



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Ahmed Draïa Adrar
Faculté des Sciences et de la Technologie

Thèse

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat sciences
Spécialité: Génie Electrique

Par :
Touahri Tahar

**Contribution à l'analyse des Performances
électriques des centrales solaire photovoltaïque en
milieu saharien**

Soutenue publiquement le : 02/ 02 / 2026

Devant le jury :

| | | | |
|----------------------|------------------------|-------------------|-----------------------|
| Mr. HAMOUDA Messaoud | Professeur | Université Adrar | Président |
| Mr. BARBAOUI Brahim | Professeur | Université Adrar | Directeur de thèse |
| Mr. LARIBI Slimane | Professeur | Université Adrar | Co-directeur de thèse |
| Mr. GASBAOUI Brahim | Professeur | Université Bechar | Examineur |
| Mr. AOUN Nouar | Directeur de recherche | URER-MS Adrar | Examineur |
| Mr. SAIHI Lakhdar | Maitre de recherche A | URER-MS Adrar | Examineur |

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciements

Je tiens tout d'abord à exprimer ma gratitude envers ALLAH, le Tout-Puissant, pour la force et la persévérance qu'Il m'a accordées, me permettant ainsi d'achever ce modeste travail.

J'adresse mes sincères remerciements à mon directeur de mémoire, Monsieur Berbaoui Brahim, pour son encadrement, son soutien et ses précieux conseils qui m'ont guidé tout au long de ce projet. Son accompagnement a été d'une grande aide dans l'aboutissement de ce travail.

Je tiens également à remercier chaleureusement mon Co-Encadreur, Monsieur Laribi Slimane pour son appui et son engagement, qui ont joué un rôle essentiel dans la réalisation de cette étude.

Je souhaite exprimer ma sincère gratitude aux membres du jury pour leur présence et leur engagement dans l'évaluation de ce travail. Leurs analyses et leur expertise constituent un apport précieux à cette recherche.

Je remercie sincèrement toutes les personnes, trop nombreuses pour être citées individuellement, qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement, à la réalisation de ce travail. Une pensée particulière à ma famille ainsi qu'à tous mes amis.

Résumé

Cette thèse intéresse à la contribution de l'analyse des Performances électriques des centrales solaire photovoltaïque en milieu saharien pour évaluer avec précision les performances du système photovoltaïque sous l'influence de facteurs climatiques et environnementaux. Une centrale photovoltaïque, connectée au réseau, est une centrale permettant de répondre à la demande mondiale élevée en électricité tout en réduisant les coûts de l'électricité et en réduisant les émissions toxiques telles que le dioxyde de carbone. Les données de centrale solaires sont analysées afin d'étudier l'effet des facteurs climatiques (température, rayonnement et poussières). Ainsi que la connaissance des indicateurs performance et de performance ratio. Pour évaluer la dégradation annuelle de l'installation photovoltaïque, les méthodes d'analyse des performances et d'estimation des mesures de performance sont appliquées, après quoi des indicateurs sont trouvés sur l'âge des installations photovoltaïques sous le climat d'Adrar, en plus de la capacité de prédire le développement futur à long terme de ces installations photovoltaïques.

Dans le cadre de ce problème de recherche, notre travail consiste à évaluer les performances électriques des modules PV dans le temps et dans un environnement désertique et à améliorer les performances des installations PV grâce à l'utilisation de méthodes d'analyse des performances et à la prévision du comportement à long terme du système PV.

Mots clés : Energie Renouvelable, Photovoltaïque, Centrale PV, Performances électriques, Electricité.

Abstract

This thesis focuses on the contribution to the analysis of the electrical performance of a grid-connected photovoltaic (PV) power plants operating in a Saharan environment, with the objective of accurately assessing system performance under the influence of climatic and environmental factors. Grid-connected photovoltaic power plants play a key role in meeting the growing global demand for electricity while reducing electricity generation costs and mitigating harmful emissions such as carbon dioxide (CO₂).

Operational data from the photovoltaic power plant are analyzed to investigate the effects of climatic factors, including temperature, solar irradiance, and dust accumulation. Particular attention is given to the evaluation of key performance indicators and the performance ratio. To assess the annual degradation of the photovoltaic installation, performance analysis methods and performance estimation techniques are applied. These analyses make it possible to identify degradation indicators related to the aging of photovoltaic installations under the climatic conditions of Adrar, as well as to predict the long-term future evolution of their performance.

Within this research framework, the present work aims to evaluate the electrical performance of PV modules over time in a desert environment and to enhance the performance of photovoltaic installations through the application of performance analysis methods and the long-term prediction of PV system behavior.

Keywords: Renewable Energy, Photovoltaic, PV Power Plant, Electrical Performance, Electricity.

المخلص

تهدف هذه الأطروحة إلى دراسة وتحليل الأداء الكهربائي لمحطات طاقة شمسية كهروضوئية مربوطة بالشبكة الكهربائية تعمل في بيئة صحراوية، بهدف تقييم أدائها بدقة تحت تأثير الظروف المناخية والبيئية. وتعدّ المحطات الكهروضوئية من أهم الحلول لتلبية الطلب المتزايد على الكهرباء، مع تقليل تكاليف إنتاج الطاقة والحد من الانبعاثات الضارة، خاصة غاز ثاني أكسيد الكربون. تم الاعتماد على بيانات تشغيل حقيقية للمحطة من أجل دراسة تأثير درجة الحرارة، وشدة الإشعاع الشمسي، وتراكم الغبار على الأداء الكهربائي للنظام. كما تم استخدام مؤشرات الأداء ومعامل الأداء لتقييم كفاءة المحطة. ولتحديد التدهور السنوي للمنشأة الكهروضوئية، تم تطبيق طرق تحليل الأداء، مما يسمح بتقييم تقادم الألواح الشمسية تحت المناخ الصحراوي لمدينة أدرار، إضافة إلى التنبؤ بسلوكها المستقبلي على المدى الطويل.

يهدف هذا العمل إلى تحسين فهم أداء الأنظمة الكهروضوئية في البيئات الصحراوية، والمساهمة في تحسين تشغيلها ورفع مردوديتها مع مرور الزمن.

الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، الطاقة الشمسية الكهروضوئية، محطة شمسية، معامل الأداء، التدهور السنوي، البيئة الصحراوية.

Table des matières

| | |
|-----------------------------|------|
| Remerciements | i |
| Résumé | ii |
| Liste des figures | iii |
| Liste des tableaux | ix |
| Nomenclatures | iiix |
| Introduction générale | 01 |

Chapitre I Etat de l'art de système d'énergie solaire

| | |
|---|----|
| I.1 Introduction..... | 05 |
| I.2 Rayonnement du soleil..... | 05 |
| I.3 Potentiel solaire en Algérie..... | 06 |
| I.4 Les systèmes photovoltaïques..... | 07 |
| I.4.1 Effet photovoltaïque..... | 07 |
| I.4.2 Cellule photovoltaïque..... | 08 |
| I.4.3 Les type de cellules photovoltaïques..... | 08 |
| I.4.3.1 Les cellules monocristallines..... | 08 |
| I.4.3.2 Les cellules poly-cristallines..... | 08 |
| I.4.3.3 Les cellules amorphes..... | 09 |
| I.4.4 Modélisation de la cellule photovoltaïque..... | 09 |
| I.4.5 Caractéristiques d'un module PV..... | 10 |
| I.4.5.1 Tension de circuit ouvert V_{oc} | 12 |
| I.4.5.2 Courant de court-circuit I_{CC} | 12 |
| I.4.5.3 La puissance d'une cellule PV..... | 12 |
| I.4.5.4 Le facteur de forme..... | 12 |
| I.4.5.5 Rendement..... | 13 |
| I.4.6 Le regroupement des cellules PV..... | 13 |
| I.4.6.1 Le regroupement en série..... | 13 |
| I.4.6.2 Le regroupement en parallèle..... | 14 |
| I.4.6.3 Le regroupement mixte..... | 14 |
| I.4.7 Influence de l'éclairement et la température..... | 15 |
| I.4.8 Effet de la résistance série..... | 17 |
| I.4.9 impact de la résistance shunt..... | 17 |
| I.4.10 Effet de l'ombrage..... | 18 |
| I.4.11 Dégradation des Modules..... | 19 |
| I.4.12 Efficacité de cellule solaire..... | 21 |
| I.4.13 Protection des modules photovoltaïques..... | 22 |
| I.5 Panneaux photovoltaïques..... | 23 |
| I.6 Le champ photovoltaïque..... | 24 |
| I.7 Avantages et Inconvénients des systèmes d'énergie solaire..... | 24 |
| I.7.1 Avantages..... | 24 |
| I.7.2 Inconvénients | 25 |
| I.8 Systèmes PV connectés au réseau..... | 25 |
| I.9 type de système photovoltaïque raccordé au réseau..... | 26 |
| I.9.1 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau basse tension..... | 26 |
| I.9.2 Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau haut tension..... | 26 |
| I.10 Composants des systèmes photovoltaïques connectés au réseau..... | 27 |
| I.10.1 Générateur photovoltaïque..... | 27 |
| I.10.1.1 Critères de choix de générateur PV..... | 27 |

| | | |
|---|--|----|
| I.10.1.2 | Le fonctionnement optimal de générateur PV..... | 28 |
| I.10.2 | Conversion continu-continu..... | 29 |
| I.10.3 | Conversion continu-alternatif..... | 29 |
| I.10.3.1 | Onduleur triphasé..... | 29 |
| I.10.3.2 | Onduleurs multiniveaux..... | 30 |
| I.10.3.3 | Onduleurs matriciels..... | 30 |
| I.10.3.4 | Les onduleurs Z-source..... | 31 |
| I.10.3.5 | Topologie d'onduleur PV..... | 31 |
| I.10.3.6 | Critères de choix des onduleurs..... | 33 |
| I.10.4 | Transformateur..... | 33 |
| I.10.4.1 | Composition d'un Transformateur dans un Système Photovoltaïque..... | 34 |
| I.10.4.2 | Fonction des Transformateurs dans les Centrales PV..... | 34 |
| I.10.4.2 | Types de Transformateurs Utilisés..... | 34 |
| I.10.4.4 | Intégration des Transformateurs dans les Systèmes PV..... | 35 |
| I.10.5 | Réseau Électrique..... | 35 |
| I.10.5.1 | Relations entre installations photovoltaïques et réseau..... | 36 |
| I.10.5.2 | Cas d'utilisation et défis futurs..... | 36 |
| I.10.6 | Système de Monitoring d'Installation Photovoltaïque Connecté au Réseau..... | 36 |
| I.10.6.1 | Objectifs Principaux..... | 36 |
| I.10.6.2 | Composants Clés..... | 36 |
| I.10.6.3 | Avantages et Importance..... | 37 |
| I.11 | L'influence des systèmes PV sur le réseau..... | 37 |
| I.11.1 | Fluctuations de tension..... | 37 |
| I.11.2 | Flux de puissance inversé..... | 38 |
| I.11.3 | Impact sur la stabilité du réseau..... | 38 |
| I.11.4 | Qualité de l'électricité..... | 38 |
| I.11.5 | Défis de la protection du réseau..... | 38 |
| I.11.6 | Besoins en infrastructure et en gestion avancée..... | 38 |
| I.11.7 | Avantages pour la gestion de la demande..... | 38 |
| I.12 | L'influence de réseau sur les systèmes PV..... | 38 |
| I.12.1 | Variations de tension..... | 39 |
| I.12.2 | Fréquence du réseau..... | 39 |
| I.12.3 | Régulation de la puissance réactive..... | 39 |
| I.12.4 | Exigences de déconnexion et de reconnectivité..... | 39 |
| I.12.5 | Contraintes de protection..... | 39 |
| I.12.6 | Limitation de l'injection de puissance..... | 39 |
| I.12.7 | Tarification et incitations..... | 40 |
| I.13 | Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques connectés au réseau..... | 40 |
| I.13.1 | Avantage..... | 40 |
| I.13.2 | Inconvénients..... | 40 |
| I.14 | Conclusion..... | 40 |
| Chapitre II Étude des centrales photovoltaïques au milieu désertique | | |
| II.1 | Introduction..... | 42 |
| II.2 | Présentation de la société SKTM..... | 42 |
| II.3 | Bilan des réalisations des systèmes photovoltaïques..... | 43 |
| II.4 | Description des centrales..... | 44 |
| II.4.1 | Situation géographique des centrales photovoltaïques..... | 44 |
| II.4.1.1 | La centrale de Timimoune..... | 44 |
| II.4.1.2 | La centrale de Kabertene..... | 44 |
| II.4.1.3 | La centrale d'Adrar..... | 45 |

| | |
|--|-----|
| II.4.1.4 Centrale de Zaouiet Kounta..... | 45 |
| II.4.1.5 Centrale de Reggane..... | 46 |
| II.4.1.6 Centrale d'Aoulef..... | 46 |
| II.4.2 Situation météorologique des centrales photovoltaïques..... | 47 |
| II.4.2.1 Insolation et vitesse du vent..... | 47 |
| II.4.2.2 La température ambiante..... | 48 |
| II.4.3 Les caractéristiques Techniques des centrales..... | 49 |
| II.4.3.1 Module PV..... | 49 |
| II.4.3.2 Onduleur..... | 52 |
| II.4.3.3 Les boites de jonctions..... | 54 |
| II.4.3.4 Les boites parallèles..... | 55 |
| II.4.3.5 Transformateur..... | 56 |
| II.4.3.6 Poste d'évacuation..... | 56 |
| II.5 L'impact des centrales photovoltaïques PV sur la production d'électricité dans la région d'Adrar..... | 58 |
| II.6 Conclusion..... | 60 |
| Chapitre III Analyse de performances des centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique d'Adrar | |
| III.1 Introduction..... | 62 |
| III.2 Les rendements énergétiques..... | 62 |
| III.2.1 Rendement de référence (Y_r)..... | 63 |
| III.2.2 Rendement du champ PV (Y_a)..... | 63 |
| III.2.3 Rendement final (Y_f)..... | 64 |
| III.2.4 Indice de performance (PR)..... | 65 |
| III.2.5 Facteur de charge (FC)..... | 65 |
| III.2.6 Pertes du système (L_s)..... | 66 |
| III.2.7 Pertes diverses (L_c)..... | 67 |
| III.3 Analyse des Résultats de Simulation et Discussion des Performances du Système PV..... | 67 |
| III.3.1 Analyse des Rendements Énergétiques des centrales..... | 67 |
| III.3.2 Analyse des Rapports de Performances des Centrales Photovoltaïques..... | 70 |
| III.3.3 Les pertes des centrales PV..... | 70 |
| III.3.4 L'impact des Conditions Climatiques et Environnementales sur les Performances des systèmes PV..... | 72 |
| III.3.4.1 L'effet de l'ombrage..... | 72 |
| III.3.4.2 L'effet de la température ambiante et la température du module..... | 74 |
| III.3.4.3 L'effet de la vitesse du vent et l'humidité..... | 76 |
| III.3.5 L'impact de la puissance active injectée par la centrale PV..... | 79 |
| III.4 Paramètres de performance de centrale Kabertane période 2016-2023..... | 79 |
| III.5 Conclusion..... | 85 |
| Conclusion générale..... | 87 |
| Annexes..... | 90 |
| Bibliographie..... | 100 |

Liste Des figures

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.01 Les différentes composantes du rayonnement solaire..... | 06 |
| Figure I.02.Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre.. | 06 |
| Figure I.03. Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Juillet..... | 07 |
| Figure I.04. Coupe transversale basique d'une cellule photovoltaïque..... | 08 |
| Figure I.05. Types de la cellule photovoltaïque..... | 09 |
| Figure I.06. Schéma équivalent d'une cellule solaire..... | 09 |
| Figure I.07: La courbe I(V) d'une cellule photovoltaïque..... | 11 |
| Figure I.08: La courbe P(V) d'une cellule photovoltaïque..... | 11 |
| Figure I.09. L'assemblage de modules solaires en série | 13 |
| Figure I.10. L'assemblage de modules solaires en parallèle..... | 14 |
| Figure I.11. L'association mixte de modules solaires..... | 14 |
| Figure I.12. Influence de l'ensoleillement sur caractéristiques I-V..... | 15 |
| Figure I.13. Influence de l'ensoleillement sur caractéristiques P-V..... | 16 |
| Figure I.14. Influence de la température sur caractéristiques I-V..... | 16 |
| Figure I.15. Influence de la température sur caractéristiques P-V..... | 16 |
| Figure I.16. Effet de la résistance série sur caractéristiques I-V..... | 17 |
| Figure I.17. Effet de la résistance shunt sur caractéristiques I-V..... | 18 |
| Figure I.18. Effet de l'ombrage sur caractéristiques I-V..... | 18 |
| Figure I.19. Dégradation du Module..... | 20 |
| Figure I.20. L'évolution historique des rendements records des cellules photovoltaïques, classés par type..... | 22 |
| Figure I.21. Les diodes de protection du module photovoltaïque..... | 23 |
| Figure I.22. Les panneaux photovoltaïques..... | 23 |
| Figure I.23. Le champ photovoltaïque..... | 24 |
| Figure I.24. Schéma d'une installation PV connectée au réseau..... | 25 |
| Figure I.25. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau basse tension..... | 26 |
| Figure I.26. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau haut tension..... | 27 |
| Figure I.27. Onduleur de tension triphasé 4 bras..... | 29 |
| Figure I.28. Onduleur NPC à trois niveaux..... | 30 |
| Figure I.29. Convertisseur matriciel..... | 31 |
| Figure I.30. Structure générale du convertisseur Z-source..... | 31 |
| Figure I.31. Topologie à onduleur central..... | 32 |
| Figure I.32. Topologie aux onduleurs strings..... | 32 |
| Figure I.33. Topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques..... | 33 |
| Figure I.34. Transformateur d'une station de conversion d'énergie photovoltaïque..... | 33 |
| Figure I.35. Structure d'un réseau électrique..... | 35 |
| Figure I.36. Système monitoring de l'installation photovoltaïque (PV) connectée au réseau..... | 37 |
| | |
| Figure II.01. Situation géographique des centrales EnR relevant de SKTM..... | 42 |
| Figure II.02. Situation géographique de centrale Timimoune..... | 44 |
| Figure II.03. Situation géographique de centrale Kabertene..... | 45 |
| Figure II.04. Situation géographique de centrale Adrar..... | 45 |
| Figure II.05. Situation géographique de centrale Zaouiet Kounta..... | 46 |
| Figure II.06. Situation géographique de centrale Reggane..... | 46 |
| Figure II.07. Situation géographique de centrale Aoulef..... | 47 |
| Figure II.08. Irradiance solaire moyennes mensuelles..... | 48 |
| Figure II.9. La vitesse du vent moyen mensuel..... | 48 |
| Figure II.10. Les températures moyennes mensuelles..... | 49 |
| Figure II.11. Panneau en silicium polycristallin modèle YL245P-29b-245..... | 50 |

| | |
|---|----|
| Figure II.12. L'impact de rayonnement sur l'efficacité de module Yingli YL245P-29b..... | 51 |
| Figure II.13. L'impact la température des cellules sur l'efficacité de module Yingli YL245P-29b..... | 51 |
| Figure II.14. Diagramme de blocs d'onduleur SUNGROW SG500MX..... | 52 |
| Figure II.15. Onduleur SUNGROW SG500MX..... | 53 |
| Figure II.16. L'efficacité de l'onduleur..... | 54 |
| Figure II.17. Influence de la température de l'onduleur sur la puissance AC..... | 54 |
| Figure II.18. La boîte de jonction..... | 55 |
| Figure II.19. La boîte parallèle..... | 55 |
| Figure II.20. Le transformateur SUNTEN ZBW10A-1250..... | 56 |
| Figure II.21. Poste d'évacuation de 30 KV..... | 57 |
| Figure II.22. Courbe de production d'électricité et la Consommation quotidienne d'énergie électrique du pôle Adrar le 05/02/2016..... | 58 |
| Figure II.23. Taux de contribution en puissance des centrales renouvelables le 05/02/2016.. | 59 |
| Figure II.24. Courbe de production d'électricité et la Consommation quotidienne d'énergie électrique du pôle Adrar le 14/03/2016..... | 59 |
| Figure II.25. Taux de contribution en puissance des centrales renouvelables le 14/03/2016.. | 60 |
| | |
| Figure III.01. Les performances et des pertes d'un système photovoltaïque..... | 62 |
| Figure III.02. Évolution mensuelle du rendement du champ photovoltaïque (Y_a) pour les centrales..... | 68 |
| Figure III.03. Le rendement du système photovoltaïque (Y_f) pour les centrales..... | 69 |
| Figure III.04. Les valeurs de rendement de référence (Y_r) pour chaque centrale..... | 69 |
| Figure III.05. Les performances mensuelles (PR) des centrales..... | 70 |
| Figure III.06. La perte diverse (L_c) des centrales..... | 71 |
| Figure III.07. Les pertes du système (L_s) des centrales..... | 72 |
| Figure III.08. L'effet de l'ombrage sur la puissance du système PV..... | 72 |
| Figure III.09. L'effet de l'ombrage sur la puissance injectée au réseau..... | 73 |
| Figure III.10. L'impact de variation de l'ombrage sur la puissance produite par de centrale.. | 74 |
| Figure III.11 L'effet de la température ambiante et la température du module sur la puissance produite par la centrale PV..... | 74 |
| Figure III.12 Impact de la température ambiante sur la puissance produite pendant 24 heure..... | 75 |
| Figure III.13 Impact de la température des modules sur la puissance produite pendant une journée..... | 76 |
| Figure III.14 L'effet de la vitesse du vent et l'humidité sur la puissance du centrale PV..... | 76 |
| Figure III.15 l'impact de la poussière sur la puissance produite la centrale photovoltaïque...77 | 77 |
| Figure III.16 Impact de la vitesse du vent sur la puissance générée par centrale photovoltaïque au cours d'une journée..... | 78 |
| Figure III.17 Impact de l'humidité relative sur la puissance produite de centrale..... | 78 |
| Figure III.18 les variations des paramètres du réseau électrique..... | 79 |
| Figure III.19 L'évolution annuelle de rendement Y_r , rendement Y_f et rendement Y_a | 80 |
| Figure III.20 Rapport de performance PR du système entre 2016 et 2023..... | 81 |
| Figure III.21 Facteur de charge annuel FC du système entre 2016 et 2023..... | 81 |
| Figure III.22 Évolution mensuelle du rendement d'un système de 2016 à 2023..... | 82 |
| Figure III.23. La quantité d'énergie générée par la centrale de Kabertane au cours des années 2017, 2020 et 2023..... | 83 |
| Figure III.24. La puissance de sortie de la centrale Kabertene entre 2016 à 2023..... | 84 |

