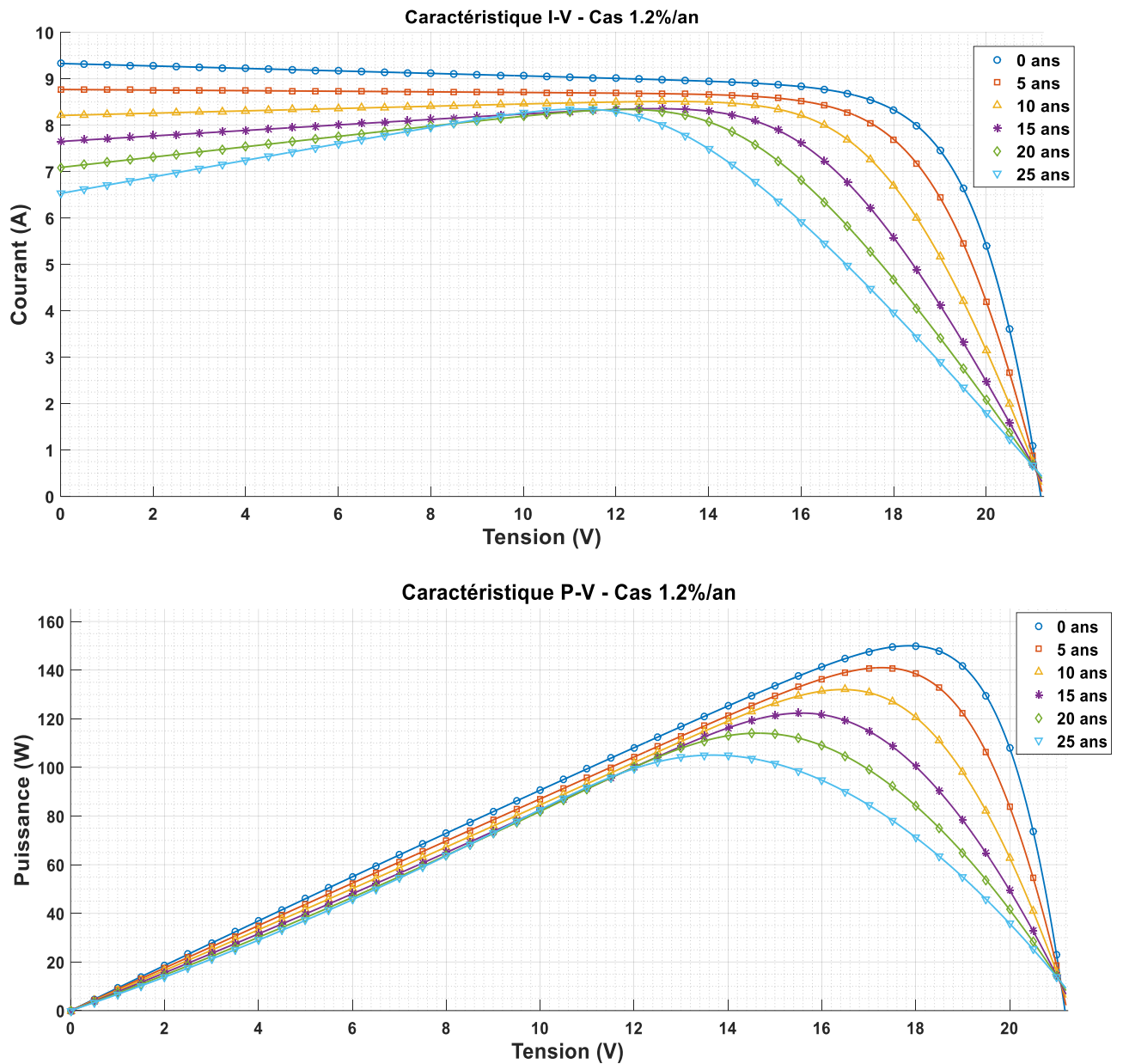
### 2.7.2 Résultats atteints

Les figures (2.13) à (2.15) montrent les résultats obtenus. La figure (2.13) représente l'évolution des caractéristiques (I-V) et (P-V) soumis à une dégradation moyenne annuelle de 1,2 %, chaque courbe correspond à un état du panneau après un certain nombre d'années montrant une perte de performance. On s'aperçoit qu'entre les années 15 et 25, le module PV tend à générer un courant plus élevé que le courant de court-circuit dans la zone de courant avant d'atteindre la zone de tension. Ce comportement suggère une anomalie du modèle qui doit être corrigé car pour atteindre la puissance maximale attendue, le modèle compense en essayant d'augmenter son courant dans cette plage de fonctionnement et cela est physiquement irréal.

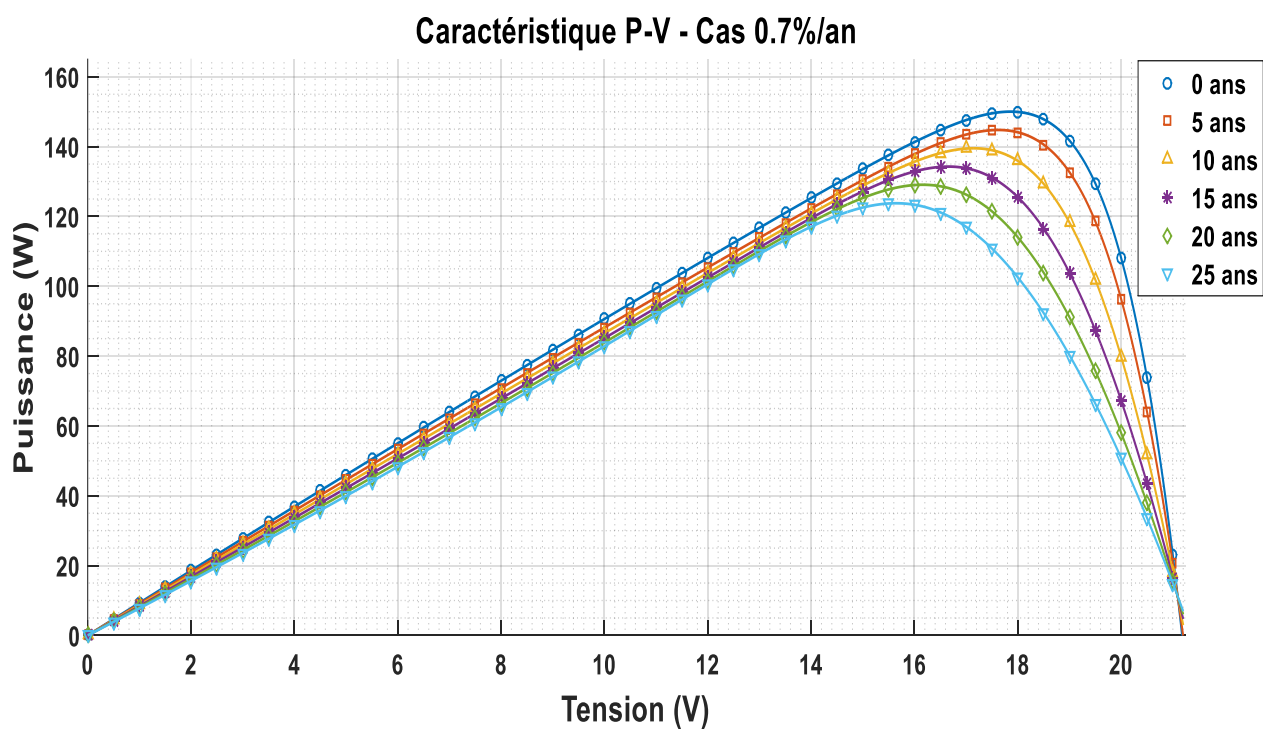
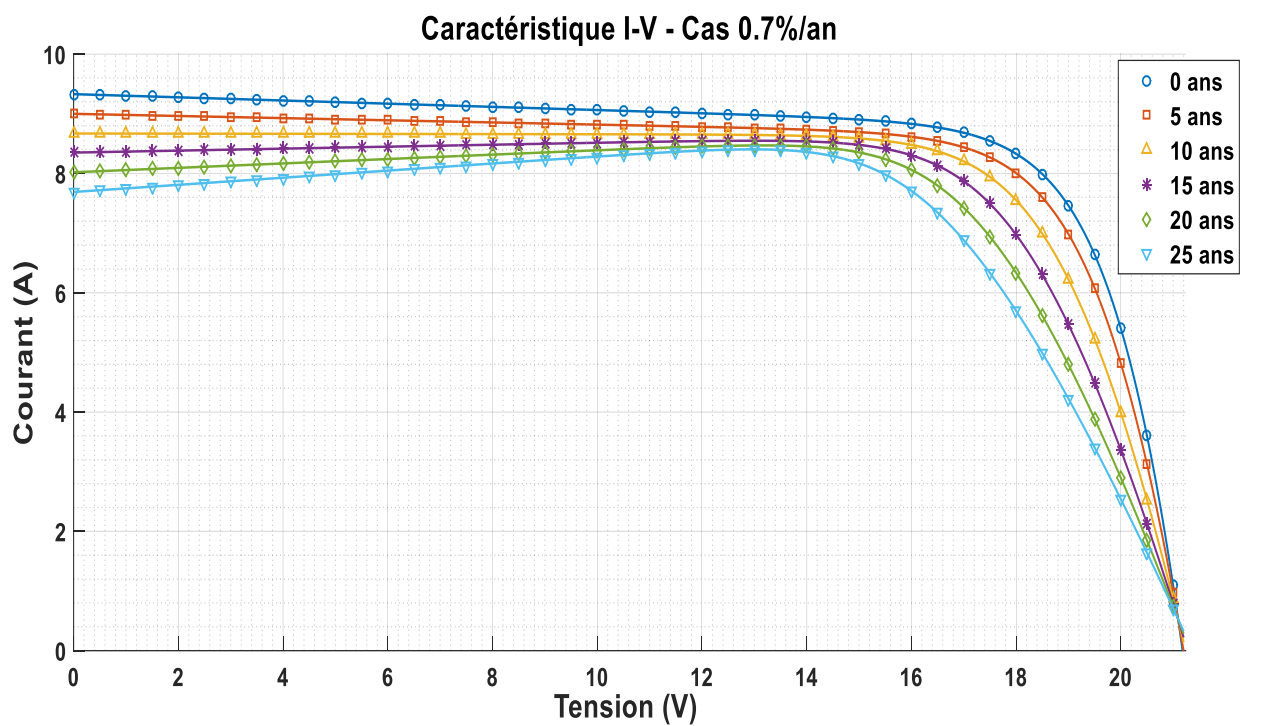
Une cellule photovoltaïque ne peut pas générer plus de courant pour compenser sa perte de rendement. Ce comportement n'est pas exclusif au scénario de dégradation à 1,2 % par an mais, il se manifeste également, bien que de manière moins intense, dans le scénario à 0,7 % par an. L'intensité du taux moyen annuel de dégradation influence directement la durée de vie de PV et leur capacité à fournir la puissance attendue. En effet, dans le scénario 0.7% par an le panneau conserve ses performances plus longtemps, et au bout de 20 ans il n'est pas capable de fournir l'énergie attendue contrairement au scénario 0.3% par an où on peut dire qu'il vieillit plus lentement et atteint au bout de 20 ans la puissance maximale attendue. Ce taux assure que les performances du module diminuent progressivement, mais sans atteindre un niveau critique empêchant la production de la puissance attendue comme illustre la figure (2.14). Ainsi, un faible taux de dégradation, prolonge la durée de vie des panneaux tout en assurant un rendement énergétique optimal sur le long terme.

Les figures (2.13) à (2.15) montrent visuellement que plus le panneau vieillit, plus la puissance générée chute.

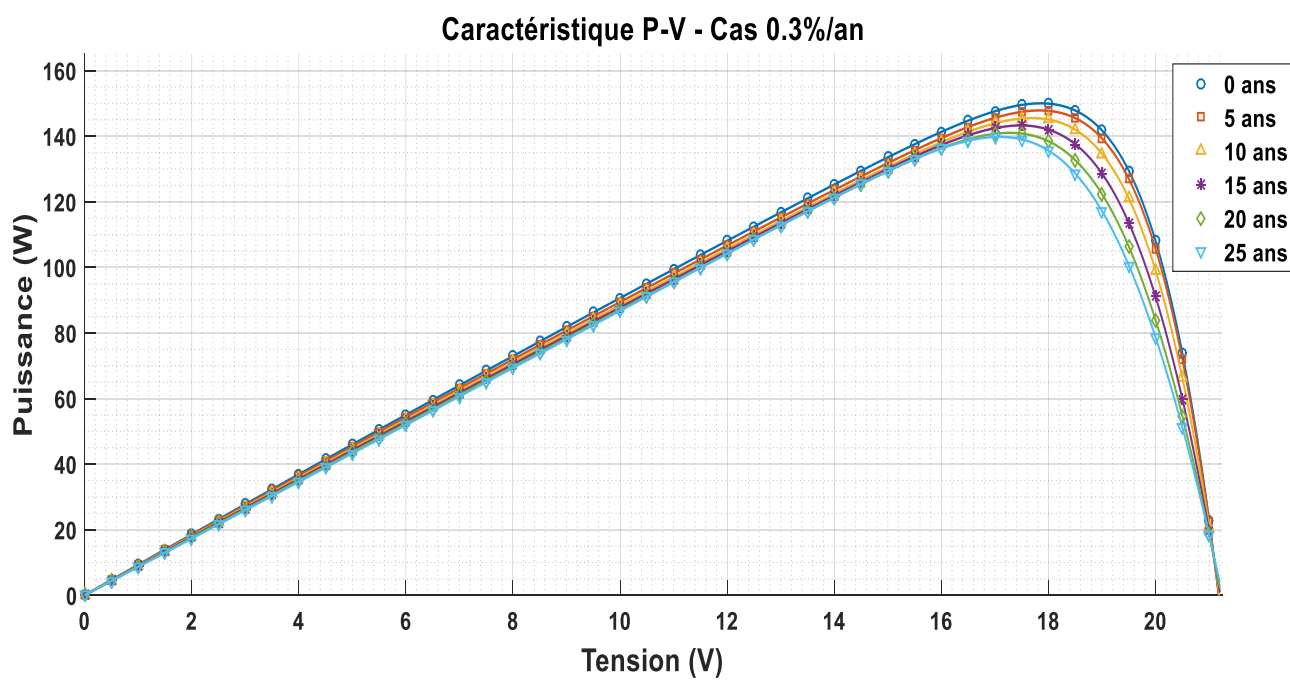
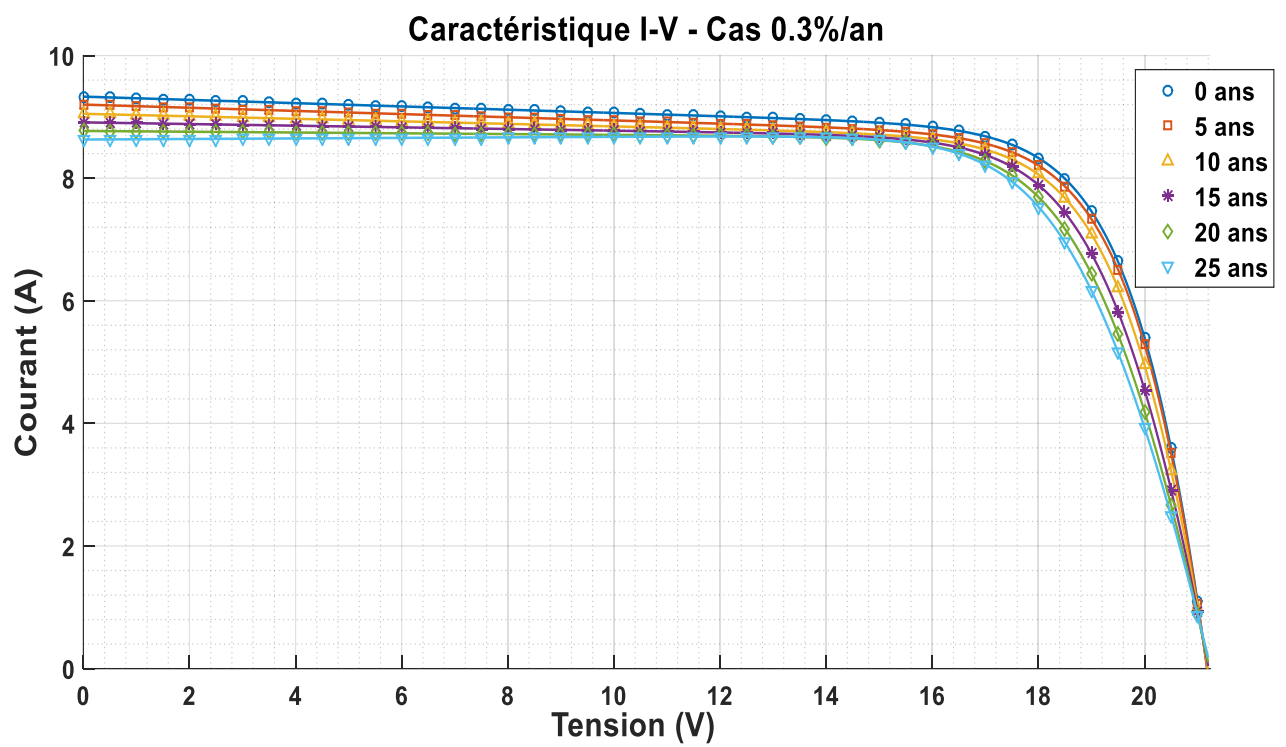
Ce constat est quantifié et synthétisé dans la figure (2.16), qui représente l'évolution de la puissance maximale en fonction de l'âge du module pour les trois scénarios de dégradation. On observe clairement que plus le taux de dégradation est élevé, plus la perte de puissance est rapide. Ainsi, la figure (2.16) vient renforcer les tendances observées graphiquement dans les figures précédentes.