Liste

Des tableaux

| | |
|--|----|
| Liste des tableaux | |
| Tableau I.01 Potentiel solaire en Algérie..... | 07 |
| Tableau II.01 La puissance des centrales photovoltaïques en Algérie..... | 43 |
| Tableau II.02 Les spécifications techniques de module PV YL245P-29b..... | 50 |
| Tableau II.03 Les spécifications techniques d'onduleur SUNGROW SG500MX..... | 53 |
| Tableau III.4 Paramètres de performance de centrale Kabertene période 2016-2023..... | 83 |

Nomenclature

Les symboles

| | |
|----------------|--|
| A | Facteur d'identité |
| $a_i(t)$ | Fonction de commutation qui indique si le niveau i est activé ou non |
| D | Rapport cyclique |
| E_{AC} | Energie électrique totale livrée au réseau ou consommée |
| E_{DC} | Energie électrique produite par les modules |
| $e(t)$ | Erreur de courant |
| f | Fraction de la lumière |
| FC | Facteur de charge |
| G_0 | Energie mesurée dans les conditions de test normalisées |
| G_t | Energie maximale théorique disponible |
| I | Courant traversant la résistance série |
| I_{CComb} | Courant de court circuit lorsque la cellule est ombrage |
| I_C | Courant à travers le condensateur |
| I_{cc} | Courant de court-circuit |
| I_d | Courant de saturation de la diode |
| I_j | Courant d'entrée de la phase j |
| I_L | Courant à travers l'inductance |
| I_{module} | Courant de chaque module |
| I_{oi} | Courant de sortie de la phase i |
| I_p | Courant traversant la résistance shunt |
| I_{PH} | Courant photovoltaïque |
| $i_{ref}(t)$ | Courant de référence |
| I_{string} | Courant de chaque string |
| $i(t)$ | Courant mesuré |
| K | Constante de Boltzmann |
| L | Inductance |
| L_C | Pertes diverses |
| L_S | Pertes du système |
| M | Facteur de gain |
| m_a | Facteur de modulation |
| n | Facteur dépendant du matériau |
| N_f | Nombre de cycles de fatigue jusqu'à la défaillance |
| N_p | Nombre du module parallèle |
| N_s | Nombre du module en série |
| P | Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV |
| P_c | Puissance crête |
| P_{max} | Puissance maximale de la cellule PV |
| P_{out} | Puissance de sortie |
| PR | Indice de performance |
| P_{STC} | Puissance crête totale des modules sous conditions standards de test |
| P_0 | Puissance de sortie initiale |
| $P(t)$ | Puissance de sortie a un instant t |
| q | Charge de l'électron |
| R | Résistance série |
| R_{load} | Résistance de la charge connectée à l'onduleur |
| R_{sh} | Résistance de shunt |
| S_1 et S_2 | Etats des interrupteurs dans le pont en H |
| T | Température |
| t | Temps |

Nomenclature

| | |
|-----------------|---|
| T_{amb} | Température ambiante |
| T_C | Période de l'onde triangulaire |
| T_{cell} | Température de la cellule |
| T_{ij} | Facteur de transfert de la matrice |
| T_{ji} | Facteur de transfert entre la phase i et la phase j |
| T_s | Période de commutation |
| V | Tension de sortie de la cellule |
| V_C | Tension à travers le condensateur |
| V_{co} | Tension à vide |
| $V_{charge}(t)$ | Tension aux bornes de la charge |
| V_{DC} | Tension de la source continue |
| V_i | Tension d'entrée de la phase i |
| V_{ij} | Tension de sortie sur le commutateur entre la phase i et j |
| V_L | Tension à travers l'inductance |
| V_m | Amplitude maximale de l'onde de référence |
| V_{module} | Tension de chaque module |
| V_{PVom} | Tension générée par une cellule ombragée |
| V_{oi} | Tension associée au niveau i |
| V_{oj} | Tension de sortie de la phase j |
| V_{ond} | Tension de sortie de l'onduleur |
| Y_a | Rendement du champ PV |
| Y_f | Rendement final |
| Y_r | Rendement de référence |
| Z | Impédance équivalente du réseau Z |
| β | Taux de dégradation linéaire |
| η | Rendement des cellules photovoltaïques |
| λ | Taux de dégradation |
| Ω | Pulsation de l'onde sinusoïdale, avec f la fréquence de sortie désirée, |

Nomenclature

Abréviations

| | |
|-----------------|---|
| AC | Alternative Current |
| AIE | Agence internationale de l'énergie |
| AM | Masse d'air |
| BT | Basse tension |
| CdTe | Tellure de cadmium |
| CIS | Cuivre indium sélénium |
| CO ₂ | Dioxyde de carbone |
| CSP | Concentrated Solar Power |
| CTS | Conditions de Test Standard |
| DC | Direct Current |
| EnR | Energies renouvelables |
| EVA | Ethylène Vinyle Acétate |
| FF | Facteur de forme |
| GSM | Global System for Mobile |
| HT | Haute tension |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| IGBT | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| I-V | Courant-tension |
| kVA | Kilo volt ampère |
| LCOE | Levelised Cost of Energy |
| LID | Light Induced Degradation |
| MLI | Modulation de Largeur d'Impulsion |
| MOSFET | Metal-oxide-semiconductor field-effect transistor |
| MPPT | Maximum power point tracker |
| NOCT | Température Cellule de Fonctionnement Nominale |
| PV | Photovoltaïque |
| PVB | Poly Vinyle Butyrale . |
| PWM | Pulse Width Modulation |
| P-V | Puissance-tension |
| RL | Résistance-inductance |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition |
| Si | Silicium |
| SKTM | Shariket Kahraba wa Taket Moutajadida |
| SONALGAZ | Société Nationale de l'électricité et du gaz |
| SVPWM | Space Vector Pulse Width Modulation |
| TC | Coefficient de température |
| UV | Ultraviolet |

Introduction Générale

Introduction générale

La transition énergétique mondiale, motivée par la croissance continue de la demande en électricité et par la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, a conduit à un développement accéléré des énergies renouvelables, parmi lesquelles l'énergie solaire photovoltaïque (PV) occupe une place majeure en raison de son potentiel abondant, de sa modularité et de la baisse continue du coût des technologies PV [1].

Les zones désertiques, et en particulier le Sahara algérien, offrent un potentiel solaire exceptionnel avec des irradiances annuelles supérieures à 2 000 kWh/m², faisant de ces régions des sites stratégiques pour l'implantation de centrales photovoltaïques à grande échelle, l'exploitation des centrales PV en climat saharien pose des défis importants : les températures ambiantes élevées entraînent une élévation de la température des cellules, réduisant la tension et le rendement des modules [2], tandis que l'accumulation de poussière et de sable sur les surfaces des modules diminue l'irradiation reçue, pouvant entraîner des pertes de production supérieures à 20 % sans nettoyage régulier [3], de plus, les variations thermiques importantes entre le jour et la nuit génèrent des contraintes mécaniques qui peuvent accélérer la dégradation des composants et réduire la durabilité des centrales.

Les centrales photovoltaïques (PV) connectées au réseau situées dans les zones sahariennes représentent une solution stratégique pour la production d'énergie renouvelable, y compris dans les régions soumises à des conditions climatiques extrêmes et un ensoleillement intense. Le Sahara, avec son rayonnement solaire abondant et ses vastes espaces disponibles, est particulièrement bien adapté pour l'implantation de telles centrales, offrant un potentiel significatif pour la production d'électricité à partir de l'énergie solaire [4].

L'évaluation précise des performances électriques des centrales PV nécessite l'utilisation d'indicateurs normalisés, tels que le **Performance Ratio (PR)**, le rendement final, et les pertes DC/AC, conformément aux recommandations de la norme IEC 61724 [5]. Si de nombreuses études ont analysé l'effet de la température, de l'irradiation et de la poussière sur des modules ou systèmes isolés [1] [2], les analyses détaillées de centrales PV de grande capacité connectées au réseau restent limitées, en particulier en Algérie et dans le contexte saharien.

L'évaluation de la performance d'un système photovoltaïque (PV) connecté au réseau électrique est cruciale pour optimiser l'efficacité et la rentabilité de cette technologie renouvelable. Les systèmes PV, qui convertissent la lumière solaire en électricité, jouent un rôle clé dans la transition énergétique en fournissant une source d'énergie propre et durable, leur intégration au réseau électrique implique plusieurs défis techniques et économiques, notamment la gestion de l'intermittence de la production d'énergie solaire et l'optimisation de la conversion d'énergie [6].

Les performances des systèmes PV dépendent de divers facteurs, tels que l'irradiance solaire, la température ambiante, et l'angle d'inclinaison des panneaux [7]. Des études montrent que les pertes liées aux ombrages, à la poussière et aux dégradations des matériaux peuvent significativement affecter la production d'électricité [8] pour maximiser l'efficacité, des technologies telles que les optimiseurs de puissance et les micro-onduleurs sont souvent employées pour minimiser les pertes et améliorer la gestion de l'énergie [9].

La connexion au réseau nécessite également des dispositifs de contrôle et de gestion sophistiqués pour synchroniser la production d'énergie avec la demande et maintenir la stabilité du réseau [10]. En outre, la politique et la régulation jouent un rôle essentiel dans le soutien à l'intégration des systèmes PV, par le biais de subventions, de tarifs de rachat et de normes techniques [11], la performance des systèmes PV connectés au réseau est un domaine complexe nécessitant une approche intégrée pour optimiser leur contribution au mix énergétique durable.

Dans le premier chapitre, nous introduirons les notions générales sur le système solaire. Nous commencerons par une description succincte rayonnement du soleil, et des cellules PV les plus couramment utilisées, Ensuite, nous détaillerons la modélisation de la cellule photovoltaïque, en expliquant les principes physiques et les paramètres qui influencent son fonctionnement, et ainsi nous analyserons les différentes caractéristiques des cellules solaires, telles que la courbe courant-tension (I-V), le rendement, nous examinerons l'installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique et les composants des systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau, telles que La conversion continu-continu Les convertisseurs continu-alternatif et la transformateur photovoltaïque, enfin, nous abordant leurs avantages et inconvénients de l'énergie solaire.

Dans ce deuxième chapitre présente les études effectuées sur des centrales photovoltaïques connectées au réseau, situé dans la zone désertique du region d'Adrar en Algérie. Ces centrales incluent central de Timimoune, centrale de Kabertene , Centrale de Adrar, Centrale de Zaouiet Kounta, Centrale de Reganne et Centrale Aoulef. Tout d'abord, nous avons décrit la localisation géographique, les conditions météorologiques et les spécifications techniques de chaque centrale. Ensuite, nous avons examiné les caractéristiques de chaque composant de ces centrales. Enfin, nous avons souligné l'importance de ces installations pour le renforcement du réseau électrique dans la région.

Le troisième chapitre se concentre sur les performances énergétiques en fonction de l'impact des perturbations météorologiques sur la production des centrales photovoltaïques raccordée au réseau dans les conditions climatiques difficiles d'Adrar, caractérisées par un Climat chaud et sec, poussiéreux et de faibles précipitations. Dans un premier temps, un état de l'art sur les performances des centrales photovoltaïques (PV).

Cette thèse conclura par une synthèse des principales contributions des travaux menés, elle proposera également des perspectives pour approfondir ces recherches.

Chapitre I

**Etat de l'art de
système d'énergie
solaire**

I.1 Introduction

L'énergie solaire est produite naturellement par le soleil, à chaque seconde, celui-ci libère une immense quantité d'énergie en transformant l'hydrogène en hélium. Ce phénomène génère un rayonnement solaire qui se propage dans l'espace et atteint la Terre sous forme de lumière visible (47 %), de rayons ultraviolets (7 %) et de rayonnement infrarouge ou thermique (46 %). Parmi ces composantes, la lumière solaire et le rayonnement infrarouge sont celles qui nous fournissent une énergie exploitable [22].

L'analyse de la ressource solaire est indispensable pour évaluer l'ensoleillement disponible, cette ressource solaire est nécessaire pour concevoir efficacement un système photovoltaïque.

Le système photovoltaïque transforme directement le rayonnement lumineux solaire en électricité, il repose sur des modules PV constitués de cellules solaires fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium, le CdTe, le CIGS et l'a-Si pour réaliser cette conversion d'énergie, de nos jours, l'énergie photovoltaïque connaît un développement significatif à l'échelle mondiale, grâce aux avancées technologiques dans la conception des générateurs et des chaînes de conversion électrique, cette énergie a atteint un niveau de maturité tel qu'elle est désormais considérée comme un produit industriel à part entière.

I.2 Rayonnement du soleil

Le soleil émet une quantité gargantuesque d'énergie dans le système solaire ou dans l'univers, cette énergie voyage à 3×10^8 m/s ; ce qui lui permet d'atteindre la surface de la terre en huit minutes, grâce au processus de fusion nucléaire, le soleil est capable de produire cette énergie dans son noyau composé de gaz d'hydrogène et d'hélium [23]. La quantité ou le pourcentage d'énergie produite par le soleil et qui atteint la surface de la terre est faible, mais une heure de cette quantité est suffisante pour fournir l'énergie requise pour la terre pendant une année. L'énergie solaire est considérée comme renouvelable car elle est constamment disponible en l'absence de conditions météorologiques telles que l'hiver, les nuages, la nuit, la pluie, etc. et elle se renouvelle naturellement [24].

La majeure partie de l'énergie solaire qui frappe la surface de la terre est renvoyée dans l'espace, d'autres sont utilisées pour l'évaporation de l'eau résultant en des précipitations, les plantes absorbent une partie de l'énergie solaire pour la photosynthèse et également la terre et les masses d'eau absorbent également une partie, le reste est inutilisé. La quantité de rayonnement solaire qui est absorbée ou diffusée dans l'atmosphère dépend de la longueur du chemin parcouru par les rayons du soleil à travers l'atmosphère; cette quantité est appelée le ratio de masse d'air (AM). C'est le rapport entre la longueur du chemin réel pris par les rayons et la longueur minimale du chemin, c'est-à-dire la longueur du chemin lorsque le soleil est au zénith, le zénith est le point dans le ciel directement au-dessus de l'emplacement, par définition, $AM = 1$ lorsque le zénith = 0 au niveau de la mer tandis que $AM = 0$ à l'extérieur de l'atmosphère [25].

Les rayonnements solaires se déplacent dans l'espace sous forme d'ondes électromagnétiques et atteignent la surface de la Terre en seulement huit minutes. Pour quantifier l'énergie reçue au niveau de la surface terrestre, il est nécessaire de prendre en compte quatre composantes différentes de l'irradiation solaire [28]:

- L'irradiation directe : celle-ci provient directement du soleil vers le sol.
- L'irradiation diffuse : elle est le résultat de l'absorption, de la diffusion d'une partie de l'irradiation solaire globale par l'atmosphère, ainsi que de sa réflexion par les nuages et les aérosols.
- L'irradiation réfléchie par le sol (l'albédo) : il s'agit de l'irradiation réfléchie par le sol ou par des objets à sa surface, l'albédo peut être significatif lorsque le sol est particulièrement réfléchissant, comme dans le cas de l'eau ou de la neige.

- L'irradiation globale : cette dernière correspond à la somme de toutes les irradiations reçues à la surface terrestre [26].

La Figure I.01 ci-dessous schématise les différentes irradiations solaires reçues sur une surface terrestre:

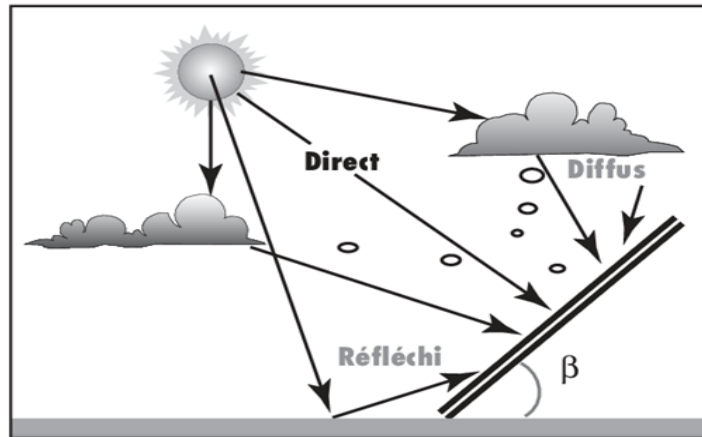
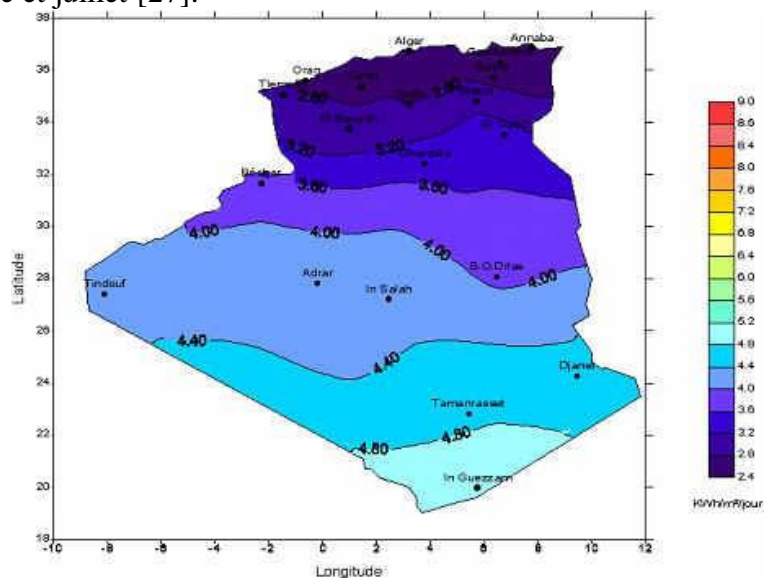


Figure I.01. Les différentes composantes du rayonnement solaire [29].