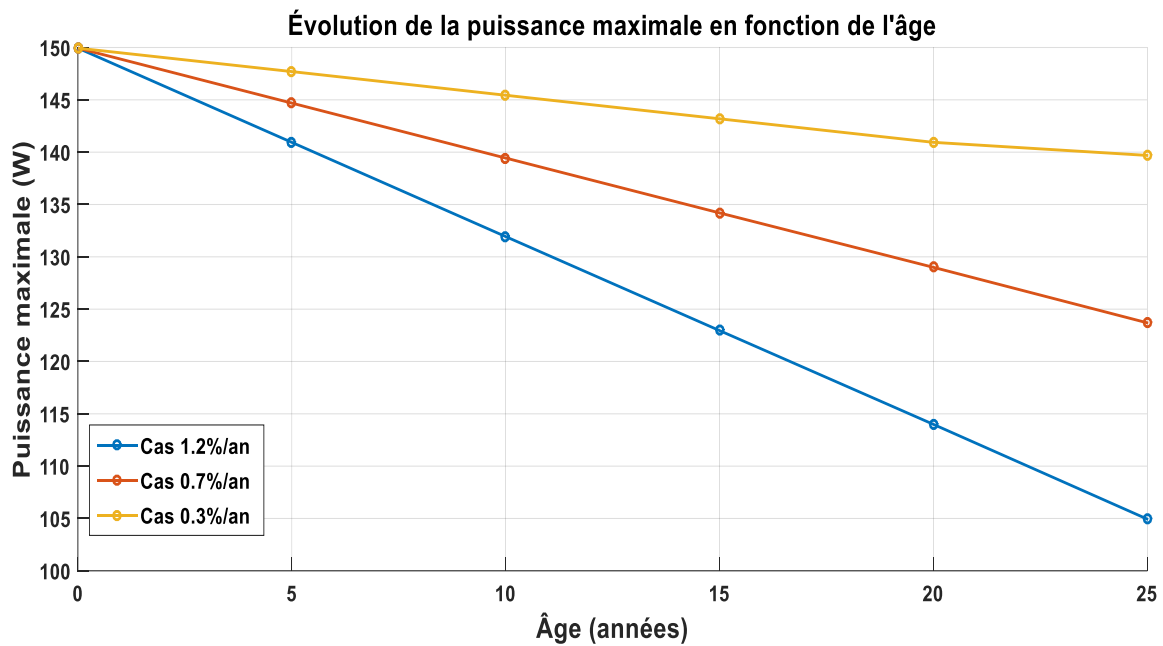
**Figure 2.13 :** Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 1.2 %/an.



**Figure 2.14 :** Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 0.7 %/an.



**Figure 2.15 :** Caractéristiques (I-V) et (P-V) dans le temps pour un taux de dégradation annuel moyen du panneau de 0.3 %/an.



**Fig.2.16** : évolution de la puissance en fonction de la charge pour les trois scénarios (1.2%/an, 0.7%/an, 0.3%/an)

## 2.8 Conclusion

Avant de passer à l'étude du vieillissement, il était important de vérifier que le modèle utilisé soit validé. Pour cela, nous avons comparé les courbes I-V simulées avec les données expérimentales du panneau. Cette comparaison a montré que le modèle à une diode fonctionne plutôt bien. Une fois cette validation faite, nous avons utilisé ce modèle pour étudier le vieillissement du panneau photovoltaïque sur une période de 25 ans avec un pas de 5 ans. En appliquant l'algorithme de Vilalva sous Matlab, nous avons simulé l'évolution des courbes I-V et P-V du module P150-36 en considérant trois taux de dégradation annuels : 1,2 %, 0,7 % et 0,3 %. A partir des résultats obtenus. On conclut que plus le taux de dégradation est élevé, plus la puissance maximale du panneau diminue rapidement. À l'inverse avec un taux de dégradation plus faible le vieillissement est plus lent. On note aussi que le modèle adopté présente des insuffisances pour les scénarios 1 et 2 respectivement après 15 ans et 20 ans. Ces résultats confirment que la durée de vie et la puissance produite nécessaire par les panneaux photovoltaïques sont fortement influencées par leur intensité de vieillissement.

## Références

- [1] A. Mefti et M.Y. Bouroubi, « Estimation et Cartographie de la Composante Globale du Rayonnement Solaire », Centre de Développement des Energies Renouvelables, Bouzaréah, Alger.
- [2] S. Saidi, « Conception d'un régulateur solaire avec la commande MPPT », Université 8Mai 1945 – Guelma, Mémoire de Master, juin 2023.
- [3] Phang, J.C.H., Chan, D.S.H. and Phillips, J.R. (1984) Accurate Analytical Method for the Extraction of Solar Cell Model Parameters. Electronics Letters, 20(10), 406-408.

- [4] M.G. Vilalva, J.R. Gazoli, et E. Filho, « Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, mai 2009.
- [5] D. Sahour et B. Guessab, « Etude et modélisation d'un panneau photovoltaïque », Mémoire de Master, Université 8Mai 1945, juillet 2021.
- [6] R. Chenouarda et R.A. El-Sehiemy, « An interval branch and bound global optimization algorithm for parameter estimation of three photovoltaic models », Université, Égypte, sept. 2019.
- [7] A. Mr. Boussouf et M. Mr. Illas, « Étude de l'influence de la structure cristalline du silicium sur le comportement des cellules solaires », Université Mouloud Mammeri, Mémoire de Master, 2015.
- [8] C.R. Osterwald, A. Anderberg, S. Rummel, et L. Ottoson, « Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules », *Photovoltaic Specialists Conf.*, mai 2002.
- [9] D.C. Jordan et S.R. Kurtz, « Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review », *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, NREL/JA-5200-51664, juin 2012. Enligne <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- [10] Chris Deline, Dirk Jordan, Bill Sekulic, Josh Parker, Byron McDanold, Allan Anderberg, « PV Lifetime Project - 2021 NREL Annual Report », National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5K00-81172, 2022.
- [11] Chris Deline, Dirk Jordan, Bill Sekulic, Josh Parker, Byron McDanold, Allan Anderberg, « PV Lifetime Project - 2021 NREL Annual Report », National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5K00-81172, 2022. [docs.nrel.gov](https://docs.nrel.gov)
- [12] Dirk Jordan, Sarah Kurtz, Kaitlyn VanSant, Jeff Newmiller, « Compendium of Photovoltaic Degradation Rates », *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 7, pp. 978–989, 2016.
- [12] J.E.F. da Fonseca, F.S. de Oliveira, C.W.M. Prieb et A. Krenzinger, « Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil », *Solar Energy*, pp. 196–206, 2020.

## **Chapitre 3**

### **Impact de la charge résistive sur la dégradation**

### 3.1 Introduction

À fin de décrire finement l'influence de la charge électrique connectée au générateur photovoltaïque, il est judicieux d'introduire une approche complémentaire sur l'étude de la puissance délivrée en fonction de la résistance équivalente de charge (courbes P-R). Cela nous permet d'explorer la relation entre la puissance fournie par un panneau et la charge résistive qu'il alimente tout en tenant compte de l'évolution des performances au fil du temps. En effet, le vieillissement des modules entraîne une dégradation progressive des paramètres électriques qui impacte significativement la capacité de production énergétique du système. Ce chapitre présente la méthodologie de simulation adoptée pour générer les courbes P-R. Les résultats obtenus sous différents scénarios de vieillissement, leur interprétation, ainsi qu'une tentative de validation du modèle seront discutés. Nous cherchons à mieux comprendre comment la dégradation d'un panneau photovoltaïque évolue en fonction de la charge résistive. Pour cela, nous avons comparé les courbes de puissance obtenues au fil des années à celle de l'année de référence (année 0, module neuf sans vieillissement). Cette comparaison permet de calculer la perte relative de puissance ( $\Delta P/P_{\text{réf}}$ ) selon la valeur de la résistance. Nous avons considéré les trois scénarios de vieillissement précédents (0,3 %/an, 0,7 %/an et 1,2 %/an). Pour mieux comprendre, les résultats obtenus sont présentés et analysés dans la suite de ce chapitre.

### 3.2 Étude de l'évolution de la puissance en fonction de la charge résistive

#### 3.2.1 Méthodologie de simulation de la puissance en fonction de la charge et du vieillissement

Afin de mieux comprendre le comportement des modules photovoltaïques en conditions de fonctionnement STC sous différents scénarios de vieillissement, il est pertinent de ne pas se limiter uniquement à l'analyse classique des courbes (I-V) et (P-V). Dans cette étude, nous proposons une approche complémentaire en simulant les courbes des taux de dégradation en fonction de la charge résistive équivalente (P-R). Cette approche permet d'observer la manière dont la dégradation varie pour différentes charges, et comment cela évolue avec le temps.

La méthodologie adoptée pour simuler les courbes (P-R) repose sur l'exploitation du modèle électrique à une diode, couramment utilisé pour représenter le comportement des cellules photovoltaïques. La caractéristique P-R est déduite de la caractéristique P-V à l'aide de la relation  $P=R.I^2$ . La figure (3.1) montre ces caractéristiques.

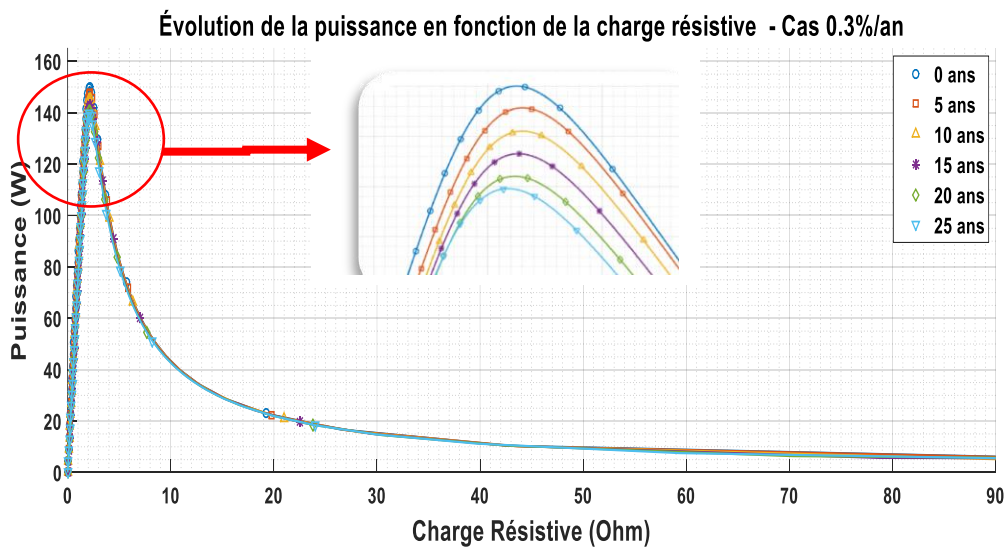
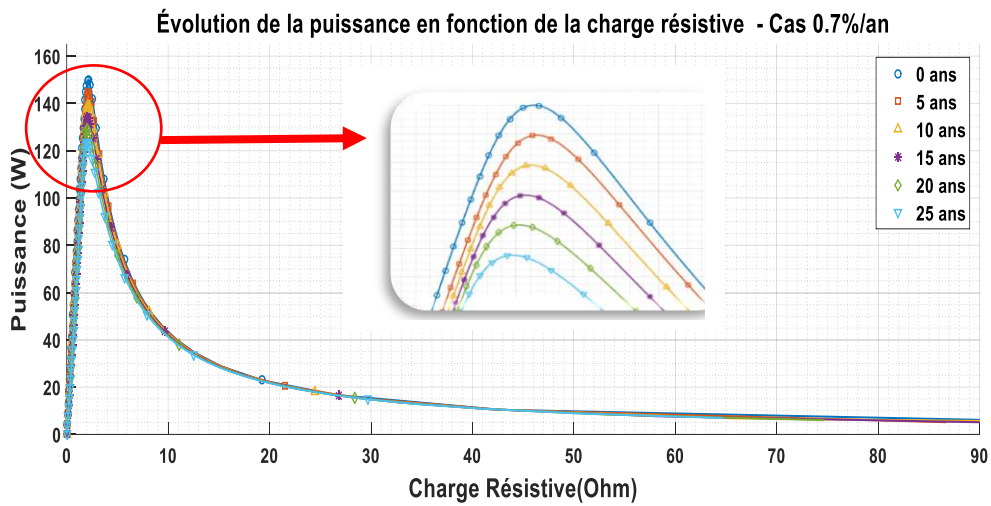
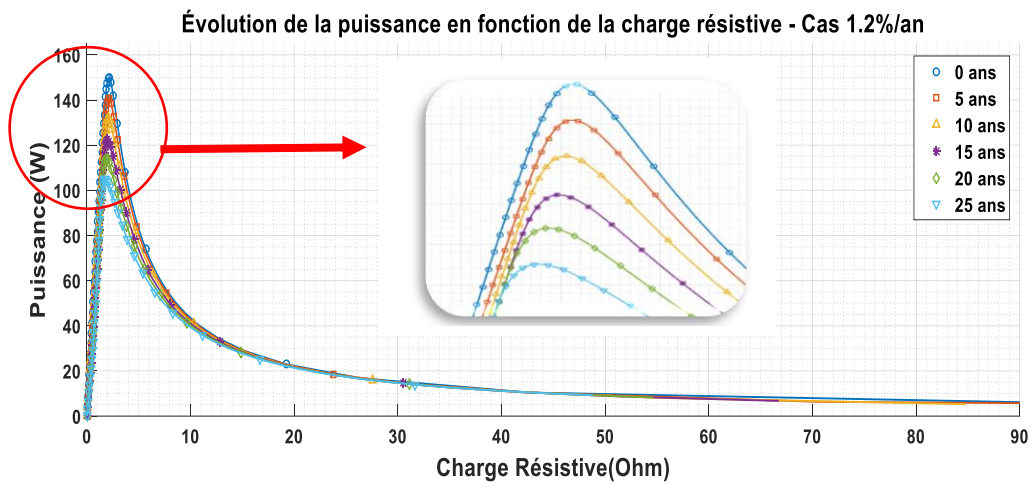


Fig.3.1 : Évolution des courbes P–R en fonction de la charge résistive selon les trois scénarios retenus : 1,2 %/an, 0,7 %/an et 0,3 %/an

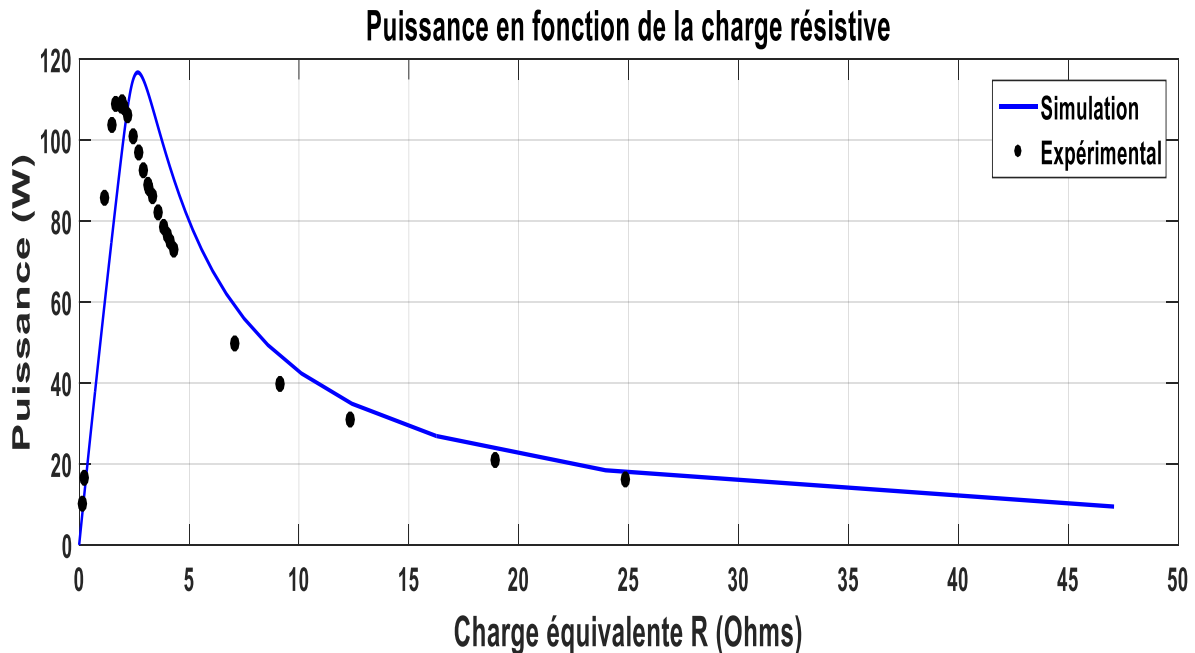
### 3.2.2 Commentaires

La figure (3.1) montre l'évolution de la puissance délivrée dans les conditions standards par le panneau photovoltaïque en fonction de la résistance équivalente de charge pour différentes années d'exploitation selon les trois scénarios retenus sur une période de 25 ans avec un pas de 5 ans. On remarque que la puissance maximale diminue avec le temps, de manière plus ou moins marquée selon le scénario considéré. Le point de puissance maximale subit un léger décalage au fil du temps, plus notable dans le cas du scénario 1 (1,2 %/an),

### 3.3 Validation du modèle de la caractéristique P-R

Après avoir simulé l'évolution de la puissance des panneaux photovoltaïques en fonction de la résistance équivalente de charge, une phase de validation est nécessaire pour évaluer la précision du modèle développé. Pour cela nous avons mené des mesures expérimentales sur un panneau identique ayant fonctionné sur une période d'environ 5 années.