I.3 Potentiel solaire en Algérie

Grâce à sa position géographique, l'Algérie bénéficie de l'un des plus grands potentiels solaires au monde (tableau I.01), la durée d'ensoleillement sur presque tout le territoire national dépasse 2000 heures par an et peut atteindre jusqu'à 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est d'environ 5 kWh dans la plupart des régions du pays, soit environ 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud, en Algérie, le soleil brille plus de 3200 heures par an, les figures I.02 et I.03 illustrent l'irradiation solaire globale journalière sur un plan horizontal pour les mois de décembre et juillet [27].



Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal au mois de Décembre

Figure I.02. Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre [27].

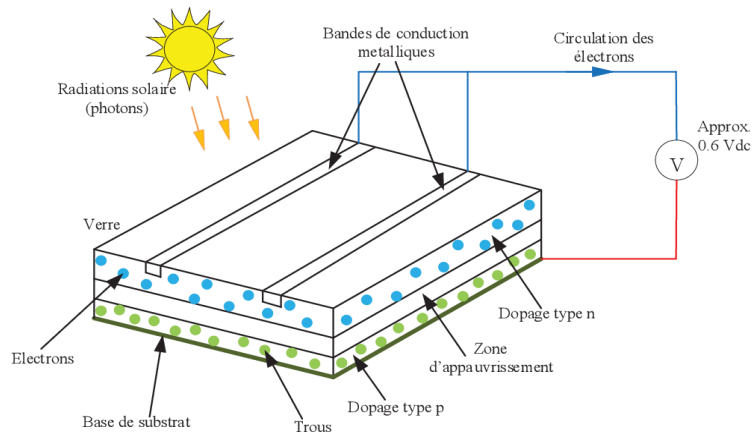


Figure I.04. Coupe transversale basique d'une cellule photovoltaïque [28].

I.4.2 Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif électronique qui produit une tension électrique lorsqu'il est exposé à la lumière, ce phénomène, appelé effet photovoltaïque et découvert par Becquerel en 1889, repose sur une structure simple, cette structure est constituée d'une jonction entre deux zones dopées différemment, qu'il s'agisse du même matériau ou de matériaux distincts, la zone la plus fine étant exposée au flux lumineux, chaque zone est connectée à une électrode métallique via un contact ohmique à faible résistance, le fonctionnement de la cellule photovoltaïque peut être divisé en deux parties : l'absorption des photons et la collecte des porteurs de charges générés. La première étape de la conversion de la lumière en courant électrique consiste à générer des porteurs de charges, tels que des électrons libres et des trous, à l'intérieur du semi-conducteur, cela se produit lorsque les électrons périphériques absorbent l'énergie des photons lumineux, ce qui leur permet de surmonter la barrière de potentiel et de créer un courant électrique continu, les électrodes appliquées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur permettent ensuite de collecter ce courant.

I.4.3 Les type de cellules photovoltaïques

Les cellules PV peuvent être définies comme le dispositif photovoltaïque de base qui constitue le bloc de construction des modules PV, le silicium est le matériau de base le plus couramment utilisé pour produire des cellules solaires, les technologies de fabrication suivantes sont utilisées pour la production de cellules solaires [24]:

- Monocristallin
- Polycristallin
- Amorphe.

I.4.3.1 Les cellules monocristallines

Est celle qui se rapproche le plus du modèle théorique : elle est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches, les cellules monocristallines permettent d'atteindre des rendements élevés, généralement compris entre 15 et 22 % ; cependant, ces cellules présentent également certains inconvénients :

- La méthode de production est laborieuse et complexe, ce qui les rend très coûteuses.
- La fabrication d'un cristal pur requiert une quantité d'énergie considérable.
- Le temps nécessaire pour amortir l'investissement en énergie est élevé, allant jusqu'à 7 ans [29].

I.4.3.2 Les cellules poly-cristallines

Résultent du processus de refroidissement du silicium dans une lingotière, où plusieurs cristaux se forment leur apparence est généralement bleutée, bien que non uniforme en raison des motifs distincts créés par les divers cristaux.

Les caractéristiques des cellules poly-cristallines incluent un coût de production inférieur, une consommation d'énergie moindre et un rendement typiquement de 13 % sur le terrain, pouvant atteindre jusqu'à 20 % en laboratoire [29].

I.4.3.3 Les cellules amorphes

Présentent un rendement relativement faible, allant de 5 % à 8 % (13 % en laboratoire), mais elles nécessitent seulement une très faible épaisseur de silicium et ont un coût peu élevé ; elles sont couramment utilisées dans de petits produits de consommation tels que les calculatrices solaires ou les montres, l'un des atouts de ces cellules réside dans leur capacité à fonctionner sous un faible éclairage, y compris par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment[30].

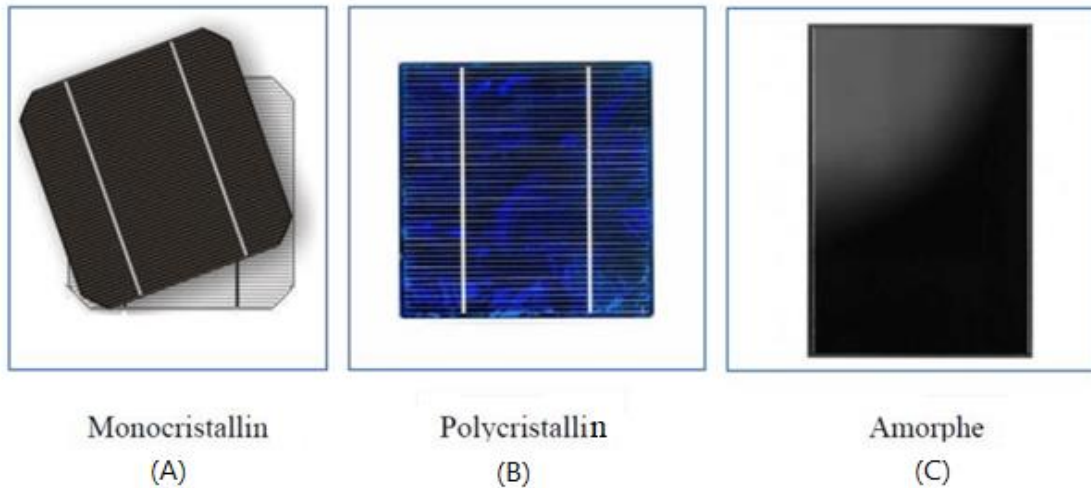


Figure I.05. Types de la cellule photovoltaïque

1.4.4 Modélisation de la cellule photovoltaïque

La représentation de la caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque élémentaire est réalisée à l'aide du circuit équivalent standard illustré dans la figure I.06 ce circuit comprend une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que des résistances série R_s et parallèle R_{sh} pour prendre en compte les phénomènes dissipatifs au sein de la cellule [31][32].

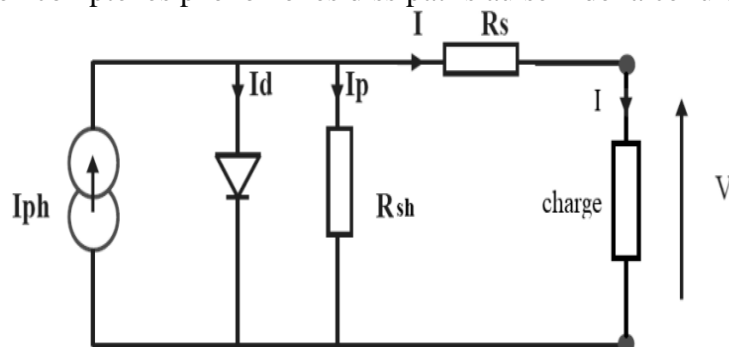


Figure I.06. Schéma équivalent d'une cellule solaire

La résistance série dans le modèle équivalent est attribuée à la contribution des résistances des matériaux constitutifs de la cellule, telles que les résistances de base, celles du front de la jonction, ainsi que celles des contacts avant et arrière, la résistance parallèle, quant à elle, résulte de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule, ce circuit équivalent peut être appliqué aussi bien à une cellule photovoltaïque individuelle qu'à un module ou un panneau solaire composé de plusieurs cellules.

L'équation qui lie le courant délivré par une cellule photovoltaïque à la tension à ses bornes est donnée par :

$$I_{PH} = I + I_d + I_p \quad (I.01)$$

Où :

I : courant traversant la résistance série (A),

I_{PH} : le courant photovoltaïque (A),

I_d : le courant de saturation de la diode (A),

I_p : le courant traversant la résistance shunt (A),

Le courant traversant la résistance shunt est donné par :

$$I_p = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (I.02)$$

Avec ;

R_{sh} : La résistance de shunt, représentant les courants de fuite au niveau de la jonction.

R_s : La résistance série, qui reflète les différentes résistances des contacts et des connexions.

V : tension de sortie de la cellule.

Le courant de la jonction est donné par :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] \quad (I.03)$$

Où :

q : charge de l'électron ($-1.6 \cdot 10^{-19}$ C),

T : température de la cellule PV ($^{\circ}$ K),

A : facteur d'identité,

k : constante de Boltzmann ($13805 \cdot 10^{-23}$ Nm/ $^{\circ}$ K),

En remplaçant les expressions de I_d et I_p , on obtient :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (I.04)$$

Si l'on considère que la résistance R_{sh} est très élevée, comme c'est le cas pour le silicium monocristallin [22], l'expression du courant I devient :

$$I = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + IR_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] \quad (I.05)$$

1.4.5 Caractéristiques d'un module PV

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque révèlent comment il réagit aux différentes charges dans des conditions spécifiques d'ensoleillement et de température. En effet, la valeur de la charge aux bornes du générateur est cruciale pour définir le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La Figure I.07 et I.08 présentent ces caractéristiques pour un module PV donné, à un niveau d'éclairement et une température déterminés.

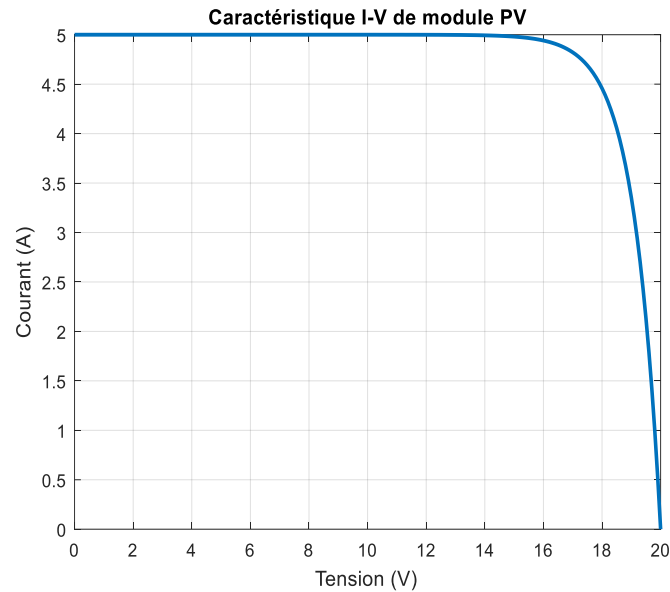


Figure I.07. La courbe I(V) d'une cellule photovoltaïque.

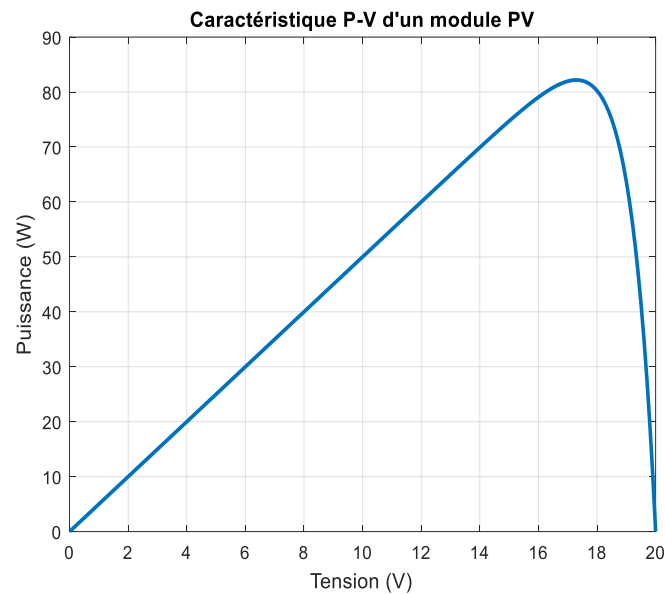


Figure I.8. La courbe P(V) d'une cellule photovoltaïque.

Voici les paramètres d'un module PV [38] :

1. Puissance crête (P_c) : Ce paramètre représente la puissance maximale que peut fournir le module dans des conditions standardisées, nous l'utiliserons pour définir la plage de puissance dans notre graphe P-V.
2. Caractéristique $I=f(V)$: Ce paramètre nous fournit la relation entre le courant (I) débité par le module et la tension (V) aux bornes du module, nous utiliserons cette relation pour calculer la puissance à chaque point de tension.
3. Tension à vide (V_{co}) : Cette tension représente la tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, nous l'utiliserons pour définir la plage de tension dans notre graphe P-V.
4. Courant de court-circuit (I_{cc}) : Ce courant représente le courant débité par le module en court-circuit pour un éclairage "plein soleil", nous pourrions l'utiliser pour calculer la puissance maximale que peut avoir la cellule.

5. Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m) : Ce point représente le point où la puissance de crête est maximale en plein soleil, nous pourrions l'utiliser pour tracer le point de puissance maximale sur notre graphe P-V.

6. Rendement maximal : Ce paramètre correspond au rapport entre la puissance électrique optimale et la puissance du rayonnement incident, il peut servir à évaluer les performances du module.

7. Facteur de forme : Ce paramètre correspond au rapport entre la puissance optimale (P_m) et la puissance maximale théorique de la cellule, il peut également être utilisé pour évaluer les performances du module.

I.4.5.1 Tension de circuit ouvert V_{co}

La tension de circuit ouvert (V_{co}) correspond à la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne traverse la cellule, c'est-à-dire en l'absence de charge connectée, elle est influencée par la barrière d'énergie et la résistance de shunt, cette tension diminue avec l'augmentation de la température et reste relativement stable face aux variations de l'intensité lumineuse. En supposant que la résistance shunt (R_{sh}) est suffisamment grande, on peut obtenir une relation pour la tension de circuit ouvert. V_{co} peut être exprimée par la relation [32] :

$$V_{co} = \frac{AKT}{q} \ln \left(\frac{I_{PH}}{I_0} + 1 \right) \quad (I.06)$$

I.4.5.2 Courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit (I_{cc}) est obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule, ce qui équivaut à fixer la tension à zéro dans le schéma équivalent de la cellule, ce courant augmente de manière linéaire avec l'intensité d'illumination de la cellule et est influencé par plusieurs facteurs, tels que la surface exposée, la longueur d'onde du rayonnement, la mobilité des porteurs de charge et la température. Une équation générale pour le courant de court-circuit peut être exprimée comme suit :

$$I_{cc} = I_{PH} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + I_{cc}R_s)}{AKT} \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I_{cc}}{R_{sh}} \quad (I.07)$$

I.4.5.3 La puissance d'une cellule PV

La puissance de sortie d'une cellule photovoltaïque (PV) est la puissance électrique disponible aux bornes de la cellule dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes, telles que l'éclairement solaire et la température, cette puissance correspond au produit du courant continu fourni (I) par la tension continue appliquée (V). Mathématiquement, cela peut être exprimé par la formule suivante [31]:

$$P = V * I \quad (I.08)$$

Avec :

P : Puissance relevée aux bornes de la cellule PV.

V : Tension relevée aux bornes de la cellule PV.

I : Intensité relevée aux bornes de la cellule PV

Cette équation montre que la puissance caractéristique dépend à la fois du courant et de la tension fournis par la cellule PV. En d'autres termes, elle représente la capacité de la cellule à convertir l'énergie solaire en énergie électrique dans des conditions spécifiques.

I.4.5.4 Le facteur de forme

Le facteur de forme (FF) est défini comme le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule PV (P_{max}) et le produit du courant de court-circuit (I_{cc}) par la tension de circuit ouvert (V_{co}), ce qui représente la puissance maximale d'une cellule idéale. Mathématiquement, le facteur de forme est exprimé comme suit :

$$FF = \frac{P_{max}}{(V_{co} \cdot I_{CC})} \quad (I.09)$$

Ou :

P_{max} : Puissance maximale de la cellule PV

Le facteur de forme est un indicateur de l'efficacité d'une cellule photovoltaïque dans la conversion de l'énergie solaire en électricité, il représente la qualité de la courbe de puissance-voltage (P-V) de la cellule, et un facteur de forme élevé indique une meilleure performance de la cellule dans la production d'électricité [33].

I.4.5.5 Rendement :

Le rendement des cellules photovoltaïques (η) désigne le rendement de conversion de l'énergie lumineuse en puissance électrique, il est défini comme le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule photovoltaïque (P_{max}) et la puissance du rayonnement lumineux incident. Mathématiquement le rendement des cellules PV est exprimé comme suit :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_m} \quad (I.10)$$

Le rendement des cellules PV est une mesure importante de leur efficacité à convertir l'énergie lumineuse en électricité, un rendement élevé indique une meilleure performance ainsi qu'une exploitation plus efficace de l'énergie solaire par la cellule photovoltaïque [33].

I.4.6 Le regroupement des cellules PV :

I.4.6.1 Le regroupement en série :

En série consiste à associer un nombre (N_s) de cellules en série afin d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV), dans ce cas, les cellules sont parcourues par un courant identique, et la caractéristique résultante du regroupement en série est obtenue en additionnant les tensions individuelles de chaque cellule [33]. Cette configuration est illustrée dans la figure I.09.

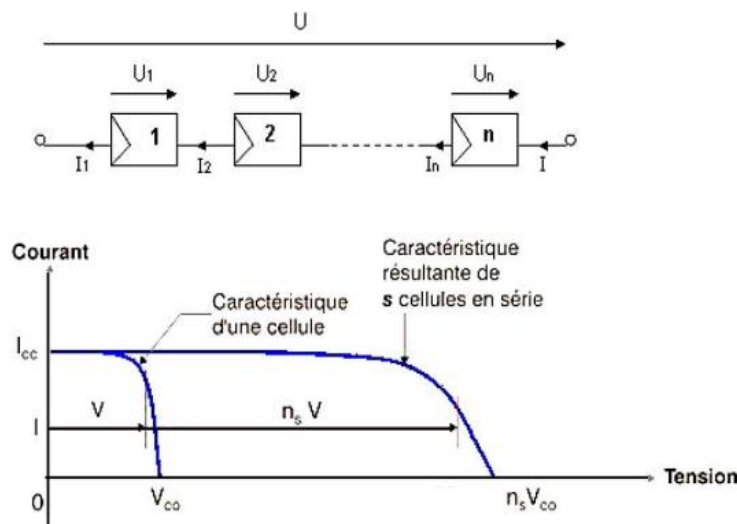


Figure I.09. L'assemblage de modules solaires en série

$$U = N_s \cdot V_{module} \quad (I.11)$$

$$I = I_{module} \quad (I.12)$$

Ou

V_{module} : la tension de chaque module

I_{module} : le courant de chaque module

N_s : nombre du module en série

I.4.6.2 Le regroupement en parallèle :

L'assemblage en parallèle des cellules génère un courant égal à la somme des courants individuels, tout en maintenant une tension équivalente à celle d'une seule cellule [33]. La caractéristique d'un ensemble de N_p modules solaires connectés en parallèle est illustrée par la figure I.10

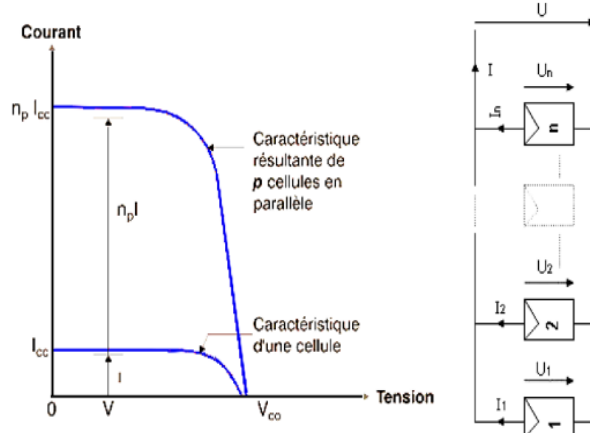


Figure I.10. L'assemblage de modules solaires en parallèle

$$I = N_p \cdot I_{module} \tag{I-13}$$

$$U = U_{module} \tag{I.14}$$

Ou

N_p ; nombre du module parallèle

I.4.6.3 Le regroupement mixte :

Lorsqu'une application requiert une augmentation à la fois du courant et de la tension fournis par les cellules solaires, on opte pour un regroupement mixte ou série-parallèle, dans ce cas, on parle de modules et de panneaux solaires, un panneau solaire est essentiellement un ensemble de modules disposés selon un montage mixte, chaque module étant lui-même constitué d'un ensemble de cellules généralement montées en série, une approche courante consiste à utiliser un assemblage de N_c cellules similaires en série sur un module, avec N_{sp} branches en parallèle, et N_{ms} modules par branche. La courbe de fonctionnement de cette association ressemble à celle de la cellule de base, mais avec des échelles modifiées sur les deux axes [34].

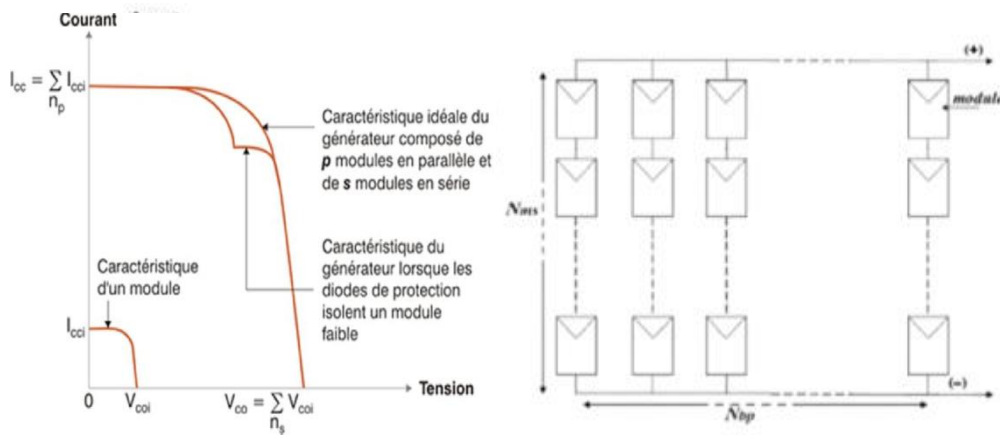


Figure I.11. L'association mixte de modules solaires.

$$U = N_s \cdot V_{module} \tag{I.15}$$

$$I = N_p \cdot I_{string} \quad (\text{I.16})$$

Ou

I_{string} : le courant de chaque string

I.4.7 Influence de l'éclairement et la température :

Les variations imprévisibles des conditions météorologiques, telles que l'éclairement solaire et la température, ont un impact direct sur le fonctionnement des modules photovoltaïques. Les figures I.12, I.13, I.14 et I.15 montrent de façon explicite l'influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques électriques externes, notamment le courant, la tension et la puissance.

Les figures I.12 et I.13 illustrent les relations entre le courant-tension, la puissance-tension d'un module solaire photovoltaïque en fonction de l'intensité lumineuse, avec une température constante. Il est observé que la tension maximale V_{max} associée à la puissance maximale reste relativement stable indépendamment de l'intensité lumineuse, tandis que le courant maximal I_{max} augmente considérablement avec l'intensité lumineuse.

L'impact de la température constitue un facteur déterminant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques, car les propriétés électriques d'un semi-conducteur réagissent de manière significative aux variations de température [35].

Les figures I.14 et I.15 présentent les courbes courant-tension et puissance-tension d'un module solaire en fonction de la température, à éclairement constant. Il est constaté qu'une augmentation de la température entraîne une diminution de la tension en circuit ouvert ainsi qu'une réduction de la puissance maximale.

Les panneaux solaires photovoltaïques sont constitués d'une combinaison de cellules photovoltaïques, généralement, les modules sont connectés en série pour augmenter la tension et en parallèle pour accroître le courant. Pour obtenir une tension plus élevée que celle d'un seul panneau, les panneaux photovoltaïques sont également montés en série. En revanche, pour augmenter l'intensité, ils sont montés en dérivation [36].

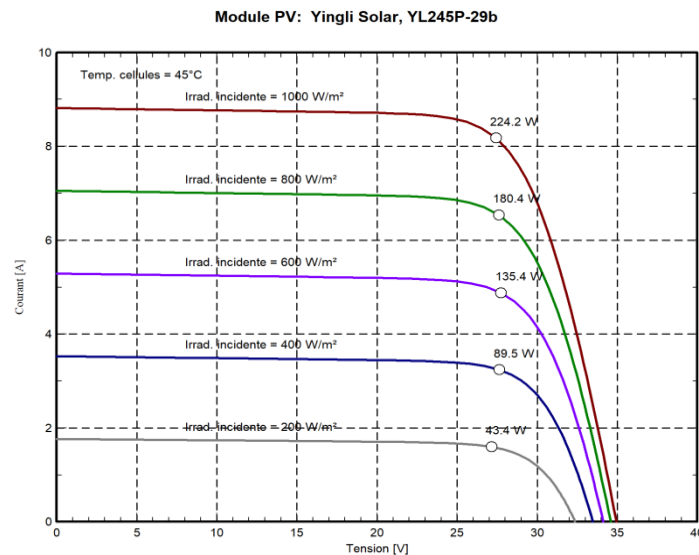


Figure I.12. Influence de l'ensoleillement sur caractéristiques I-V.

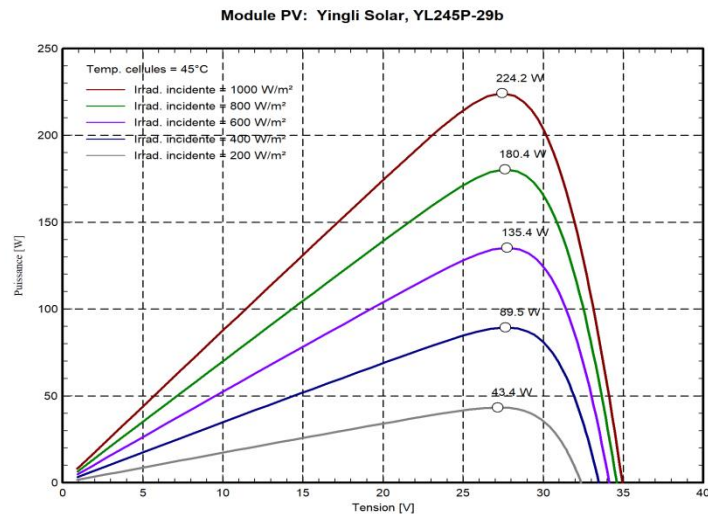


Figure I.13. Influence de l'ensoleillement sur caractéristiques P-V.

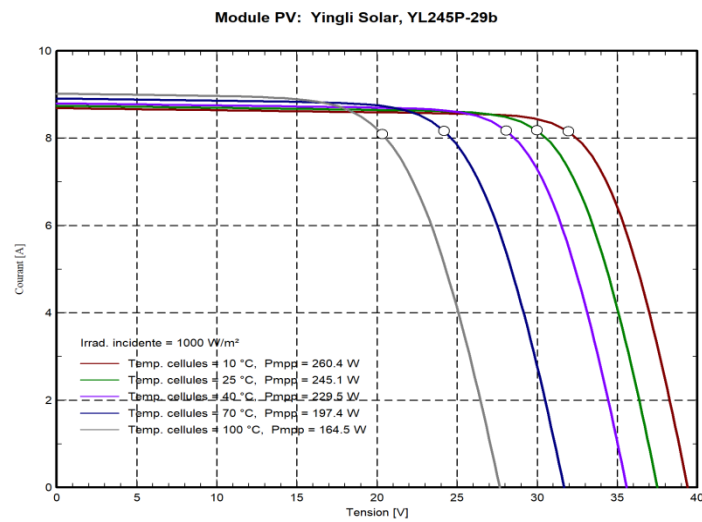


Figure I.14. Influence de la température sur caractéristiques I-V.

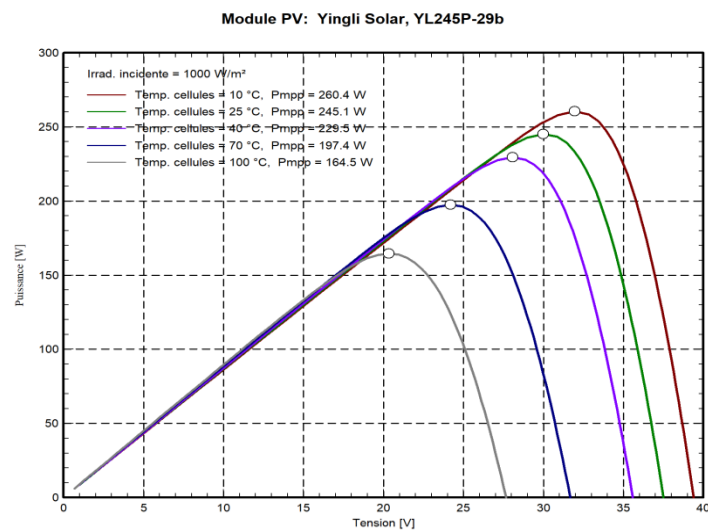


Figure I.15. Influence de la température sur caractéristiques P-V.

1.4.8 Effet de la résistance série :

La résistance série, bien que généralement très faible, influence la pente de la caractéristique courant-tension (I-V) là où la cellule photovoltaïque fonctionne comme un générateur de tension (voir figure 1.16). Cependant, elle n'affecte pas la tension de circuit ouvert (V_{co}). La valeur de la résistance série dépend de plusieurs facteurs :

- La résistivité du matériau semi-conducteur utilisé dans la cellule.
- Les résistances de contact des électrodes.
- La résistance de la grille collectrice, qui a pour rôle de transporter le courant généré.

Ces éléments combinés déterminent la résistance série totale de la cellule, influençant ainsi ses performances électriques sous différentes conditions d'éclairement solaire.

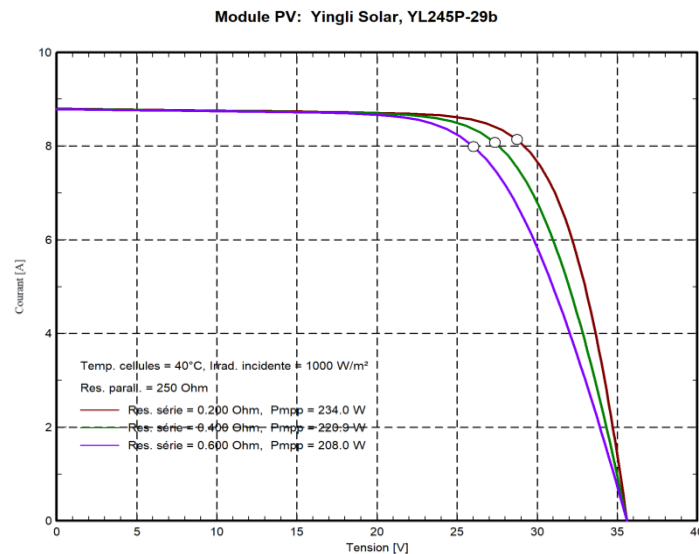


Figure I.16. Effet de la résistance série sur caractéristiques I-V.

1.4.9 Impact de la résistance shunt :

La résistance shunt dans une cellule photovoltaïque agit principalement comme une conductance de fuite, ce qui signifie qu'elle introduit un courant additionnel directement proportionnel à la tension générée, en plus du courant de la diode. Généralement, la résistance shunt est extrêmement grande. Cependant, si cette résistance diminue, cela se traduit par une légère pente près du point de courant de court-circuit sur la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque (voir figure 1.17).

Une résistance shunt très basse affecte considérablement la tension de circuit ouvert (V_{co}) de la cellule. En effet une cellule photovoltaïque avec une résistance shunt insuffisamment élevée ne parviendra pas à maintenir une tension appropriée sous un faible éclairement solaire, cela peut réduire la capacité de la cellule à produire une tension stable et à fournir une puissance électrique optimale dans des conditions de luminosité réduite [36].

En résumé, bien que la résistance shunt soit généralement élevée, sa diminution peut affecter négativement la performance globale de la cellule photovoltaïque, notamment en ce qui concerne sa capacité à générer une tension suffisante sous des niveaux d'éclairement solaire bas.

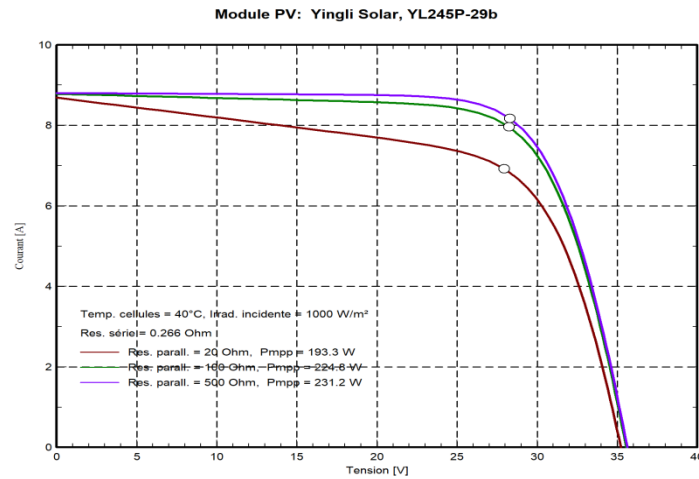


Figure I.17. Effet de la résistance shunt sur caractéristiques I-V

I.4.10 Effet de l'ombrage :

Les cellules dans un module peuvent devenir ombragées ou endommagées, ce qui les rend incapables de générer le même courant que les autres cellules, cela entraîne un déséquilibre entre les cellules, lorsqu'une cellule dans une série est ombragée, le courant généré par cette cellule limite la sortie de courant possible du module étant donné que le courant dans les cellules qui ne sont pas ombragées est plus élevé que la sortie de courant, la diode dans le circuit des cellules (voir Figure I.18) devient polarisée en avant et un courant de diode circule. En cas de court-circuit, la diode dans la cellule ombragée doit être polarisée en inverse avec une magnitude égale à celle de la diode polarisée en avant, pour garantir un équilibre de tension, cela transformera la cellule ombragée en dissipateur de courant, capable de générer de la chaleur. Le résultat peut être un point chaud qui peut endommager la cellule [37]. Les déséquilibres entre les cellules diminueront également la tension de circuit ouvert, V_{co} , mais pour un module composé d'une grande série de cellules (typiquement 36 à 60 cellules), la V_{co} est seulement légèrement réduite la limitation du courant de sortie est ce qui réduira la puissance de sortie pour un module

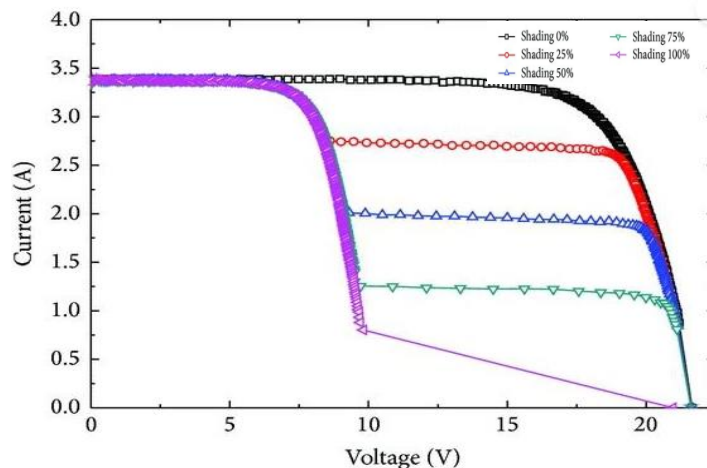


Figure I.18. Effet de l'ombrage sur caractéristiques I-V

Le courant généré par une cellule photovoltaïque est ombragée, est donné par l'équation suivante [37]:

$$I_{CComb} = (1 - f) \cdot I_{CC} \quad (I.17)$$

Ou

I_{CComb} : courant de court circuit lorsque la cellule est ombrage

f : est fraction de la lumière

La tension générée par une cellule ombragée V_{PVomb} , la tension est donnée par :

$$V_{PVomb} = V_{OC} - \frac{I_{PVomb}}{A} \cdot R_s \quad (I.18)$$

La puissance totale du module sous ombrage est donc :

$$P_{PVomb} = I_{PVomb} \cdot V_{PVomb} \quad (I.19)$$

Ces équations montrent que l'ombrage peut avoir un effet significatif sur les performances des modules PV, la réduction du courant de court-circuit et de la puissance générée ainsi que les effets des points chauds et des diodes bypass, doivent être pris en compte dans la conception et l'optimisation des systèmes solaires. L'intégration de micro-onduleurs ou d'optimiseurs de puissance, évoquée précédemment, permet de réduire ces effets [38].

I.4.11 Dégradation des Modules :

Dans la plupart des systèmes de génération électrique, la principale source de problèmes de fiabilité réside dans les pièces mobiles, les générateurs photovoltaïques n'ont pas d'éléments mobiles, donc la durée de vie opérationnelle dépend du matériau des panneaux ainsi que de la stabilité et de la résistance à la corrosion des matériaux lors de l'achat d'un module, le fabricant garantit une performance jusqu'à 25 ans [39]. Néanmoins, les modules peuvent présenter une réduction de la puissance de sortie ou une défaillance en raison de plusieurs modes de défaillance et mécanismes de dégradation, ces mécanismes sont principalement liés à l'infiltration d'eau ou au stress thermique [39].

La connaissance du taux de dégradation des modules photovoltaïques utilisés dans les systèmes peut permettre des prédictions précises de la production d'énergie pour la durée de vie des systèmes, le taux de dégradation est également important sur le plan financier, car des taux de dégradation élevés entraînent une production d'énergie moindre et des coûts accrus pour l'exploitation et la maintenance, ce qui conduit à une réduction des flux de trésorerie futurs [39].

Tous les modules photovoltaïques verront leurs performances diminuer au fil du temps, mais le taux de dégradation varie selon les modules, il est donc préférable de choisir ceux ayant un faible taux de dégradation une fois le module sélectionné, quelques mesures peuvent être prises pour protéger contre la dégradation et garantir des performances optimales. Il est essentiel de manipuler les modules avec soin lors de l'installation pour éviter tout dommage, car une mauvaise manipulation peut accélérer la dégradation, un nettoyage et un entretien réguliers sont également importants, les conditions météorologiques garantissent généralement des périodes de pluie régulières, ce qui nettoie les modules de la poussière. Toutefois, dans certains cas, l'encrassement peut nécessiter un nettoyage supplémentaire pour prévenir l'ombrage partiel.

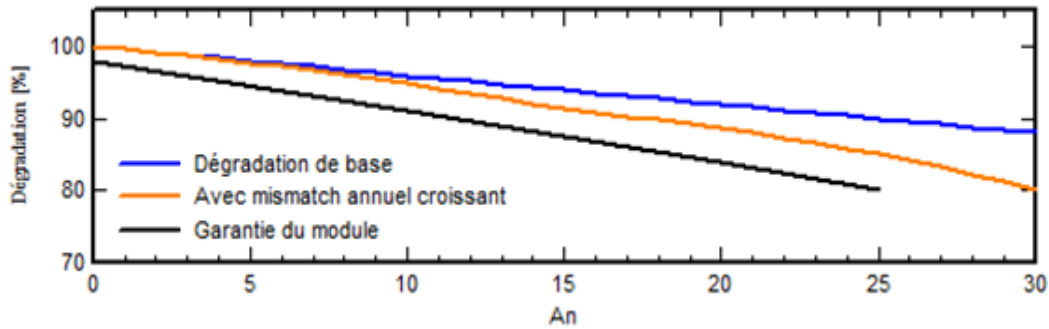


Figure I.19. Dégradation du Module

L'un des modèles les plus simples pour représenter la dégradation des cellules PV est le modèle exponentiel, où la puissance délivrée par la cellule diminue exponentiellement avec le temps.