L'objectif ici est de valider les résultats obtenus à l'aide du modèle en les comparant avec les % données expérimentales. On a choisi un taux de dégradation moyen de 0.7%/an proche de la réalité car dans un travail antérieur, le taux annuel moyen généré par ce panneau était de 0.59% [1]. Les résultats de ce scénario seront comparés aux performances mesurées du panneau pour vérifier la concordance.



**Fig.3.2** Comparaison modèle-expérience des caractéristiques P-R pour le taux de dégradation 0.7%/an

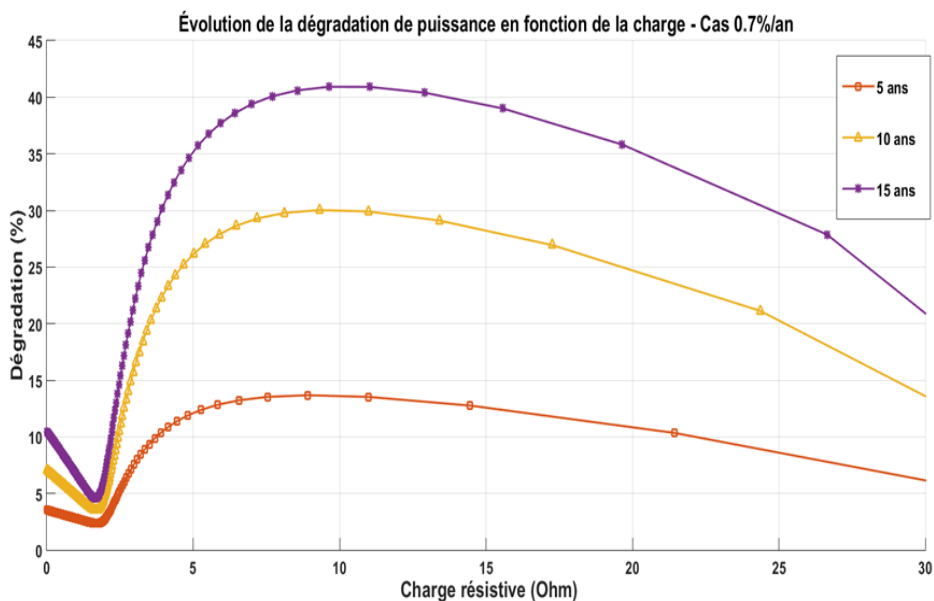
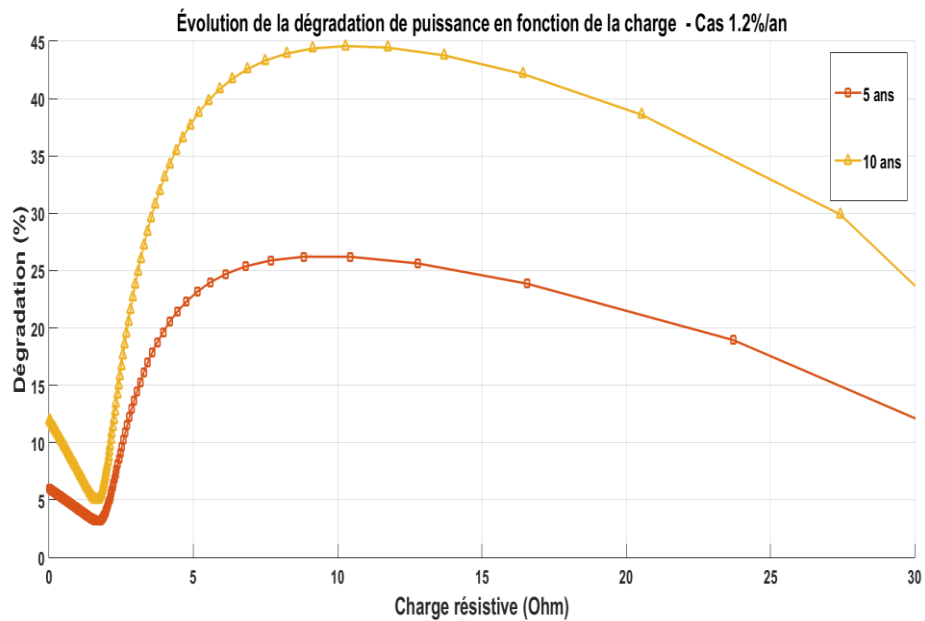
On remarque que le modèle capte bien la tendance générale avec des écarts autour des grandes puissances dus au fait que le scénario 2 est assez éloignée de la réalité (0.59%).

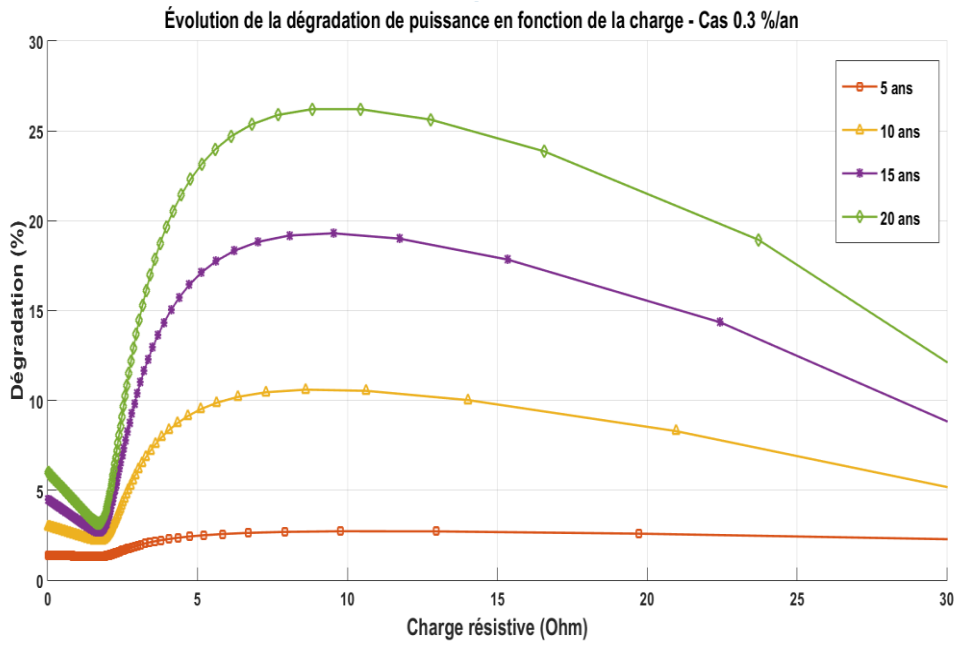
### 3.4 Dégradation en fonction de la charge résistive

Nous définissons la dégradation du panneau solaire selon la relation (3.1) :

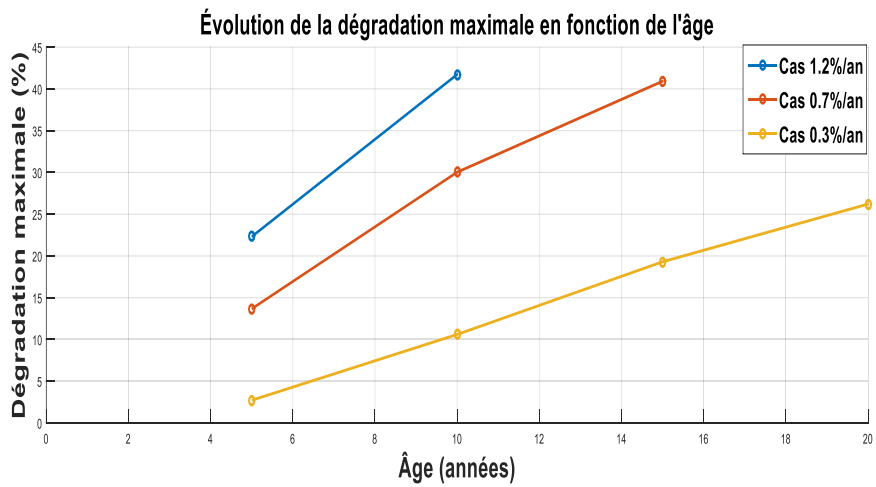
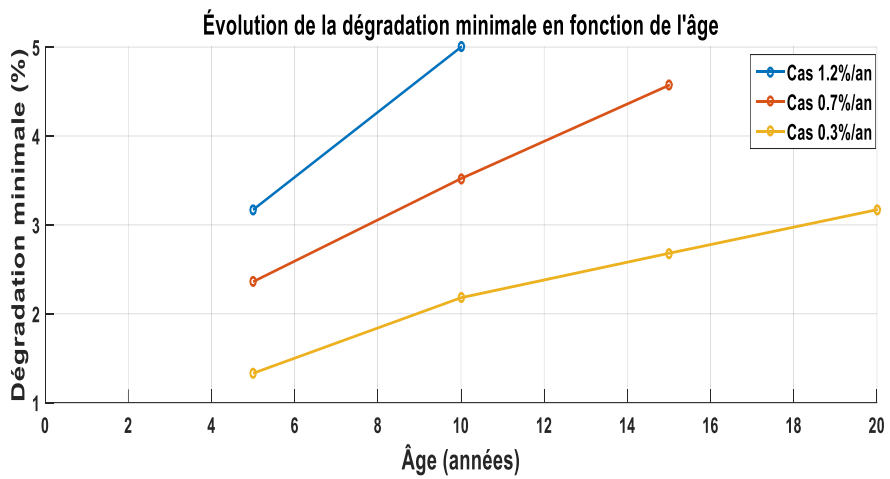
$$D = \left( \frac{\text{Puissance initiale} - \text{Puissance actuelle}}{\text{Puissance initiale}} \right) \times 100 \quad (3.1)$$

Afin d'évaluer l'impact de la charge résistive sur les performances des modules photovoltaïques, nous avons comparé les courbes de puissance obtenues pour différentes années à celle de l'année de référence (année 0). Cette approche permet de quantifier la dégradation en fonction de la charge résistive. La figure (3.3) montre les résultats pour chacun des scénarios retenus.





**Fig.3.3** Simulation de Dégradation en fonction de la charge résistive



**Fig.3.4 :** Evolution de la dégradation de puissance minimale et maximale selon l'âge en trois scénarios de vieillissement

**Tableau 3.1** : Valeurs numériques des Dégradations et des résistances correspondantes

Cas	Âge (ans)	Dégradation min (%)	Charge resistive optimal ( $\Omega$ )	Dégradation max (%)	Charge resistive max ( $\Omega$ )
1.2%/an	5	3.17	2.06	26.21	18.39
	10	5.00	1.87	44.58	16.62
0.7%/an	5	2.36	1.82	13.67	16.24
	10	3.52	1.77	30.03	14.11
	15	4.57	1.70	40.92	12.47
0.3%/an	5	1.33	1.68	2.72	13.43
	10	2.18	1.73	10.60	11.05
	15	2.68	1.70	19.30	11.05
	20	3.17	1.69	26.21	9.41

### 3.4.1 Interprétations

Ces courbes sont particulièrement utiles pour identifier les zones critiques où la dégradation est plus marquée. On observe que les dégradations en fonction de la charge résistive restent similaires quel que soit le scénario et l'âge du module PV. Cela indique que le comportement du système photovoltaïque face à la charge suit une logique physique constante, indépendamment de l'intensité du vieillissement, plus le taux de vieillissement annuel est élevé, plus l'amplitude de la dégradation augmente comme illustré dans le tableau (3.1) et la figure (3.3). Pour un vieillissement de 1,2 %/an, la dégradation maximale atteint 26,21 % à 5 ans et jusqu'à 44,58 % à 10 ans, contre seulement 2,72 % à 5 ans et 10,60 % à 10 ans pour un vieillissement de 0,3 %/an. La charge résistive minimale correspond à la puissance maximale délivrée par le module. Les dégradations évoluent linéairement par rapport à l'âge du module PV, figure (3.4). La charge résistive optimale varie selon les scénarios, elle diminue légèrement avec l'âge du module. Par exemple, pour le cas de 1,2 %/an, la résistance optimale passe de 2,06  $\Omega$  à 1,87  $\Omega$  entre 5 et 10 ans. De même, dans le scénario de 0,7 %/an, elle diminue de 1,82  $\Omega$  à 1,70  $\Omega$  entre 5 et 15 ans. Dans le scénario de 0,3 %/an, la résistance optimale reste pratiquement stable.

En revanche, la charge résistive qui correspond à la dégradation maximale au-delà de laquelle le panneau ne délivre plus de puissance significative, diminue progressivement avec l'âge et dépend fortement du taux de vieillissement. Par exemple, pour 1,2 %/an, elle passe de 18,39  $\Omega$  à 16,62  $\Omega$  entre 5 et 10 ans. Pour 0,3 %/an, elle passe de 13,43  $\Omega$  à seulement 9,41  $\Omega$  entre 5 et 20 ans.

Le panneau fonctionne d'abord dans la zone de courant (zone I), puis évolue vers la zone de tension (zone V). À un moment donné, la tension devient quasi nulle et à partir de ce point, on ne peut plus vraiment parler de dégradation car le panneau ne délivre plus de puissance significative. En effet, lorsque la résistance est très élevée, le courant est quasiment nul. La tension peut être forte, mais la puissance est également très faible, car aucun courant significatif ne circule. Le maximum de puissance est atteint dans une zone intermédiaire, où la résistance

permet à la fois un courant suffisant et une tension convenable : c'est le point de puissance maximale (MPP).

### **3.5 Conclusion**

L'étude de l'évolution de la puissance en fonction de la charge résistive a permis de mettre en évidence l'importance de la relation entre la charge connectée et les performances d'un module photovoltaïque au fil du temps. Grâce à la simulation des courbes P-R sous différents scénarios de vieillissement, nous avons pu observer que la puissance maximale diminue progressivement avec l'âge du panneau, et que la position du point de puissance maximale se déplace légèrement selon le taux de dégradation.

Les résultats ont montré que certaines résistances équivalentes ( $R_{min}$  et  $R_{max}$ ) conservent une relative stabilité. De plus, la validation expérimentale effectuée sur un panneau vieilli pendant cinq ans a confirmé la cohérence globale du modèle, en particulier pour un taux de dégradation moyen réaliste.

Enfin, l'analyse des courbes de dégradation a permis d'identifier les zones de charge les plus critiques et les plus stables. Ces observations offrent des pistes nous permettant de mieux comprendre la manière dont le panneau photovoltaïque réagit aux différentes valeurs de charge résistive, notamment en ce qui concerne les effets sur la dégradation au fil du temps.

### **Références**

[1] K. Neggah, « Sur les modules solaires photovoltaïques dégradation et surveillance », Mémoire de Master. Université de Tlemcen, 2024

## **Chapitre 4**

### **Contrôle de la dégradation des panneaux photovoltaïques.**

## **4.1 Introduction**

L'optimisation du rendement des panneaux photovoltaïques (PV) et la gestion de leur dégradation sont des enjeux cruciaux pour garantir l'efficacité, comme nous l'avons vu au chapitre précédent la charge résistive affecte sensiblement la dégradation et donc la durée de vie du module PV. Par conséquent, il devient impératif de faire fonctionner le panneau sous sa charge optimale garantissant sa puissance maximale. A cet effet, un régulateur doit assurer cette tâche. Dans ce chapitre en va présenter les différents algorithmes utilisés par ces régulateurs tout en mentionnant que la loi d'évolution de la charge résistive minimale évolue linéairement avec l'âge du module PV et qui doit être prise en charge par le régulateur.

## **4.2 Mécanismes et Facteurs de Dégradation**

### **4.2.1 Pourquoi un régulateur MPPT ?**

Bien que la charge résistive ne soit pas le facteur principal, elle peut néanmoins accélérer la dégradation des modules photovoltaïques en silicium. Sous une charge fixe, le point de fonctionnement du panneau varie avec l'ensoleillement et la température. Si cette charge empêche le panneau d'atteindre son Maximum Power Point (MPP), une partie de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur, favorisant le vieillissement des cellules.

En effet, un fonctionnement en dehors du MPP peut causer des variations de tension et de courant qui influencent les mécanismes de dégradation tels que les effets thermomécaniques et la formation de hotspots (points chauds). Une surcharge ou une sous-charge peut augmenter les températures de fonctionnement, ce qui intensifie la dégradation des interconnexions et du matériau encapsulant.

En modifiant la charge, on déplace le point de fonctionnement du panneau, qui peut alors s'éloigner de son Maximum Power Point (MPP). Ce décalage entraîne une dissipation thermique accrue car lorsque le panneau n'opère pas à son MPP, une partie de l'énergie disponible est convertie en chaleur, ce qui peut augmenter la température des cellules et provoquer des stress thermiques. Aussi, des conditions de fonctionnement en dehors du MPP peuvent générer des variations de tension et de courant, accentuant ainsi certains mécanismes de dégradation comme la formation de hotspots (points chauds) ou l'usure des interconnexions. Cependant, la dégradation d'un panneau photovoltaïque est influencée par de nombreux autres facteurs : exposition aux UV, cycles thermiques, humidité, et qualité des matériaux, entre autres. Ainsi, le fait de ne pas opérer exactement au MPP n'entraîne pas systématiquement une dégradation accélérée de manière linéaire.