L'équation générale du modèle est la suivante [39] :

$$P(t) = P_0 \cdot e^{-\lambda t} \quad (\text{I.20})$$

Où

$P(t)$ est la puissance de sortie à un instant t .

P_0 est la puissance de sortie initiale.

λ est le taux de dégradation (exprimé en pourcentage par an).

t est le temps en années.

Cette équation suppose une dégradation continue et uniforme de la cellule au fil du temps.

Dans certains cas, la dégradation peut être approximée par un modèle linéaire, notamment lorsque les mécanismes de dégradation sont plus constants dans le temps. Le modèle linéaire peut être exprimé par l'équation suivante [39] [40] :

$$P(t) = P_0 - \beta \cdot t \quad (\text{I.21})$$

Où β est le taux de dégradation linéaire, exprimé en termes de puissance perdue par an

Dans des cas plus complexes, la dégradation des cellules photovoltaïques peut suivre un modèle combiné, avec une phase initiale de dégradation rapide (exponentielle), suivie d'une phase plus stable (linéaire). Un tel modèle peut être décrit par [39] [41] :

$$P(t) = P_0 \cdot e^{-\lambda t} - \beta \cdot t \quad (\text{I.22})$$

Ce modèle combine à la fois les effets exponentiels d'une dégradation initiale rapide, par exemple due à la dégradation induite par la lumière (LID, Light Induced Degradation), et un déclin linéaire plus lent dû à des facteurs comme la corrosion ou l'usure mécanique.

Un autre modèle pertinent pour la dégradation des cellules PV prend en compte les effets thermiques, où les cycles thermiques provoquent une dégradation progressive des composants de la cellule. Ce modèle suit souvent une loi de type fatigue, similaire aux matériaux soumis à des cycles de charge [39] [40] :

$$P(t) = P_0 \cdot \left(1 - \frac{t}{N_f}\right)^n \quad (\text{I.23})$$

Où

N_f est le nombre de cycles de fatigue jusqu'à la défaillance.

n est un facteur dépendant du matériau.

I.4.12 Efficacité de cellule solaire :

L'efficacité d'une cellule solaire dépend du matériau et du type de cellule solaire, une efficacité typique pour une cellule solaire en silicium se situe entre 15 et 22 % [50].

Lors de tests de modules PV, des Conditions de Test Standard (CTS) sont utilisées. Cela signifie :

Les cellules solaires fonctionnent rarement sous CTS, la courbe IV d'une cellule PV dépend directement de l'irradiance et de la température. En une journée, l'irradiance peut varier plus que la température. Lorsque l'irradiance est réduite de moitié, la puissance de sortie résultante est également réduite de moitié.

La tension de circuit ouvert et l'efficacité d'une cellule solaire dépendent de la température, comme le montrent les équations I.06 et I.10, apparemment, d'après l'équation I.06, V_{co} augmente avec la température, cependant, le courant de saturation inverse, I_s , augmente avec la température, et l'effet est que V_{co} diminue avec une température accrue. Ainsi, une augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert et, par conséquent, une diminution de l'efficacité les cellules PV fonctionnent donc mieux dans des conditions froides que chaudes, avec la même irradiance.

Lorsqu'une cellule solaire est éclairée, seulement environ 10 à 20 % de l'irradiance solaire est absorbée par la cellule solaire, une partie de l'irradiance supplémentaire sera convertie en chaleur, entraînant le chauffage de la cellule solaire, selon la tension de circuit ouvert diminue de 2,3 mV par Kelvin pour une cellule solaire en silicium, cela correspond à un coefficient de température de -0,4 % V/K [42].

Étant donné que toute l'énergie frappant la cellule solaire n'est pas convertie en électricité, les cellules solaires se réchauffent lorsqu'elles sont irradiées, la température d'une cellule est estimée par la formule I.24 où G est l'irradiance (kW/m^2), T_{cell} et T_{amb} sont les températures de la cellule et de l'ambiante ($^{\circ}\text{C}$), respectivement, la Température Cellule de Fonctionnement nominale (NOCT) est la température de la cellule attendue à 20°C avec une irradiance de 800W/m^2 et une vitesse du vent de 1 m/s. Il s'agit d'un paramètre fourni par le fabricant de module PV. La puissance de sortie (P_{out}) d'un module dépend de la température selon l'équation I.25, où TC est le coefficient de température (%W/K) qui définit de combien la puissance maximale du module est réduite pour chaque degré au-dessus de 25°C . Lorsque la température de la cellule augmente, la puissance de sortie d'un module diminue les pertes de puissance dues aux températures élevées peuvent être un gros problème dans les climats chauds. C'est pour cette raison que l'efficacité d'un système photovoltaïque est généralement plus élevée dans les climats froids et les régions nordiques [42].

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{0.8} \cdot G \quad (\text{I.24})$$

$$P_{out} = P_{rated} \cdot (1 - TC(T_{cell} - T_{amb})) \quad (\text{I.25})$$

Différentes technologies de cellules photovoltaïques sont actuellement exploitées, Toutes sont basées sur les propriétés photoélectriques des matériaux semi-conducteurs. Pour avoir une vue d'ensemble de ces technologies en termes de progression de leur efficacité grâce aux avancées technologiques apportées, la figure I.20 présente une comparaison des principales familles ainsi que leur évolution passée et actuelle le choix d'une technologie repose sur un équilibre entre le rendement énergétique, l'encombrement et le coût. Plusieurs grandes familles de cellules photovoltaïques peuvent être distinguées selon les technologies utilisées :

- La filière Silicium : C'est actuellement la plus couramment utilisée, depuis les années 50. Elle offre actuellement l'un des meilleurs compromis entre rendement énergétique et coût. On peut distinguer plusieurs technologies de modules selon la méthode de synthèse du matériau silicium.

- Le silicium monocristallin : Cette variante de silicium se distingue par sa haute pureté, si le cristal est fabriqué selon la méthode de Czochralsky, la structure cristalline est homogène et sans défauts pour atteindre ce niveau de pureté, le processus de fabrication est complexe et nécessite une quantité importante d'énergie. Les taux de conversion obtenus comptent parmi les plus élevés de la filière silicium [42].
- Le silicium polycristallin : La qualité du réseau cristallin est inférieure à celle du silicium monocristallin, les rendements de conversion obtenus sont donc réduits, mais le coût de fabrication de ces cellules est également moins élevé.
- Les filières dites « Couches Minces » : Les technologies à couches minces s'appuient sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, permettant ainsi d'optimiser la conversion de l'énergie lumineuse. Parmi les principales filières, on retrouve :
 - Le silicium amorphe (a-Si) : Son utilisation sous forme amorphe remonte aux années 1970. Appliqué en couches minces, il permet de réduire les coûts de production, rendant cette technologie plus abordable et compétitive face aux autres filières photovoltaïques.
 - Le tellure de cadmium (CdTe) : Cette technologie offre un rendement de conversion supérieur à celui du silicium amorphe. Toutefois, son déploiement à grande échelle est limité par la toxicité du cadmium, ce qui pose des défis environnementaux et réglementaires.
 - Le cuivre indium sélénium (CIS) : Bien que plus complexe à produire, cette filière présente un fort potentiel de développement, avec des rendements atteignant jusqu'à 20 % en laboratoire. Cependant, la disponibilité limitée des matériaux nécessaires constitue un frein à son expansion massive.

En parallèle, d'autres technologies émergentes, comme les matériaux organiques, les nano cristaux ou les cellules à structures multi-jonctions, ouvrent la voie à des performances prometteuses. Actuellement en phase de recherche, elles pourraient représenter des solutions innovantes pour l'avenir du photovoltaïque [43].

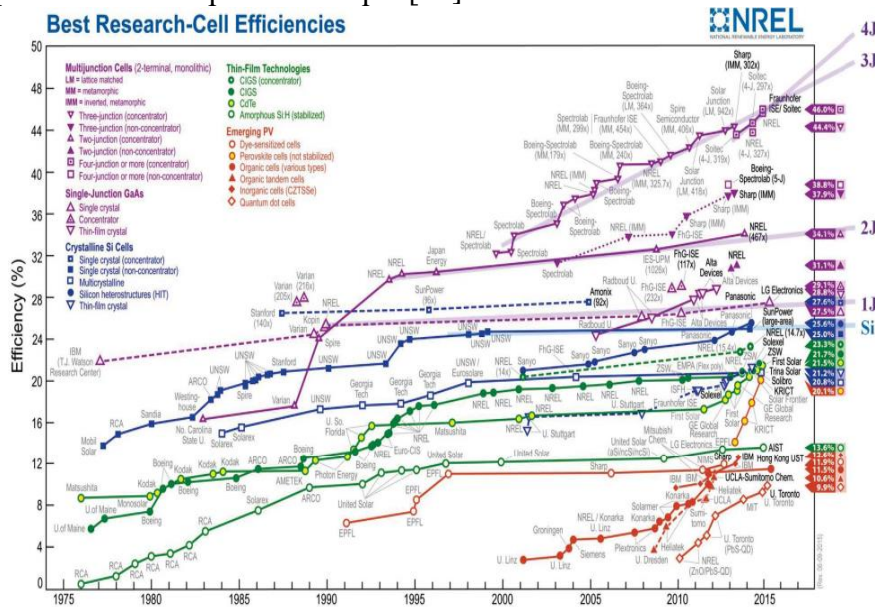


Figure I.20. L'évolution historique des rendements record des cellules photovoltaïques, classés par type [44].

I.4.13 Protection des modules photovoltaïques :

Pour garantir une durée de vie adéquate d'une installation photovoltaïque conçue pour générer de l'électricité pendant de nombreuses années, il est essentiel de mettre en place des mesures de maintenance et de protection appropriées, des dispositifs de protection électrique

doivent être intégrés aux modules commerciaux, cela permet d'éviter les défaillances critiques résultant de l'association des cellules en série et des panneaux en parallèle [45] [46]. À cet effet, deux types de protections courantes sont fréquemment mises en œuvre dans les installations modernes (Voir figure I.21).

- Diode anti-retour : Cette diode empêche le passage d'un courant négatif dans les générateurs photovoltaïques, ce phénomène peut se produire lorsque plusieurs modules sont reliés en parallèle ou lorsqu'une charge, en connexion directe, passe du mode récepteur au mode générateur, comme c'est le cas avec une batterie.

- Diode by-pass: Les cellules d'un module sont regroupées en plusieurs ensembles, puis chaque ensemble est raccordé en antiparallèle avec une diode, communément appelée diode de dérivation ou diode by-pass cette diode protège les cellules contre le fonctionnement en opposé.

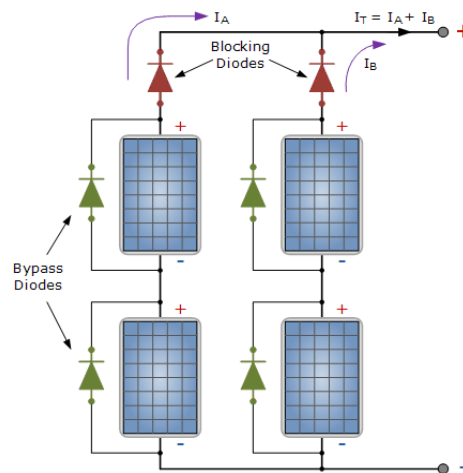


Figure I.21. Les diodes de protection du module photovoltaïque

I.5 Panneaux photovoltaïques :

Les panneaux photovoltaïques sont des assemblages de modules photovoltaïques généralement montés en série pour obtenir une tension plus élevée, si l'on souhaite obtenir une tension supérieure à celle d'un seul panneau, les panneaux sont montés en série. En revanche, pour augmenter l'intensité, ils sont montés en dérivation [42]. Les panneaux solaires les plus répandus affichent une puissance crête comprise entre 40 et 500 Wc (Watt-crête).

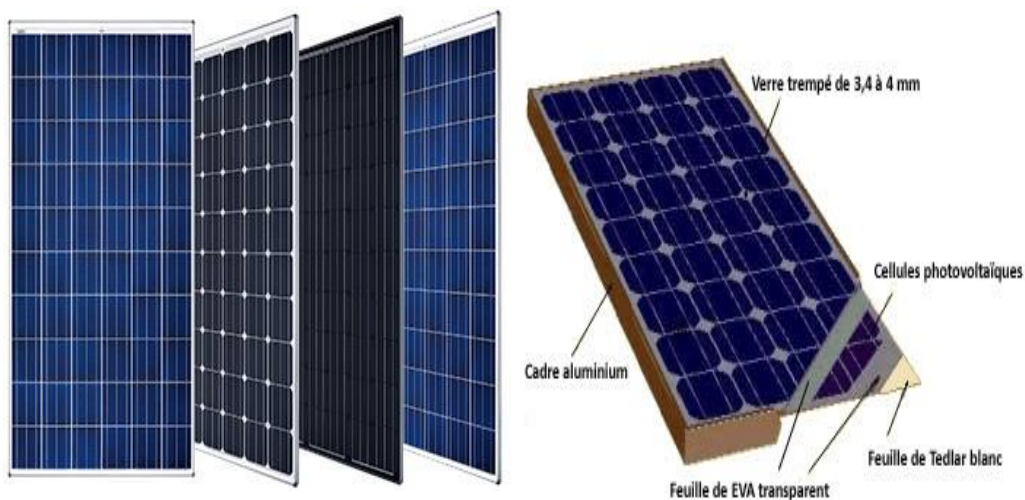


Figure I.22. Les panneaux photovoltaïques

I.6 Le champ photovoltaïque :

Un groupement de plusieurs panneaux photovoltaïques constitue ce que l'on désigne par un champ photovoltaïque, l'emplacement de ce champ doit répondre à plusieurs contraintes pour assurer une performance optimale [42]:

- Exposition au rayonnement solaire toute la journée et toute l'année.
- Orientation des panneaux : Dans l'hémisphère Nord, ils doivent être orientés au sud, et au nord dans l'hémisphère Sud. Ils doivent être inclinés pour être perpendiculaires aux rayons lumineux autant que possible.
- Accès facile pour le nettoyage des panneaux.
- Proximité des régulateurs, du stockage et des récepteurs.
- Fixations solides pour résister aux vents : Les modules sont typiquement installés au sol, sur les toits ou sur les façades.

Assurer ces conditions permet de maximiser l'efficacité énergétique et la durabilité des installations photovoltaïques, en optimisant la capture de l'énergie solaire et en facilitant l'entretien régulier des panneaux.



Figure I.23. Le champ photovoltaïque

I.7 Avantages et Inconvénients des systèmes d'énergie solaire :

Les systèmes d'énergie solaire jouent un rôle de plus en plus important dans la transition énergétique mondiale. Ils offrent une alternative durable aux sources d'énergie fossiles traditionnelles. Cependant, comme toute technologie, ils offrent à la fois des avantages et des inconvénients qu'il est essentiel de prendre en compte.

I.7.1 Avantages :

1. Source d'énergie renouvelable et durable : L'énergie solaire est une source inépuisable, contrairement aux combustibles fossiles qui sont limités, elle est disponible dans la plupart des régions du monde et elle peut être utilisée tout au long de l'année, en fonction des variations climatiques [45].
2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre : Les systèmes solaires produisent de l'électricité sans émettre de dioxyde de carbone ou d'autres gaz à effet de serre, participant ainsi à la lutte contre le réchauffement climatique [46].
3. Diminution de la dépendance énergétique : L'adoption de l'énergie solaire permet aux pays de diminuer leur dépendance aux importations de combustibles fossiles, améliorant ainsi leur sécurité énergétique et leur autonomie [47].
4. Coûts opérationnels faibles : Une fois installés, les systèmes solaires nécessitent peu de maintenance et ont des coûts opérationnels faibles, ce qui les rend économiquement avantageux sur le long terme [48].

5. Création d'emplois et développement économique : Le secteur de l'énergie solaire génère des opportunités d'emploi dans les secteurs de la fabrication, de l'installation et de la maintenance, stimulant ainsi l'économie locale et nationale [49].

6. Flexibilité d'installation : Les panneaux solaires peuvent être installés dans une variété d'endroits, y compris sur les toits des bâtiments, dans les zones rurales et même sur les surfaces d'eau, offrant une grande flexibilité d'utilisation [50].

I.7.2 Inconvénients :

1. Dépendance aux conditions météorologiques : La production d'énergie solaire est fortement influencée par les conditions climatiques et l'ensoleillement, les jours nuageux ou les périodes nocturnes réduisent la production d'énergie, nécessitant des solutions de stockage ou des sources d'énergie complémentaires [51].

2. Coûts initiaux élevés : L'installation de systèmes solaires peut être coûteuse en raison des dépenses liées à l'achat des panneaux, des onduleurs et des infrastructures associées, ce qui peut constituer une barrière pour certains consommateurs et pays en développement [52].

3. Occupation de l'espace : Les centrales solaires à grande échelle nécessitent de vastes surfaces terrestres, ce qui peut entraîner des conflits d'utilisation des terres et des impacts sur les écosystèmes locaux [53].

4. Conséquences environnementales de la production et du recyclage des panneaux photovoltaïques : La fabrication de panneaux solaires nécessite l'utilisation de matériaux potentiellement toxiques et de procédés énergivores, en outre, le recyclage des panneaux en fin de vie présente des défis environnementaux supplémentaires [49].

5. Efficacité énergétique limitée : Malgré les avancées technologiques, l'efficacité de conversion de l'énergie solaire en électricité reste relativement faible comparée à d'autres sources d'énergie, ce qui nécessite l'installation de plus de panneaux pour répondre à la demande énergétique [54].

6. Problèmes de stockage de l'énergie : Le stockage de l'énergie solaire pour une utilisation ultérieure nécessite des batteries ou d'autres technologies de stockage, qui peuvent être coûteuses et présenter des limitations en termes de performance et de durée de vie [55].

I.8 Systèmes PV connectés au réseau :

Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau sont illustrés dans la Figure I.24. Ces systèmes se composent principalement de matrices de panneaux photovoltaïques qui convertissent la lumière du soleil en courant continu (DC), et d'une unité de conditionnement de puissance qui transforme le courant continu en courant alternatif (AC). L'énergie électrique en courant alternatif ainsi générée est ensuite soit injectée dans le réseau électrique, soit utilisée par des charges locales, dans certains cas, des dispositifs de stockage sont intégrés pour améliorer la disponibilité de l'énergie produite par le système PV, les sections suivantes apportent des précisions sur les divers éléments du système photovoltaïque et examinent les recherches récentes associées.

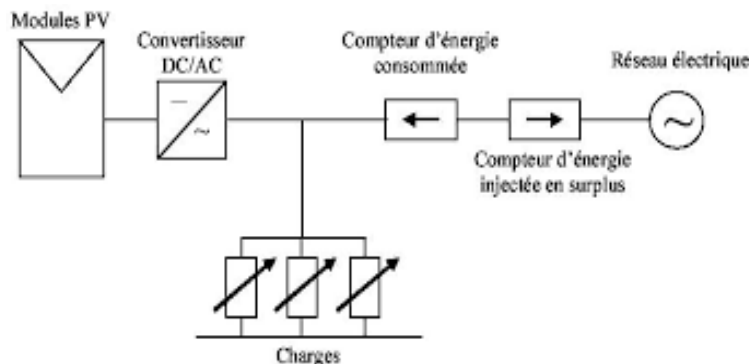


Figure I.24. Schéma d'une installation PV raccordée au réseau

Une installation photovoltaïque est composée de panneaux solaires, qui à leur tour sont constitués de cellules photovoltaïques, généralement fabriquées à partir de silicium. Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en fonction de leur taille [56] :

- **Petites centrales (1 à 10 kW)** : Principalement utilisées pour des installations sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles et les parkings, elles sont raccordées au réseau basse tension.
- **Centrales de taille intermédiaire (10 à 100 kW)** : Intégrées aux bâtiments, que ce soit sur les toits ou les façades, elles se connectent au réseau basse tension (BT) ou haute tension (HT) en fonction de leur puissance.
- **Grandes centrales (plus de 500 kW)** : Installées au sol, ces infrastructures sont généralement reliées au réseau haute tension.