### **4.2.2 Rôle du MPPT dans la Préservation des Panneaux**

Les variations de charges résistives imposent des fluctuations de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire PV. Pour cette raison, il est nécessaire de garantir l'existence d'un MPP sur les courbes caractéristiques du générateur PV. Ce MPP évolue continuellement en fonction des charges résistives. C'est pourquoi des contrôleurs MPPT sont mis en œuvre pour assurer un suivi dynamique du MPP. Ces contrôleurs assurent un suivi dynamique du MPP, sa présence modifie adéquatement la résistance observée par le panneau et, par conséquent, incite le panneau à fonctionner au plus près du MPP. Des contrôleurs MPPT efficaces sont essentiels pour modifier le point de fonctionnement de la charge associé à la modification du cycle de service du convertisseur. Le MPPT aide également à limiter certains stress thermiques et électriques, ce qui peut indirectement contribuer à une meilleure longévité. L'algorithme MPPT

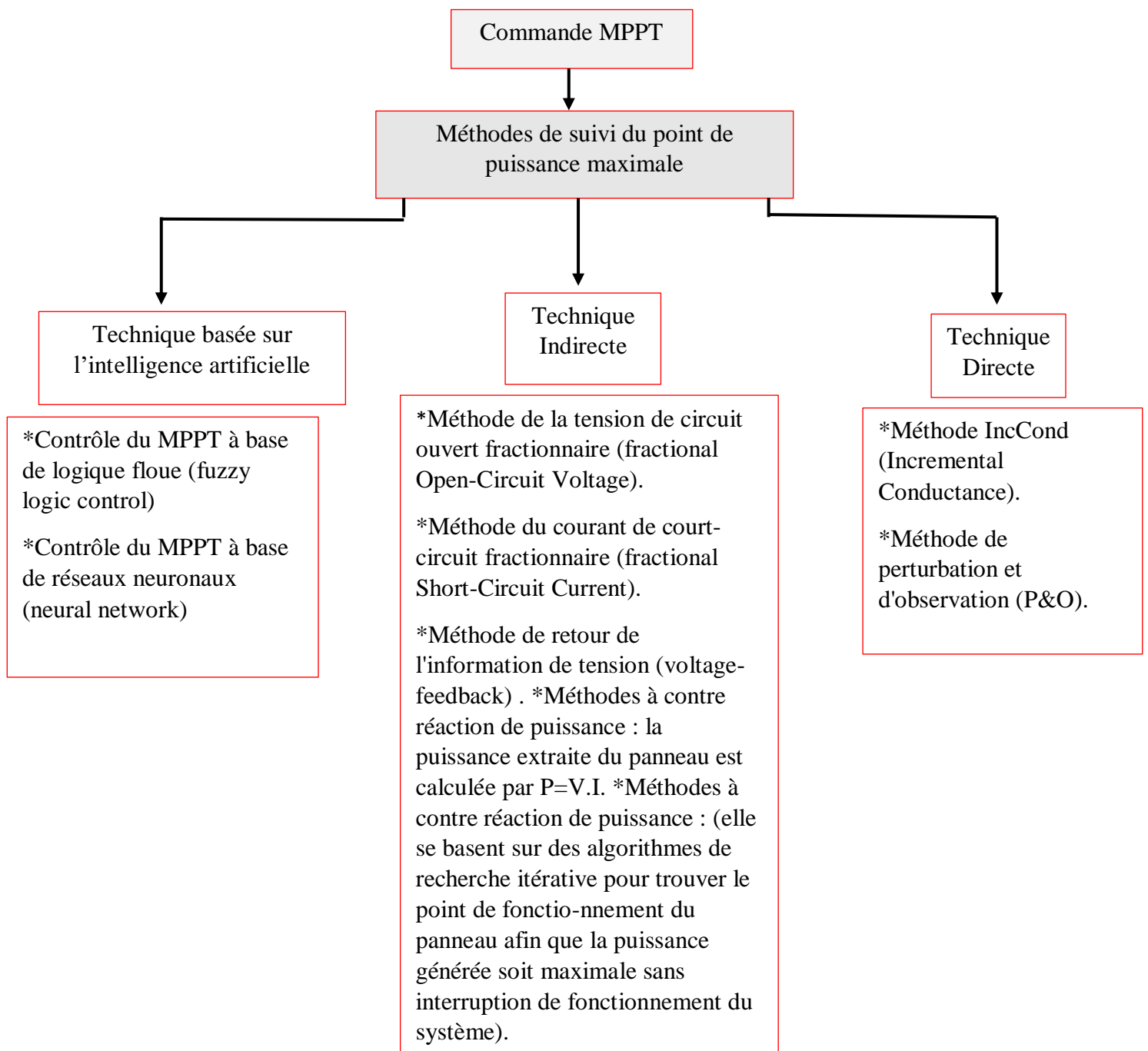
est généralement conçu pour fonctionner en continu pendant que le système solaire est en marche. En effet, les conditions d'ensoleillement, la température et d'autres facteurs varient tout au long de la journée, et l'algorithme doit constamment ajuster le point de fonctionnement pour rester optimal.

### **4.3 Principe de fonctionnement de système MPPT**

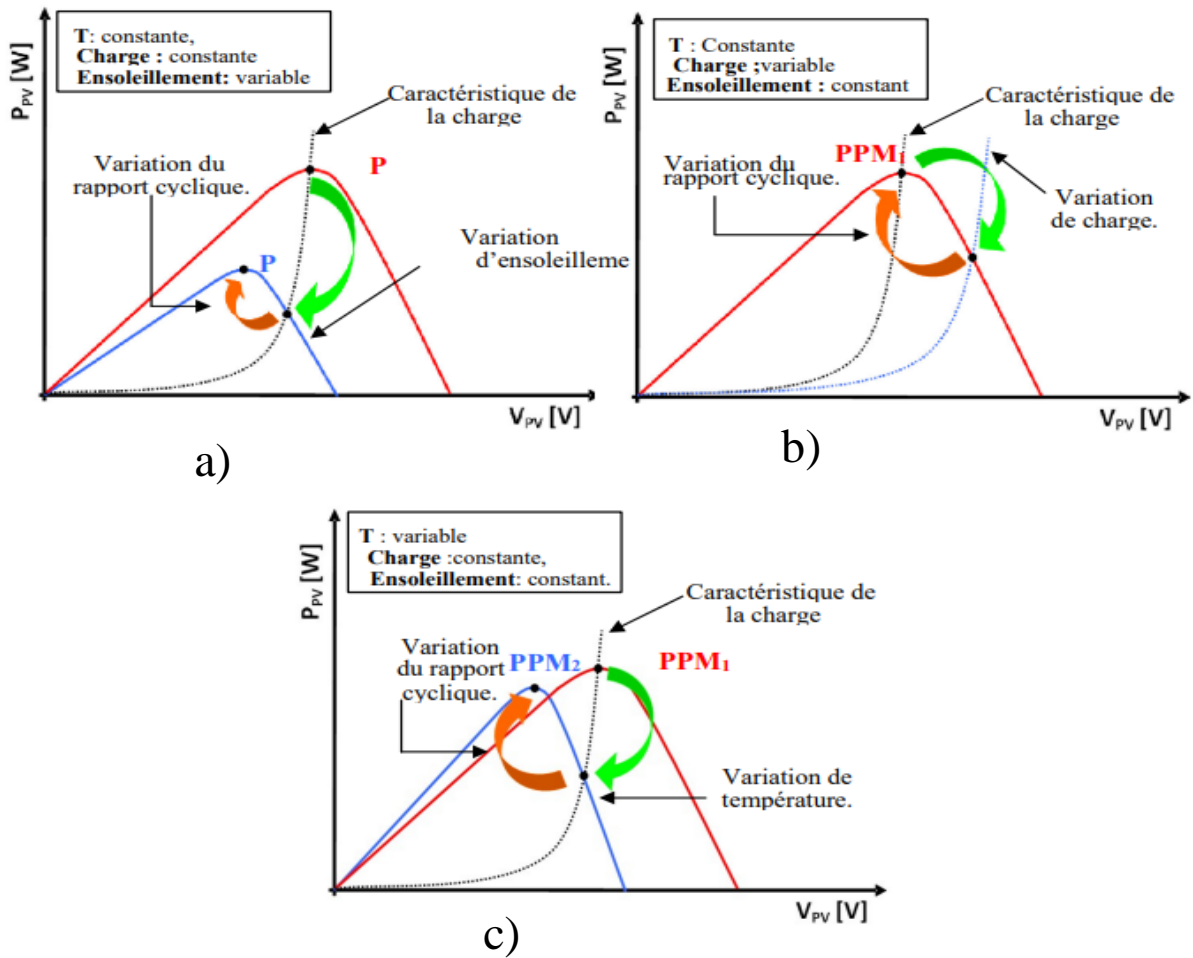
Le GPV (groupe de panneau photovoltaïque) a une courbe courant-tension (I-V) dont la puissance ( $P = V \times I$ ) est maximale en un seul point (MPP) défini par la paire ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ), lorsque l'environnement change (nuage, ombre, variation de charge), figure (4.2). Cette courbe se déplace, et le MPP change de position, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal MPP1 vers un nouveau point P1 de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum. Selon le type de perturbation cas de la figure (4.2 a) il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique c'est-à-dire on utilise un convertisseur statique (CS), typiquement un convertisseur DC-DC pour converger vers le nouveau point de puissance maximum. Il peut être de type Buck (abaisseur de tension), Boost (élevateur de tension) ou Buck-boost (abaisseur-élevateur de tension).

Dans le cas de la figure (4.2 b) qui est au cœur de notre travail, on peut également constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. Le dernier cas de variation de point de fonctionnement peut se produire aux variations de température de fonctionnement du GPV, figure (4.2c). La commande MPPT agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV.