Les convertisseurs statiques jouent un rôle essentiel dans les systèmes photovoltaïques, assurant le contrôle et la conversion de l'énergie électrique.

I.9 Type de système photovoltaïque raccordé au réseau :

I.9.1 Systèmes PV raccordés au réseau basse tension :

Selon la puissance totale des onduleurs, les systèmes photovoltaïques peuvent être raccordés au réseau basse tension [57].



Figure I.25. Systèmes PV raccordés au réseau basse tension

Dans les habitations individuelles, un système photovoltaïque raccordé au réseau vise principalement à contribuer à la génération d'électricité renouvelable, l'électricité générée par les panneaux solaires est directement utilisée par les appareils domestiques, tout surplus de production non consommé instantanément est réinjecté dans le réseau électrique [58].

Afin de favoriser l'intégration des énergies solaires, notamment le photovoltaïque, les mesures les plus répandues consistent soit à imposer au gérant du réseau de proposer des tarifs d'achat attractifs pour l'énergie solaire afin d'améliorer sa compétitivité, soit à accorder des subventions directes aux particuliers afin de diminuer le coût initial de l'investissement [59].

I.9.2 Systèmes PV raccordés au réseau haut tension :

Si la puissance d'une installation photovoltaïque excède 250 kVA, son raccordement au réseau haute tension est requis [57].

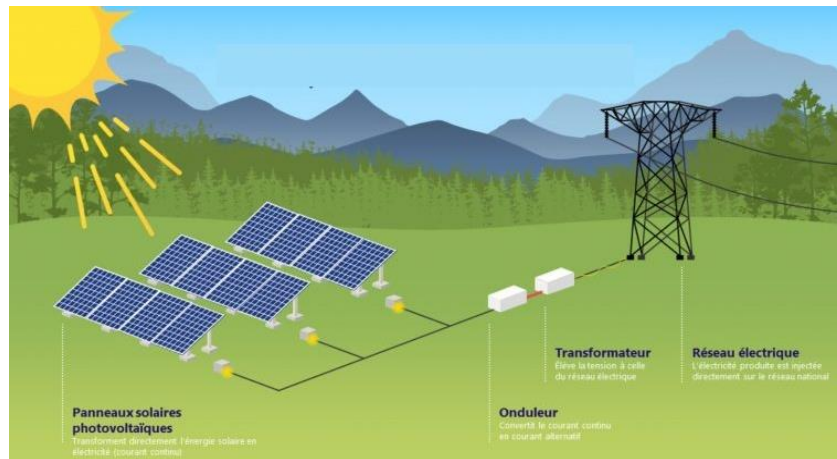


Figure II.26. Systèmes PV raccordés au réseau haut tension.

L'installation photovoltaïque dépasse 250 kVA, son raccordement au réseau haute tension (HTA) est indispensable. Cette connexion requiert l'installation d'un poste de livraison comprenant les éléments suivants :

- Cellules HTA sous enveloppe métallique avec un dispositif de coupure générale.
- Système de comptage à installer (BT ou HTA).
- Équipements de protection contre les courts-circuits et les défauts homopolaires.
- Mécanisme de protection de découplage.
- Sources auxiliaires.
- Prises de terre et conducteurs de protection.

I.10 Composants des systèmes photovoltaïques connectés au réseau :

I.10.1 Générateur photovoltaïque :

Un générateur PV désigne un ensemble de modules solaires interconnectés qui convertissent l'énergie solaire en électricité, dans une installation photovoltaïque connectée au réseau, ce générateur PV joue un rôle clé en transformant la lumière du soleil en DC, lequel est ensuite transformé en AC par un onduleur afin de pouvoir être injecté dans le réseau électrique. Ce type d'installation permet ainsi de diminuer la dépendance aux énergies fossiles tout en contribuant à la transition vers des énergies renouvelables [60]. Selon, l'efficacité d'une installation PV dépend de divers facteurs, notamment l'irradiation solaire, la température des modules et les pertes électriques dans le système.

I.10.1.1 Critères de choix de générateur PV :

1. Caractéristiques Techniques :

- **Puissance Nominale (kWc) :** La puissance nominale d'un générateur PV est déterminée par la somme des puissances des modules qui le composent [61].

- **Efficacité des Modules :** L'efficacité des modules photovoltaïques, exprimée en pourcentage, détermine la quantité de lumière solaire convertie en électricité, les modules à haute efficacité sont préférables pour des surfaces limitées [62].

- **Température de Fonctionnement :** Les performances des modules PV sont influencées par la température, le coefficient de température indique la variation de la puissance en fonction de la température des modules avec un coefficient de température plus bas sont préférables dans les environnements chauds [63].

- **Durabilité et Longévité :** La longévité des modules, généralement estimée entre 25 et 30 ans, et la garantie offerte par le fabricant sont des critères importants, la robustesse face aux conditions météorologiques extrêmes (vent, grêle, humidité) doit aussi être évaluée [64].

- **Technologie des Modules** : Différentes technologies existent, telles que le silicium cristallin (monocristallin, polycristallin) et les couches minces (CdTe, CIGS). Le choix dépend des contraintes d'espace, du budget et de l'environnement d'installation [65].

2. Critères Économiques :

- Coût d'Investissement Initial : Comprend le prix des modules PV, de l'onduleur, des structures de montage et de l'installation, un coût plus élevé peut être justifié par un rendement supérieur ou une durée de vie plus longue [61].

- Retour sur Investissement (ROI) : La période requise pour amortir l'investissement initial grâce aux économies d'énergie réalisées, le ROI est influencé par le coût de l'électricité, les incitations fiscales, et les tarifs de rachat [63].

- Coût de l'Énergie (LCOE) : Le coût de l'énergie calcule le coût total de production d'énergie sur toute la période d'exploitation de l'installation, en prenant en compte tous les coûts (installation, maintenance, remplacement) [62].

- Subventions et Incitations : Les aides financières, les crédits d'impôt et les subventions peuvent réduire significativement le coût total du projet [65].

3. Critères Environnementaux :

- Impact Environnemental : Comprend les émissions de CO₂ évitées a comparé aux sources d'énergie traditionnelles.. Le choix de modules plus écologiques, fabriqués avec des matériaux recyclables ou utilisant des processus à faible impact environnemental, est de plus en plus privilégié [66].

- Adaptabilité au Site : Les conditions environnementales du site (ensoleillement, température, précipitations, etc.) déterminent le type de générateur PV à choisir. L'ombrage doit être minimisé pour maximiser la production d'énergie [61].

- Intégration Paysagère : Dans certaines régions, l'intégration esthétique des panneaux solaires dans l'environnement ou l'architecture est un critère important [65].

4. Critères Réglementaires et Normatifs :

- Conformité aux Normes : Les modules PV doivent répondre aux normes locales et internationales (IEC, UL) pour assurer la sécurité et la performance, les installations doivent également être conformes aux réglementations locales dans le domaine de l'aménagement urbain et architecture [63].

- Obligations Légales : Les exigences légales relatives à l'installation de systèmes PV, telles que les autorisations de construire ou les raccordements au réseau, doivent être respectées [62].

- Garanties et Certifications : Les garanties offertes par les fabricants sur la puissance, les défauts de fabrication, et les performances des modules sont essentielles pour la tranquillité d'esprit des investisseurs [65].

Le choix d'un générateur photovoltaïque doit reposer sur une analyse détaillée de ces critères, en tenant compte des spécificités du projet et des objectifs de performance, une évaluation rigoureuse des besoins énergétiques, combinée à une étude de site, permet d'optimiser la sélection des composants et garantir la pérennité du projet à long terme [61].

I.10.1.2 Le fonctionnement optimal de générateur PV :

Le fonctionnement optimal d'un générateur photovoltaïque (PV) est crucial pour maximiser la production d'énergie et garantir une rentabilité à long terme. Cela dépend de plusieurs facteurs techniques, environnementaux, et de maintenance, voici une explication des principaux éléments qui contribuent à l'optimisation des performances d'un générateur PV

1. Orientation et Inclinaison des Panneaux Solaires
2. Suivi du Point de Puissance Maximale
3. Gestion des Ombres
4. Température de Fonctionnement
5. Qualité des Composants
6. Entretien Régulier
7. Surveillance et Analyse de la Performance

I.10.2 Conversion continu-continu :

La conversion continu-continu, également appelée conversion DC-DC (Direct Current to Direct Current), désigne un processus de transformation de l'énergie électrique d'une tension continue à une autre tension continue, cette conversion est essentielle dans de nombreuses applications, y compris les systèmes photovoltaïques, les véhicules électriques, et l'électronique portable. Dans un système photovoltaïque, un convertisseur DC-DC est souvent utilisé pour optimiser le transfert d'énergie entre les panneaux solaires et le système de stockage ou le réseau, en ajustant les niveaux de tension pour maximiser l'efficacité du système, les convertisseurs DC-DC sont conçus pour fonctionner de manière à maintenir un rendement élevé tout en minimisant les pertes, ce qui est crucial pour les applications où l'efficacité énergétique est une priorité [84].

Les convertisseurs DC-DC offrent un contrôle précis de la puissance électrique dans les circuits à courant continu, avec une grande flexibilité et un rendement élevé. Plusieurs topologies de convertisseurs DC-DC sont couramment utilisées, notamment le hacheur surélevé (boost), le hacheur abaisseur (Buck) et le hacheur élévateur-abaisseur (Buck-boost). Dans les systèmes photovoltaïques [66], en raison de la nature non linéaire de la courbe de puissance générée, les convertisseurs DC-DC agissent comme des adaptateurs d'impédance. Ainsi, diverses méthodes sont employées pour garantir le point de puissance maximale (MPPT) dans toutes les conditions de fonctionnement [67] [68].

I.10.3 Conversion continu-alternatif :

Les convertisseurs DC/AC se distinguent principalement en fonction de la nature de l'étage continu (onduleur de courant ou onduleur de tension) et du nombre de phases de la source alternative (onduleur monophasé ou triphasé). Par ailleurs, il existe des onduleurs innovants tels que les onduleurs multi-niveaux, les onduleurs matriciels, les onduleurs à source Z et les onduleurs quasi-Z source [69]

I.10.3.1 Onduleur triphasé :

Un onduleur triphasé est un dispositif électronique conçu pour convertir un courant et une tension continus en courant et tension alternatifs (voir figure I.27), ces trois phases de sortie sont directement reliées aux paramètres d'entrée via six interrupteurs de puissance, tels que les IGBT ou les MOSFET.

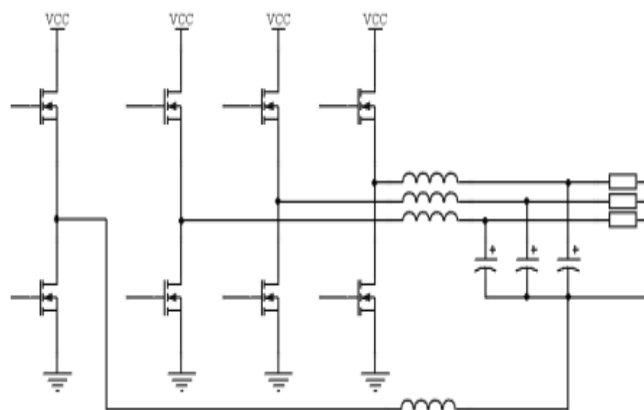


Figure I.27. Onduleur de tension triphasé 4 bras [70].

L'objectif de la commande est de déterminer les instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs afin que la tension générée par l'onduleur soit aussi proche que possible de la tension de référence, trois techniques de commande peuvent être utilisées [70].

1. Commande par hystérésis :

La commande par hystérésis est une technique de contrôle utilisée dans les systèmes de conversion d'énergie, tels que les convertisseurs de puissance, pour maintenir une variable (généralement le courant ou la tension) dans une plage définie en fonction d'une consigne, cette méthode repose sur l'utilisation de deux seuils de déclenchement : un seuil supérieur et un seuil inférieur tant que la variable contrôlée reste dans cette bande de tolérance (ou hystérésis) [71].

2. Commande par MLI sinus triangle :

La commande par Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) sinus-triangle est une technique de modulation utilisée principalement dans les convertisseurs de puissance pour réguler la tension ou le courant de sortie, cette méthode repose sur la comparaison d'une onde de référence sinusoïdale (qui représente la forme d'onde désirée pour la sortie) avec une onde porteuse triangulaire à haute fréquence.

3. Commande par MLI vectorielle :

La commande par MLI vectorielle, également appelée Space Vector Pulse Width Modulation (SVPWM), est une technique avancée de modulation utilisée dans les convertisseurs de puissance, notamment pour les onduleurs triphasés, elle est particulièrement populaire dans le domaine des entraînements de moteurs à courant alternatif (AC) et des systèmes d'énergie renouvelable comme les onduleurs photovoltaïques [72].

I.10.3.2 Onduleurs multiniveaux :

Les onduleurs multiniveaux génèrent une tension sinusoïdale en utilisant plusieurs niveaux de tension. La tension de sortie est composée de plusieurs niveaux intermédiaires obtenus à partir de tensions aux bornes de condensateurs. Bien que ces onduleurs offrent des avantages tels qu'une réduction significative de la distorsion harmonique et une amélioration du facteur de puissance, ils présentent également des inconvénients tels qu'une difficulté de commande et l'exigence d'équilibrer les tensions des condensateurs [73] [74].

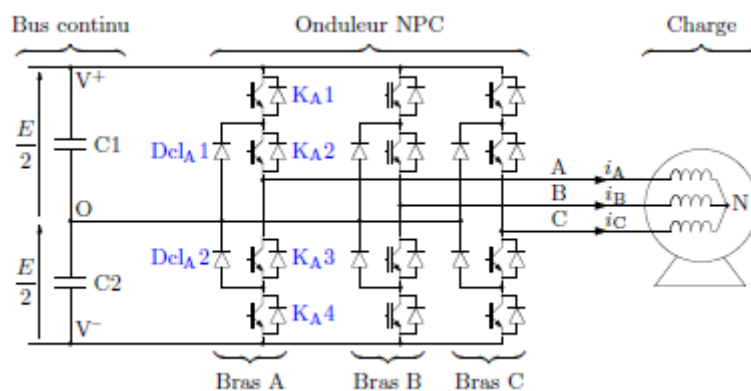


Figure I.28. Onduleur NPC à trois niveaux [69].

I.10.3.3 Onduleurs matriciels :

Les convertisseurs matriciels sont des topologies innovantes qui permettent accéder la génération d'un système triphasé avec des tensions de fréquence et d'amplitude variables à partir de tensions fixes du réseau d'alimentation. Ils sont bidirectionnels et peuvent renvoyer de l'énergie vers la source, bien qu'ils offrent des avantages tels que des courants sinusoïdaux en entrée et une taille réduite par rapport aux structures conventionnelles, ils présentent des défis tels qu'une commutation de courant délicate et une commande relativement complexe,

ces convertisseurs connaissent une adoption croissante, notamment dans le secteur de l'aéronautique [75].

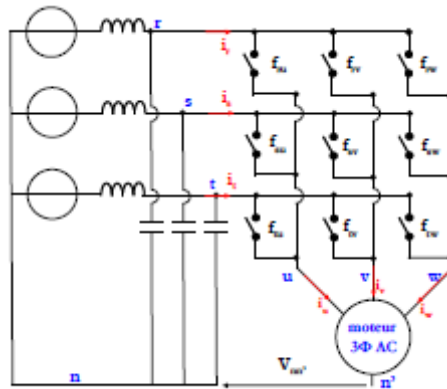


Figure I.29. Convertisseur matriciel [76].

I.10.3.4 Les onduleurs Z-source :

Développés par le Dr Fang Zheng Peng en 2003 [77], intègrent un onduleur et un réseau d'éléments passifs (inductance et capacité). Ils offrent la possibilité d'augmenter la tension d'entrée du générateur photovoltaïque pour garantir la puissance maximale, réduisant ainsi le nombre d'interrupteurs à commander et par conséquent le coût total du système. La figure I.30 illustre le schéma global du système.

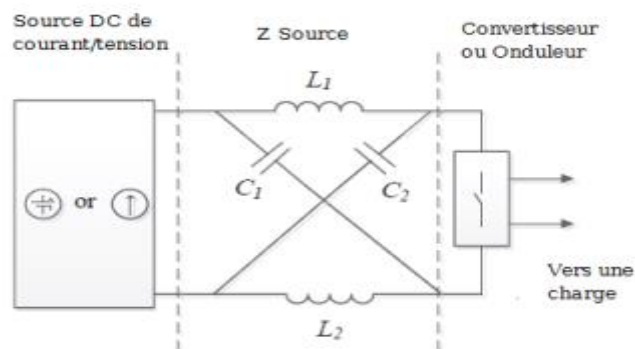


Figure I.30. Structure générale du convertisseur Z-source [77].

II.5.3.5 Topologie d'onduleur PV :

A. Topologie centralisée :

Dans un système photovoltaïque, les panneaux solaires produisent de l'énergie sous forme de courant continu, l'onduleur central reçoit cette énergie en provenance de plusieurs chaînes de panneaux connectés en série, et la convertit en courant alternatif, cet onduleur centralise la gestion de la conversion de l'ensemble de l'installation, d'où son nom, cette technologie est souvent utilisée dans les grandes installations solaires, comme les fermes solaires, où des centaines, voire des milliers, de panneaux solaires sont connectés ensemble. Son rôle est crucial pour assurer une gestion efficace de la conversion de puissance et une synchronisation avec le réseau électrique [78].

Les onduleurs centraux sont largement utilisés dans les centrales photovoltaïques à grande échelle. Les fermes solaires raccordées au réseau électrique national utilisent souvent cette technologie pour garantir une conversion efficace de l'énergie générée par les modules photovoltaïques [79].

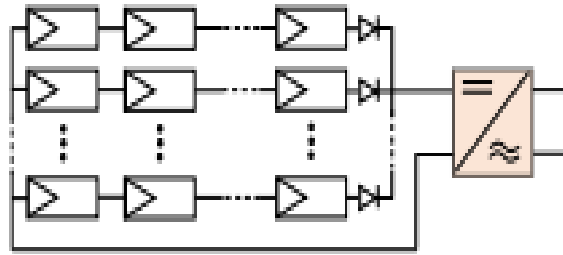


Figure I.31. Topologie à onduleur central [80].

B. Topologie en chaîne :

Les onduleurs en série (souvent appelés "string inverters") sont une solution couramment utilisée dans les systèmes photovoltaïques de taille moyenne, notamment pour les installations résidentielles ou commerciales. Ils représentent une approche intermédiaire entre les onduleurs centraux et les micro-onduleurs, en offrant un compromis entre coût, efficacité et flexibilité. Voici une explication détaillée de cette topologie.

Dans un système photovoltaïque avec onduleur en série, plusieurs panneaux solaires sont connectés en série pour former une chaîne, ou "string". L'ensemble de cette chaîne est ensuite connecté à un onduleur en série qui convertit l'énergie produite en courant continu par les panneaux en courant alternatif, utilisable par le réseau ou pour l'alimentation des équipements électriques. Contrairement aux onduleurs centraux, qui gèrent plusieurs strings à la fois, chaque onduleur en série gère une ou plusieurs chaînes de panneaux solaires, cette configuration est souvent utilisée pour des installations où la flexibilité et la modularité sont importantes [79].

Les onduleurs en série sont souvent utilisés dans les installations résidentielles et commerciales de taille moyenne, où les conditions d'ensoleillement sont relativement homogènes. Ils sont également adaptés aux installations où le coût et la modularité sont des priorités.

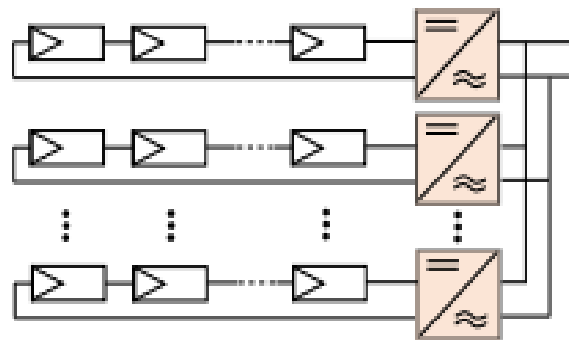


Figure I.32. Topologie aux onduleurs strings [80].

C. Topologie modulaire :

Les onduleurs intégrés aux panneaux sont des dispositifs d'électronique de puissance intégrés directement au dos des panneaux photovoltaïques, souvent appelés micro-onduleurs, cette topologie représente une innovation majeure dans la gestion des systèmes photovoltaïques, en offrant un contrôle granulaire de la conversion de puissance au niveau de chaque panneau individuel.

Contrairement aux onduleurs centraux ou en série, où un seul dispositif gère plusieurs panneaux ou chaînes de panneaux, chaque panneau photovoltaïque équipé d'un micro-onduleur convertit directement le courant continu produit par ce panneau en courant

alternatif. Chaque micro-onduleur est responsable de maximiser la production de son panneau à travers un suivi indépendant du MPPT.

Cette configuration permet à chaque panneau de fonctionner indépendamment des autres, ce qui améliore considérablement l'efficacité du système global, notamment dans des conditions d'ombrage partiel ou de différences de performances entre les panneaux [79].

Les onduleurs intégrés aux panneaux sont particulièrement adaptés aux installations résidentielles et commerciales de petite à moyenne taille, où la flexibilité, la modularité et l'optimisation individuelle des panneaux sont des priorités, cette topologie est également idéale pour les installations dans des zones sujettes à des ombrages partiels ou à des conditions d'ensoleillement inégales.

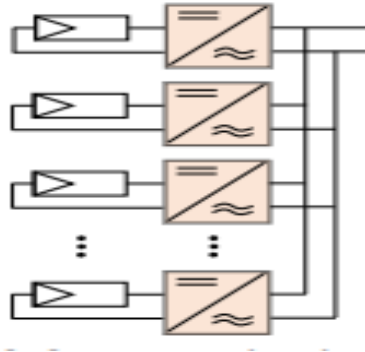


Figure I.33. Topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques [80].

I.10.3.6 Critères de choix des onduleurs :

1. Puissance Nominale et Plage de Tension
2. Rendement
3. Fiabilité et Durabilité
4. Topologie de l'Installation
5. Fonctions de Surveillance et de Communication
6. Normes de Sécurité et Conformité
7. Coût

I.10.4 Transformateur :

Un transformateur photovoltaïque est un type de transformateur électrique spécifiquement conçu pour être intégré dans des systèmes photovoltaïques (solaires), il joue un rôle crucial en ajustant la tension du courant alternatif produit par l'onduleur du système PV pour qu'elle corresponde aux exigences de tension du réseau électrique ou d'une charge particulière.



Figure II.34. Transformateur d'une station de conversion d'énergie photovoltaïque.

I.10.4.1 Composition d'un Transformateur dans un Système PV :

Un transformateur dans un système photovoltaïque est essentiel pour adapter la tension du courant alternatif produit par l'onduleur afin qu'elle corresponde aux exigences du réseau électrique ou aux charges spécifiques, voici une vue d'ensemble des principaux composants d'un transformateur PV, accompagnée de références pour approfondir chaque aspect :

- a- Noyau :** le noyau est fabriqué à partir de matériaux ferromagnétiques tels que l'acier au silicium, il concentre le flux magnétique entre les enroulements primaire et secondaire, leur fonction est facilité le transfert d'énergie et réduit les pertes [80].
- b- Enroulements :** enroulement primaire connecté à la sortie de l'onduleur, il reçoit le courant à une tension donnée, enroulement secondaire fournit le courant à une tension différente, appropriée pour le réseau ou la charge ; le rapport de transformation entre les enroulements détermine la conversion de la tension.
- c- Isolant :** les matériaux isolants, tels que le papier imprégné d'huile ou les résines époxy, sont utilisés pour prévenir les courts-circuits et assurer une isolation adéquate et assure la sécurité et la fiabilité en prévenant les fuites de courant[81].
- d- Bac de Répartition:** contient le fluide d'isolation et de refroidissement, assure une isolation adéquate et aide à dissiper la chaleur.
- e- Système de Refroidissement :** Peut intégrer des solutions de refroidissement à air ou à liquide, comme les ventilateurs ou les échangeurs de chaleur, leur fonction est évite la surchauffe du transformateur en dissipant la chaleur générée.
- f- Dispositifs de Protection:** Inclut des disjoncteurs, des relais, des fusibles, et autres éléments de sécurité, pour protège contre les surcharges, les courts-circuits, et autres anomalies.
- g- Connecteurs et Bornes:** points de connexion pour les câbles d'entrée et de sortie, pour assure les connexions électriques nécessaires au transfert d'énergie.
- h- Boîtier ou Enveloppe :** structure extérieure protégeant les composants internes et protège contre les éléments extérieurs et les risques électriques.
- i- Système de Mise à la Terre:** composants garantissant la mise à la terre pour la sécurité, sa fonction est prévient les risques électriques en assurant la sécurité des parties métalliques non sous tension.

I.10.4.2 Fonction des Transformateurs dans les Centrales PV :

Adaptation de la Tension : Les panneaux photovoltaïques produisent du courant continu (DC) à basse tension, généralement entre 30 et 50 volts pour chaque module, les transformateurs sont utilisés pour convertir cette basse tension en une tension alternative plus élevée, adaptée à celle du réseau électrique, qui peut changer de 11 kV à 33 kV [81].

Isolation : Les transformateurs fournissent une séparation galvanique entre le système photovoltaïque et le réseau électrique, cela permet de protéger les équipements photovoltaïques contre les éventuelles fluctuations et perturbations du réseau, tout en garantissant la sécurité des opérateurs et des équipements [82].

Amélioration de la Qualité de l'Énergie : En plus de la conversion de la tension, les transformateurs peuvent aider à améliorer la qualité de l'énergie en filtrant les harmoniques et en stabilisant la tension, ce qui est crucial pour la stabilité du réseau électrique [83].

I.10.4.2 Types de Transformateurs Utilisés :

1- Transformateurs de Distribution : Ces transformateurs sont généralement utilisés pour abaisser la tension élevée du réseau à une tension plus basse adaptée aux applications domestiques ou commerciales. Dans les centrales PV, des transformateurs de distribution sont souvent employés pour connecter la production photovoltaïque au réseau électrique local [83].

2-Transformateurs Élévateurs : Dans les grandes centrales photovoltaïques, les transformateurs élévateurs sont utilisés pour augmenter la tension produite par le générateur

PV à une tension de transport élevée avant l'injection dans le réseau. Ces transformateurs sont souvent installés au niveau des stations de transformation ou des postes de collecte [84].

3-Transformateurs de Step-Up et Step-Down : Les transformateurs Step-Up augmentent la tension du générateur pour la transmission sur de longues distances, tandis que les transformateurs Step-Down diminuent la tension pour l'adaptation aux niveaux de réseau local [85].

Le transformateur de la centrale photovoltaïque est sélectionné sur la base de la puissance AC injectée, majorée d'une marge thermique

- Puissance Nominale
- Réponse à la Température
- Efficacité Énergétique
- Maintenance et Fiabilité

I.10.4.3 Intégration des Transformateurs dans les Systèmes PV :

L'installation des transformateurs doit respecter les normes électriques locales et les spécifications du fabricant, ils doivent également être correctement ventilés pour éviter la surchauffe. Les transformateurs doivent être équipés de dispositifs de protection contre les surcharges, les courts-circuits et les surtensions. Des relais de protection et des dispositifs de détection des défauts sont souvent utilisés pour assurer la sécurité du système [85].

Les dispositifs de surveillance en temps réel peuvent être employés pour suivre les performances des transformateurs et détecter les anomalies éventuelles. Une surveillance continue aide à garantir le bon fonctionnement du transformateur et à planifier les opérations de maintenance préventive.

I.10.5 Réseau Électrique :

Un réseau électrique est un système complexe et interconnecté qui transporte et distribue l'électricité depuis les sources de production jusqu'aux consommateurs finaux, il assure la livraison fiable et continue d'énergie électrique et joue un rôle essentiel dans l'alimentation des foyers, des industries, des infrastructures, et des services publics.

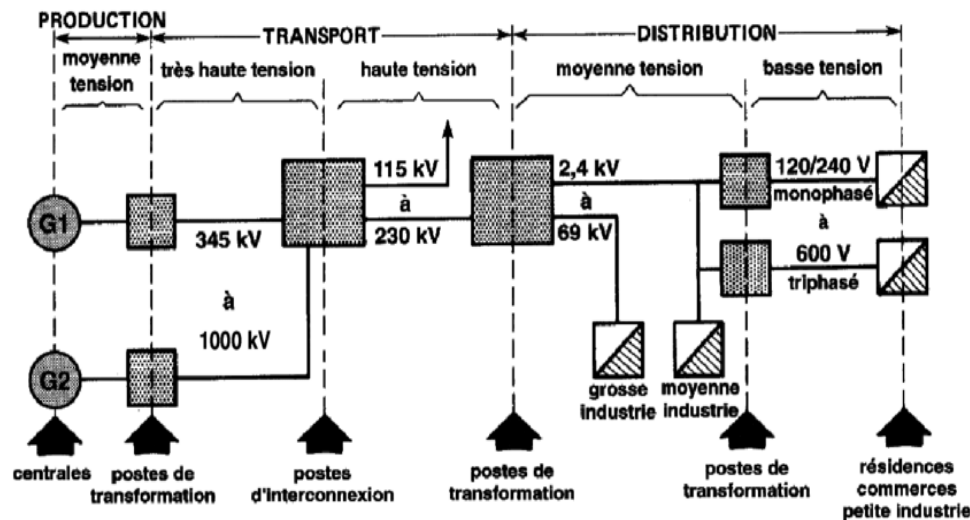


Figure I.35. Structure d'un réseau électrique.

Le réseau électrique se compose de trois grandes sections interconnectées, chacune jouant un rôle essentiel dans l'acheminement de l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux.

1. Génération d'énergie
2. Transport d'énergie
3. Distribution d'énergie

I.10.5.1 Relations entre installations photovoltaïques et réseau :

L'interaction entre les systèmes photovoltaïques et le réseau de distribution est un domaine de recherche important, car l'intégration croissante de l'énergie solaire soulève de nouveaux défis techniques, économiques et réglementaires, ces interactions concernent principalement la gestion de l'injection d'énergie solaire dans le réseau, la stabilité et la qualité de l'électricité, ainsi que la régulation et la politique énergétique [85].

1. Injection d'énergie dans le réseau
2. Stabilité et qualité de l'électricité
3. Régulation et politique énergétique
4. Technologies d'intégration

I.10.5.2 Cas d'utilisation et défis futurs :

L'intégration des systèmes photovoltaïques est déjà courante dans plusieurs pays à forte pénétration solaire, tels que l'Allemagne et la Californie, ces régions ont développé des approches innovantes pour gérer l'intermittence de la production solaire et optimiser l'injection dans le réseau.

Cependant, l'augmentation continue de la capacité photovoltaïque pose des défis futurs :

- **Équilibrage en temps réel** : L'ajustement en temps réel de la production et de la consommation devient essentiel pour éviter des perturbations majeures sur le réseau.
- **Décentralisation accrue** : Avec l'émergence des systèmes PV, le réseau électrique traditionnel devient plus décentralisé, cela nécessite une refonte de l'infrastructure pour accueillir de nombreux petits producteurs d'énergie.

I.10.6 Système de Monitoring d'Installation Photovoltaïque Connecté au Réseau :

Un système de monitoring pour une installation photovoltaïque connectée au réseau est une infrastructure de surveillance et un système de gestion qui agrée de surveiller en temps réel les performances des panneaux solaires et de l'onduleur, et de l'intégralité du système de génération d'énergie solaire, ce type de système est crucial pour assurer l'efficacité, la fiabilité, et la maintenance préventive des installations photovoltaïques [85].

Un système de monitoring d'installation photovoltaïque est une solution technologique qui collecte, analyse et affiche des données relatives à la production d'énergie d'une installation solaire photovoltaïque. Il fournit des informations sur la performance des panneaux solaires, l'état des équipements, et l'efficacité globale du système. Ces systèmes peuvent être constitués de capteurs, de dispositifs de communication, de logiciels d'analyse, et d'interfaces utilisateur.

I.10.6.1 Objectifs Principaux :

Les systèmes de gestion des installations photovoltaïques intègrent plusieurs fonctionnalités essentielles pour assurer leur efficacité et leur performance, le suivi en temps réel permet de surveiller en continu la production d'énergie, la performance des équipements et l'état général du système, offrant ainsi une visibilité complète sur son fonctionnement. L'optimisation de la production identifie les défaillances potentielles ou les pertes d'efficacité, facilitant une intervention rapide pour maximiser la production d'énergie. Par ailleurs, la maintenance préventive et corrective fournit des alertes et des diagnostics, permettant d'effectuer des interventions pour prévenir les pannes et réduire les coûts de réparation, tout en minimisant les temps d'arrêt. Enfin, le système garantit la conformité et le rapport en assurant que l'installation respecte les normes et les exigences des contrats d'achat d'électricité, tout en générant des rapports détaillés sur la performance et la production. Ces fonctionnalités permettent non seulement d'optimiser l'exploitation des installations photovoltaïques, mais aussi de garantir leur intégration efficace et conforme au réseau [85].

I.10.6.2 Composants Clés :

La surveillance et la gestion des systèmes photovoltaïques reposent sur plusieurs composants interconnectés, les capteurs, tels que ceux mesurant la température, le rayonnement solaire, la tension, le courant, et les compteurs d'énergie, jouent un rôle clé en

surveillant les conditions environnementales et les performances du système [86]. Ces données sont collectées et stockées par des enregistreurs de données, puis transmises via des modules de communication à des plateformes de gestion à distance [87]. Les logiciels de surveillance, comprenant des interfaces utilisateur intuitives et des algorithmes d'analyse, permettent de visualiser les performances, de détecter les anomalies, et d'optimiser la production [88]. Les tableaux de bord offrent une représentation graphique globale, tandis que les systèmes d'alertes informent rapidement les opérateurs des éventuelles anomalies [89]. Enfin, la connectivité, via Wi-Fi, GSM ou Ethernet, et l'intégration avec des systèmes externes de gestion d'énergie assurent une gestion centralisée et efficace des données [90].

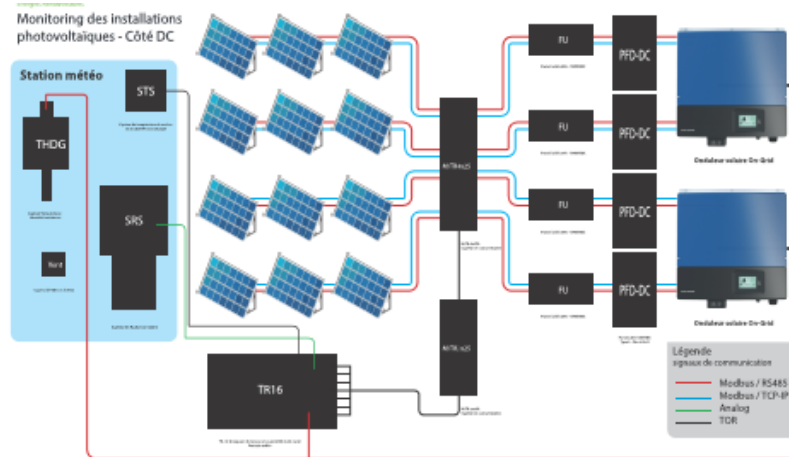


Figure I.36. Système monitoring de l'installation photovoltaïque connectée au réseau.

I.10.6.3 Avantages et Importance :

- 1. Amélioration de l'Efficacité :** Le monitoring permet de détecter rapidement les inefficacités et les pannes, ce qui optimise la production d'énergie.
- 2. Réduction des Coûts de Maintenance :** En permettant une maintenance proactive, il réduit les coûts associés aux réparations imprévues.
- 3. Analyse des Tendances :** Les données historiques permettent d'analyser les tendances de performance et d'effectuer des prévisions sur la production d'énergie future [87].

Le système de monitoring d'une installation PV raccordée au réseau est un outil indispensable pour assurer le bon fonctionnement et le rendement des installations solaires, en fournissant des données précieuses sur la performance, il permet non seulement d'optimiser la production d'énergie, mais aussi de réduire les coûts opérationnels et de maintenance.

I.11 L'influence des systèmes PV sur le réseau :

L'influence des systèmes PV sur le réseau est un sujet clé pour les gestionnaires de réseau, les régulateurs et les chercheurs, en raison de l'augmentation de l'adoption de l'énergie solaire, alors que les avantages des systèmes PV comprennent une diminution des émissions de gaz à effet de serre et une diminution de la dépendance aux énergies fossiles, ils introduisent également des défis significatifs pour la gestion des réseaux électriques. Voici les principales influences des systèmes PV sur le réseau électrique.

I.11.1 Fluctuations de tension :

Les systèmes photovoltaïques injectent de l'énergie dans le réseau électrique de manière intermittente, en fonction de l'ensoleillement, cette production intermittente peut entraîner des fluctuations de tension importantes, surtout dans les réseaux de distribution basse tension, les variations rapides de production dues à des passages nuageux ou des changements météorologiques brusques peuvent provoquer des hausses ou des baisses de tension, ce qui perturbe le fonctionnement des appareils électriques connectés [83].

I.11.2 Flux de puissance inversé :

Traditionnellement, l'électricité circule des centrales électriques vers les consommateurs via le réseau de distribution avec l'intégration croissante des systèmes PV, de l'énergie peut être intégrée au réseau par des sources décentralisées, provoquant un flux de puissance inversé, ce phénomène survient notamment lorsque la production PV dépasse la consommation locale, ce flux inverse peut entraîner des problèmes de surcharge, notamment dans les transformateurs, et compliquer la gestion du réseau [91].

I.11.3 Impact sur la stabilité du réseau :

L'intermittence de la génération photovoltaïque peut affecter l'équilibre du réseau. Une augmentation rapide de la production PV lors d'une journée ensoleillée, suivie d'une diminution brutale en cas de passage nuageux, peut provoquer des fluctuations de fréquence et de tension qui compliquent le maintien de la stabilité du réseau. Pour compenser cette variabilité, des technologies comme les systèmes de stockage d'énergie et les dispositifs de gestion de la demande sont souvent nécessaires [92].

I.11.4 Qualité de l'électricité :

Les onduleurs utilisés pour convertir l'énergie photovoltaïque en courant alternatif peuvent introduire des harmoniques dans le réseau, ces harmoniques sont des distorsions des formes d'onde qui peuvent affecter la qualité de l'électricité fournie aux utilisateurs finaux, entraînant des perturbations dans le fonctionnement des appareils électroniques sensibles [93]. De plus, les systèmes PV peuvent provoquer des fluctuations de la tension, ce qui peut conduire à une dégradation de la valeur de l'alimentation en électricité, surtout dans les réseaux à faible capacité d'absorption.

I.11.5 Défis de la protection du réseau :

Les systèmes de protection du réseau, conçus pour des flux d'énergie unidirectionnels, doivent être repensés pour tenir compte des injections d'énergie des systèmes photovoltaïques décentralisés, les systèmes PV peuvent compliquer la détection des défauts électriques (courts-circuits, surcharges) en raison des flux de puissance bidirectionnels, ce qui peut entraîner des erreurs dans l'isolement des défauts et la coordination des dispositifs de protection [88].

I.11.6 Besoins en infrastructure et en gestion avancée :

Avec l'augmentation de la pénétration des systèmes PV, le réseau de distribution doit être équipé de technologies de gestion plus avancées, telles que les réseaux intelligents (smart grids), qui permettent de surveiller et de contrôler en temps réel l'injection d'énergie solaire. Les opérateurs doivent également investir dans des infrastructures telles que des transformateurs plus robustes, des dispositifs de régulation de tension, et des systèmes de stockage d'énergie pour absorber l'excès de production [90].

I.11.7 Avantages pour la gestion de la demande :

Malgré ces défis, l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le réseau de distribution peut également présenter des avantages, notamment en réduisant la demande de pointe, en produisant de l'électricité localement, les systèmes PV peuvent diminuer la quantité d'énergie nécessaire à partir du réseau centralisé pendant les heures de forte demande, ce qui allège la pression sur le réseau et réduit les coûts de production d'énergie [92].