Dans la littérature, il existe une variété de méthodes pour le suivi du point de puissance maximale. On recense près d'une vingtaine de techniques dont l'efficacité et la rapidité varient selon l'approche. Cette figure représente les principales méthodes utilisées pour le suivi du point de puissance maximale.



**Fig.4.1** : Méthodes de suivi du point de puissance maximale [1]



**Fig.4.2 :** Détection et poursuite de MPPT [2]. a) suite à une variation d'ensolleillement ; b) suite à une variation de charge ; c) suite à une variation de température

Parmi toutes ces méthodes, nous allons détailler l'algorithme P&O

#### 4.4 L'algorithme Perturbation et Observation (P&O)

L'algorithme (P&O) consiste à perturber un tout petit peu la tension de sortie du panneau en jouant sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC. Considérant la puissance ( $P_0$ ) avant la perturbation et ( $P_1$ ) celle d'après.

- Si  $P_1 > P_0$ , cela veut dire que cette petite modification nous rapproche du meilleur point (MPP).
- Si  $P_1 < P_0$ , cela veut dire que cette modification nous en éloigne.

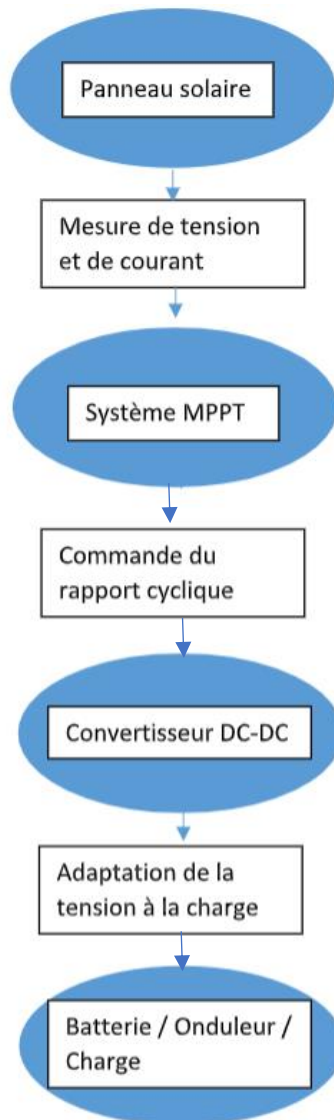
Si la puissance a augmenté, on continue à "varier" dans la même direction (on augmente encore un peu la tension), et si la puissance a diminué, on inverse la direction de la touche (on revient un peu en arrière). Cette boucle de « perturbation – observation – ajustement » est répétée en continu ainsi jusqu'à ce que la puissance cesse d'augmenter significativement.

## Exemple Concret

Imaginons un système de charge solaire pour une batterie :

- Étape 1 : Le panneau solaire génère une tension et un courant variables selon l'ensoleillement.
- Étape 2 : Des capteurs mesurent ces paramètres et transmettent les données au microcontrôleur.
- Étape 3 : L'algorithme (P&O) examine si une légère modification du rapport cyclique augmente la puissance extraite.
  - ✓ Si oui, le système ajuste le convertisseur pour se rapprocher du MPP.
  - ✓ Si non, il ajuste dans l'autre sens.
- Étape 4 : Le convertisseur DC-DC adapte la tension d'entrée afin de charger la batterie de manière optimale.

La figure (4.2) présente un schéma simplifié de l'algorithme basé sur la méthode « Perturb and Observe ». Cet algorithme peut être développé pour devenir un indicateur instantané sur la vitesse de vieillissement.



**Fig.4.2** : Algorithme basé sur la méthode « Perturb and Observe »

Le tableau ci-dessous donne les avantages et les inconvénients de cette méthode.

**Tableau 4.1 : Avantages et inconvénients de la méthode de « Perturb and Observe ».**

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La méthode P&amp;O est simple à mettre en œuvre et facile à intégrer dans le matériel.</li> <li>• Nombre des paramètres mesures réduit.</li> <li>• Efficace en conditions stables</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La vitesse de réponse est lente, ce qui fait qu'elle ne convient qu'aux scénarios où l'intensité de la lumière solaire change progressivement, comme les centrales photovoltaïques et les lampadaires. En outre, elle peut provoquer de petites oscillations autour du point de puissance maximale, ce qui entraîne une certaine perte de puissance.[3]</li> <li>• Dépassement du point maximum Optimal en cas de changement rapide des conditions atmosphériques [4].</li> </ul>

#### 4.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de souligner le lien direct entre la charge résistive appliquée aux panneaux photovoltaïques et leur dégradation au fil du temps. Comme démontré, une charge mal adaptée peut éloigner le panneau de son point de puissance maximale (MPP), pour remédier à cela, l'utilisation d'un régulateur MPPT devient essentielle. Il permet d'adapter dynamiquement la charge vue par le générateur photovoltaïque afin de maintenir un fonctionnement optimal, même lorsque les conditions d'ensoleillement, de température ou d'âge du module évoluent. Nous avons ainsi présenté les différentes méthodes de suivi du MPP, et particulièrement détaillé l'algorithme « Perturbation et Observation (P&O) », largement utilisé pour sa simplicité de mise en œuvre et son efficacité.

En fin, garantir un suivi efficace du MPP à travers une commande adaptée contribue non seulement à maximiser la puissance extraite, mais aussi à limiter l'usure prématurée des panneaux. Il est donc indispensable de prendre en compte l'évolution de la charge optimale avec l'âge du module dans la conception des régulateurs, afin d'assurer une production stable et durable.

#### Référence

- [1] N. Ould Cherchali, A. Morsli, M. S. Boucherit, L. Barazane, et A. Tlemçani, « Application de la logique floue pour la poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque », Laboratoire de Recherche en Électrotechnique et Automatique, Université de Médéa, Laboratoire de Commande des Processus, ENP El Harrach, et USTHB, Alger, Algérie.
- [2] S. Saidi, « Conception d'un régulateur solaire avec la commande MPPT », Mémoire de fin d'étude, Master Académique, Université de Gelma, juin 2023.

[3] « MPPT Explained: Principles, Benefits & Top Brands », EnergyBases.com : <https://energybases.com/fr/blog/mppt-explained-principles-benefits-top-brands/>. Consulté le 29 mai 2025.

[4] N. Allaoua et M. Amara, « Étude et simulation de la commande P&O-MPPT pour un système photovoltaïque », Mémoire de Master, Centre Universitaire Salhi Ahmed Naama, 2022.

## Conclusion Générale

Cette étude s'est focalisée sur l'impact exclusif de la charge résistive sur le niveau de dégradation d'un panneau solaire photovoltaïque de type LAGUA P150-36

À travers cette étude, nous avons mis en évidence l'influence significative de la charge résistive sur le vieillissement des panneaux photovoltaïques. L'analyse des courbes P-R simulées sous différents scénarios de dégradation (0,3 %, 0,7 %, et 1,2 % par an) a montré que la puissance maximale diminue progressivement au fil des années, et que le point de charge optimal évolue de manière linéaire avec l'âge du module. Cette évolution doit impérativement être prise en compte pour garantir un fonctionnement au point de puissance maximale (MPP) et ainsi limiter les pertes énergétiques et thermiques.

Dans un premier temps nous avons exploité le modèle à une diode pour prédire le vieillissement du module PV. Les paramètres de ce modèle ont été calibrés à l'aide de l'algorithme de Vilalva. Après sa validation du modèle à l'aide de mesures expérimentales nous avons mené une étude de vieillissement du module PV sur une durée de 25 années avec un pas de 5 ans. Nous avons constaté que le modèle à une diode présente des insuffisances en termes de prédiction lorsque le taux de dégradation annuel moyen du module PV est suffisamment élevé ( $> 0.7\%/an$ ) ce qui nécessite sa correction.

Ensuite nous avons mené une étude sur l'impact de la charge résistive sur le niveau de dégradation annuel moyen du module PV. Il ressort que le niveau minimal de dégradation moyenne évolue linéairement avec l'âge du module PV. Le niveau maximal de dégradation suit également une évolution linéaire avec le temps. Par ailleurs, nous avons observé que la dégradation diminue en fonction de la charge résistive une fois que le niveau maximal de dégradation est dépassé.

Ce travail souligne l'importance du contrôle dynamique via un régulateur MPPT, dont le rôle est de maintenir en permanence le panneau à son point de fonctionnement optimal. L'algorithme Perturb and Observe (P&O) a été décrit à titre d'exemple car il offre un compromis satisfaisant entre simplicité de mise en œuvre et efficacité énergétique. Cet algorithme est perfectible pour devenir un bon indicateur sur la vitesse de vieillissement.

Enfin, la préservation de la performance des modules photovoltaïques à long terme nécessite non seulement une connaissance fine de leur comportement face à la charge résistive, mais également une stratégie de commande proactive et adaptée aux conditions réelles d'exploitation. Les résultats obtenus dans cette étude peuvent servir de base au développement de systèmes photovoltaïques intelligents, capables d'ajuster dynamiquement leur fonctionnement pour maximiser leur rendement tout en minimisant leur dégradation.