I.12 L'influence de réseau sur les systèmes PV :

Le fonctionnement des installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution est fortement influencé par les caractéristiques de ce réseau, cette influence peut se manifester de plusieurs façons, notamment par les variations de tension, les fluctuations de fréquence, les contraintes de protection, et les régulations imposées par les gestionnaires de réseau. Voici les principaux aspects de cette influence.

I.12.1 Variations de tension :

Le réseau de distribution est soumis à des variations de tension dues aux fluctuations de la demande d'électricité et aux variations de l'injection de puissance par les générateurs distribués ces variations de tension peuvent affecter la production des systèmes PV, les onduleurs PV, qui convertissent le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif synchronisé avec le réseau, doivent fonctionner dans une plage de tension spécifique pour maintenir la synchronisation. Si la tension dépasse ou descend en dessous de cette plage, l'onduleur peut se déconnecter pour protéger le système, interrompant ainsi la production d'électricité [94].

I.12.2 Fréquence du réseau :

Les installations PV doivent également s'adapter à la fréquence du réseau. En conditions normales, la fréquence du réseau de distribution est stable, typiquement à 50 Hz ou 60 Hz selon les régions. Cependant, des perturbations peuvent entraîner des fluctuations de fréquence, notamment lors de défaillances ou de variations soudaines de la charge ou de la production dans le réseau. Les systèmes PV doivent rester synchronisés avec cette fréquence pour injecter de l'énergie efficacement. Si la fréquence varie au-delà des limites tolérables par les onduleurs PV, ces derniers peuvent se déconnecter, entraînant une perte temporaire de production [92].

I.12.3 Régulation de la puissance réactive :

Les réseaux de distribution exigent souvent que les générateurs distribués, y compris les installations photovoltaïques, participent à la régulation de la puissance réactive pour stabiliser la tension, les onduleurs PV modernes sont capables de fournir ou d'absorber de la puissance réactive en plus de la puissance active (l'énergie injectée dans le réseau), cependant, cette exigence de fournir de la puissance réactive peut affecter la quantité de puissance active que l'installation PV peut injecter dans le réseau, réduisant ainsi l'efficacité énergétique globale de l'installation [95].

I.12.4 Exigences de déconnexion et de reconnectivité :

Les opérateurs de réseaux imposent des règles strictes pour la déconnexion et la reconnectivité des systèmes PV en cas de perturbation du réseau. Par exemple, en cas de chute brutale de la tension ou de la fréquence, les systèmes PV doivent se déconnecter rapidement pour éviter d'aggraver la situation, cependant, après le retour à la normale, la reconnexion de nombreux systèmes PV simultanément peut entraîner une surtension ou une instabilité transitoire dans le réseau pour éviter cela, les gestionnaires de réseau imposent des délais de reconnexion aléatoires ou graduels [85].

I.12.5 Contraintes de protection :

Le réseau influence également la conception des systèmes de protection des installations PV par exemple, des courants de court-circuit élevés sur le réseau peuvent entraîner des déclenchements intempestifs des dispositifs de protection des systèmes PV. De plus, les systèmes PV doivent souvent être équipés de dispositifs de protection contre les surtensions ou les sous-tensions causées par des incidents sur le réseau, ce qui peut augmenter les coûts d'installation et de maintenance [95].

I.12.6 Limitation de l'injection de puissance :

Dans certains cas, les gestionnaires de réseau imposent des limitations sur la quantité de puissance que les installations PV peuvent injecter dans le réseau. Cela peut se produire lorsque le réseau est saturé ou lorsque des contraintes techniques, telles que des problèmes de stabilité ou de capacité de transport, empêchent l'absorption de toute l'énergie produite par les systèmes PV ces limitations, souvent imposées via des régulations locales, peuvent affecter la rentabilité des installations PV, car une partie de l'énergie produite peut être perdue si elle ne peut pas être injectée dans le réseau [95].

I.12.7 Tarification et incitations :

Enfin, le réseau influence les installations PV à travers les régulations tarifaires et les incitations financières par exemple, les tarifs de rachat (feed-in tariffs) déterminent combien les propriétaires de systèmes PV sont payés pour l'énergie qu'ils injectent dans le réseau. Ces tarifs peuvent influencer les décisions de conception des systèmes PV, comme la taille de l'installation ou la mise en place de solutions de réserve d'énergie pour maximiser les revenus. De plus, les incitations à l'autoconsommation peuvent encourager les utilisateurs à adapter leurs systèmes pour utiliser davantage d'énergie sur site plutôt que de l'injecter dans le réseau [93].

I.13 Avantages et inconvénients d'installations PV raccordés au réseau :**I.13.1 Avantage :**

- Absence de besoin de stockage d'énergie, ce qui élimine le coût et la complexité associés à cette composante dans les installations autonomes le réseau électrique global agit en fait comme un réservoir d'énergie.
- Aucun gaspillage d'énergie, car tout excédent peut être injecté dans le réseau électrique.
- Pas besoin de planifier précisément sa consommation électrique ni de prévoir des pics de demande exceptionnels, même s'ils sont rares.
- Possibilité de satisfaire partiellement ou totalement ses besoins énergétiques.

I.13.2 Inconvénients :

- Risque que la consommation énergétique redevienne moins visible, ce qui peut entraîner une consommation d'électricité moins réfléchie concerne les onduleurs synchrones qui doivent respecter les normes et exigences du réseau électrique.
- Le coût d'investissement initial des technologies photovoltaïques est plus élevé comparé aux sources d'énergie conventionnelles comme les combustibles fossiles ou le nucléaire, ce qui soulève des questions sur la compétitivité du kWh photovoltaïque sur le marché [96].

I.14 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exploré les concepts théoriques relatifs au système solaire, en commençant par une définition de l'énergie solaire, des modules photovoltaïques, et des diverses technologies de cellules PV, nous avons ensuite détaillé les composants essentiels tels que la cellule solaire, le panneau, et le générateur PV. La modélisation des cellules photovoltaïques ainsi que leurs différentes caractéristiques ont été expliquées, en incluant l'effet de l'ombrage et les principaux modes de dégradation des modules PV.

Le prochain chapitre se concentrera sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, l'état actuel de la production électrique par système PV dans le monde, et les avancées réalisées par l'Algérie en matière de production d'énergie photovoltaïque.

Chapitre II

Étude des centrales photovoltaïques au milieu désertique

II.3 Bilan des réalisations des systèmes photovoltaïques :

L'Algérie entame une transition vers une énergie plus écologique en mettant en place un programme ambitieux centré sur les énergies renouvelables (EnR) et la performance énergétique. Cette démarche, portée par le gouvernement algérien, repose sur une stratégie visant à exploiter les ressources renouvelables telle que l'énergie solaire, afin de diversifier les sources d'approvisionnement énergétique et de préparer l'avenir énergétique du pays, en combinant initiatives et innovations, l'Algérie s'oriente vers un passage énergétique stable.

Le programme actualisé pour les énergies renouvelables prévoit l'installation d'une capacité de production d'environ 22 000 MW d'ici 2030 pour le marché intérieur, tout en conservant l'option d'exportation comme objectif stratégique, sous réserve des conditions du marché.

Quant au plan de productivité énergétique révisé, il a pour but d'effectuer des économies d'énergie équivalentes à environ 63 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) d'ici 2030, couvrant divers secteurs tels que le bâtiment, l'éclairage public, le transport et l'industrie.

Grâce à ces mesures, le programme d'efficacité énergétique contribuera à une réduction de 193 millions de tonnes d'émissions de CO₂ [97].

| Wilaya | Localité | Capacité Installée (MW) | Mise en Service |
|-----------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------|
| Ghardaïa | Oued N'chou | 1.1 | 01/06/2014 |
| ILLIZI | Djanet | 03 | 19/02/2015 |
| ADRAR | Adrar | 20 | 28/10/2015 |
| ADRAR | Kabertene | 03 | 13/10/2015 |
| TAMANRASSET | Tamanrasset | 13 | 03/11/2015 |
| TINDOUF | Tindouf | 09 | 14/12/2015 |
| ADRAR | Zaouiet.Kounta | 06 | 11/01/2016 |
| ADRAR | Reggane | 05 | 28/01/2016 |
| ADRAR | Timimoun | 09 | 07/02/2016 |
| TAMANRASSET | In-Salah | 05 | 11/02/2016 |
| ADRAR | Aoulef | 05 | 07/03/2016 |
| LAGHOUAT | El Khnag (I) | 20 | 08/04/2016 |
| LAGHOUAT | El-Khnag (II) | 40 | 26/04/2017 |
| DJELFA | Ain-El-Ibel (I) | 20 | 08/04/2016 |
| DJELFA | Ain-El-Ibel (II) | 33 | 06/04/2017 |
| SOUK AHRAS | Oued El Keberit | 15 | 24/04/2016 |
| NAAMA | Sedrate Leghzal | 20 | 03/05/2016 |
| SAIDA | Ain-Skhouna | 30 | 05/05/2016 |
| SIDI-BEL-ABBES | Telagh | 12 | 29/09/2016 |
| EL BAYADH | El Bayadh Sidi Cheikh | 23 | 26/10/2016 |
| M'SILA | Ain-El-Melh | 20 | 26/01/2017 |
| OUARGLA | El-Hdjira | 30 | 16/02/2017 |
| BATNA | Oued El-Ma | 02 | 16/01/2018 |
| Puissance Total (MW) | | 344.1 | |

Tableau II.01. La puissance des centrales photovoltaïques en Algérie.

II.4 Description des centrales :

Comme c'est le cas pour les autres régions du grand sud, Adrar a profité du programme des 18 villages (1995-2002) grâce à la mise en place de stations solaires à M'louka et Tala, ces installations solaires ne sont plus opérationnelles.

Le dernier programme lancé par l'État pour les énergies renouvelables, qui vise l'horizon 2020, prévoit l'implantation d'une capacité de 288 MW d'énergie renouvelable, les centrales photovoltaïques reliées au réseau électrique indiquent 18,4 % de la capacité à installer. Les divers projets d'énergie renouvelable prévus pour la région Adrar incluent les centrales suivantes :

- Centrale de Timimoune
- Centrale de Kabertene
- Centrale d'Adrar
- Centrale de Zaouiet Kounta
- Centrale de Reggane
- Centrale Aoulef

II.4.1 Situation géographique des centrales photovoltaïques :

II.4.1.1 La centrale de Timimoune :

La centrale photovoltaïque Timimoune, se trouve à proximité de Ksar Elwajda dans la Wilaya de Timimoune, elle est située à 15 kilomètres au sud de la capitale de la Wilaya et à 185 kilomètres au nord de l'ancienne Wilaya Adrar, d'une puissance de 9 MWc et une surface de 18 hectares, illustrée sur la Figure II.02, avec des coordonnées géographiques de 29°10' Nord et 0°14' Est, la centrale photovoltaïque de Timimoune a été installée en 2016.

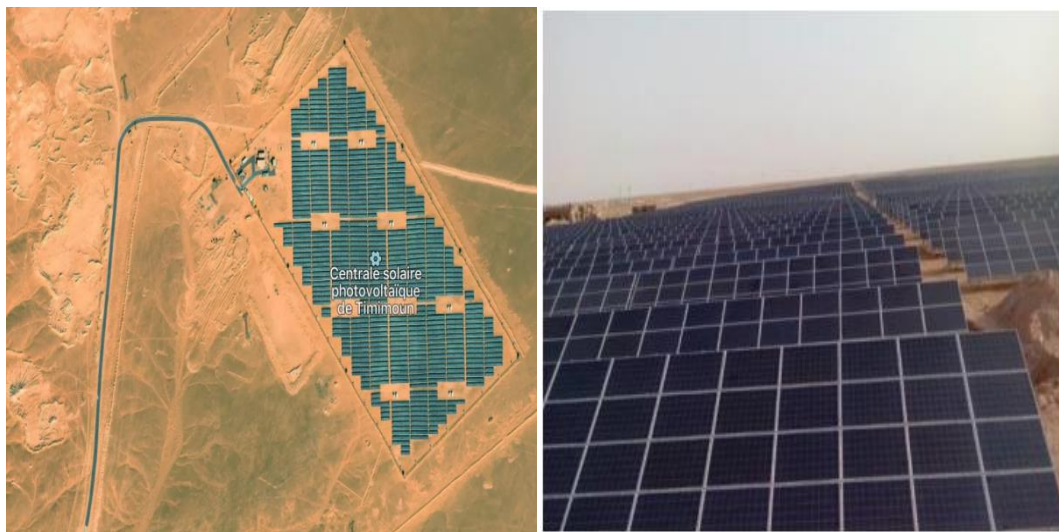


Figure II.02. Situation géographique de centrale Timimoune.

II.4.1.2 La centrale de Kabertene :

La centrale photovoltaïque de Kabertene se trouve à proximité de Ksar Kabertene, sur le territoire de la commune de Tissabit, à environ 80 kilomètres du chef-lieu de la Wilaya d'Adrar (voire figure II.03), elle s'étend sur une surface de 6 hectares avec une puissance de 3MWc, les coordonnées géographiques du site sont 31°50' Nord et 0°78' Est. La tension d'injection dans le réseau de distribution Sonelgaz est de 30 kV, la centrale PV de Kabertene a été mise en service en 2015.



Figure II.03. Situation géographique de centrale Kabertene.

II.4.1.3 La centrale d'Adrar :

La centrale photovoltaïque d'Adrar est située à l'ouest de la ville d'Adrar, à proximité de la route de contournement de la route nationale n°6, elle s'étend sur une surface de 40 hectares avec une puissance de 20 MWc, les coordonnées géographiques du site sont 31°50' Nord et 0°78' Est, la tension d'injection dans le réseau de distribution Sonelgaz est de 30 kV, la centrale photovoltaïque d'Adrar a été mise en service en 2015.



Figure II.04. Situation géographique de centrale Adrar.

II.4.1.4 Centrale de Zaouiet Kounta :

La centrale solaire de Zaouiet Kounta, d'une capacité de 6 mégawatts, a été récemment mise en service sur un site situé à 2 km au nord de Zaouiet Kounta et à environ 70 kilomètres du de la Wilaya d'Adrar, couvrant une superficie de 12 hectares, les coordonnées géographiques du site sont 27°14' Nord et 0°12' Ouest, la centrale photovoltaïque de Zaouiet Kounta a été mise en service en 2016.



Figure II.05. Situation géographique de centrale Zaouiet Kounta.

II.4.1.5 Centrale de Reggane :

La centrale photovoltaïque de Reggane se trouve à 5,9 km au nord de la ville, à proximité de la route nationale n°6 et ksar Enefis, avec une superficie de 10 hectares et d'une capacité de 5 mégawatts, les coordonnées géographiques du site sont 26°43' Nord et 0°10' Est, la centrale photovoltaïque de Reggane a été mise en service en 2016.

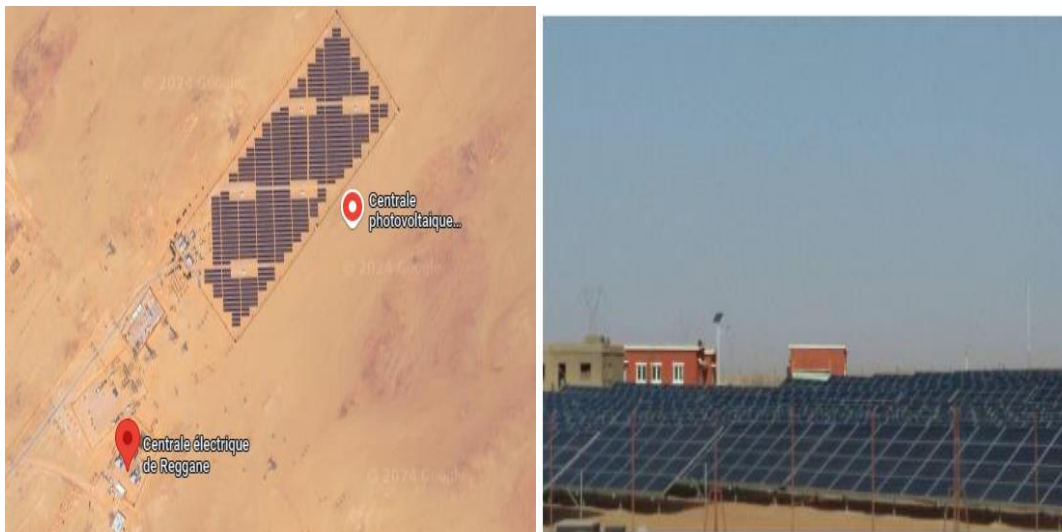


Figure II.06. Situation géographique de centrale Reggane.

II.4.1.6 Centrale d'Aoulef :

La centrale photovoltaïque d'Aoulef est localisée à la commune Tit, il se trouve à 26,2 km à l'est de la ville d'Aoulef, près de la route nationale n°52 en direction de la wilaya d'In Salah, elle couvre une superficie de 6 hectares et dispose d'une capacité installée de 5 MWc, les coordonnées géographiques du site sont 26°58' Nord et 1°05' Est, la centrale photovoltaïque d'Aoulef a été mise en service en 2016.



Figure II.07. Situation géographique de centrale Aoulef.

II.4.2 Situation météorologique des centrales photovoltaïques :

Adrar bénéficie d'un climat désertique chaud, propre aux régions sahariennes extrêmement arides, au cœur du Sahara, cette région est marquée par un été prolongé et brûlant, ainsi qu'un hiver court et équilibré avec des précipitations annuelles qui ne dépassent guère 14 à 15 mm, celles-ci se concentrent principalement au printemps et en automne, caractérisant un désert absolu.

En juillet, les températures maximales moyennes se situent entre 46 et 48 °C, ce qui classe Adrar parmi les villes les plus chaudes de la planète, les températures franchissent la barre des 40 °C. Bien que les températures d'hiver demeurent élevées durant la journée, les nuits sont plus fraîches, avec des moyennes minimales autour de 7 °C, en raison du manque d'éléments capables de retenir la chaleur.

Le ciel y est dégagé, avec un ensoleillement quasi permanent, et le temps est généralement ensoleillé, l'ensoleillement dans la région d'Adrar est l'un des plus intenses au monde, avec une durée d'insolation moyenne d'environ 3 978 heures par an [98], le taux d'ensoleillement annuel par rapport à la durée totale du jour dépasse 90 %, la température moyenne journalière sur l'année se situe autour de 26 à 27 °C, l'humidité relative demeure extrêmement basse tout au long de l'année, avec une moyenne annuelle avoisinant les 24 %, surtout durant la saison chaude, où elle peut fréquemment chuter en dessous de 5 %.

II.4.2.1 Insolation et vitesse du vent :

Algérie, bénéficie d'un immense potentiel énergétique solaire, la durée d'ensoleillement dépasse les 2 000 heures par an sur presque tout le territoire national, et peut atteindre jusqu'à 3 900 heures d'ensoleillement sur les hauts plateaux et dans le Sahara, l'énergie solaire reçue chaque jour sur une surface horizontale de 1 m² est d'environ 5 kWh dans la plupart du pays, soit près de 1 700 kWh/m² par an au nord et 2 263 kWh/m² par an au sud.

Adrar, située dans le sud-ouest de l'Algérie, est une région connue pour son fort potentiel en énergie solaire. En raison de sa localisation dans le désert du Sahara, Adrar bénéficie d'un ensoleillement exceptionnel et de conditions météorologiques favorables pour l'exploitation de l'énergie solaire. La durée annuelle d'ensoleillement à Adrar dépasse les 3 500 heures, faisant de cette région l'une des plus ensoleillées du monde, le rayonnement solaire moyen reçu sur une surface horizontale à Adrar est de l'ordre de 5,5 à 6,5 kWh/m²/jour. Cela signifie qu'une surface de 1 m² reçoit quotidiennement entre 5,5 et 6,5 kWh d'énergie solaire, avec une base annuelle, le rayonnement solaire total à Adrar peut atteindre environ 2 300 à 2 400 kWh/m²/an, ce qui en fait un site privilégié pour les installations solaires photovoltaïques.

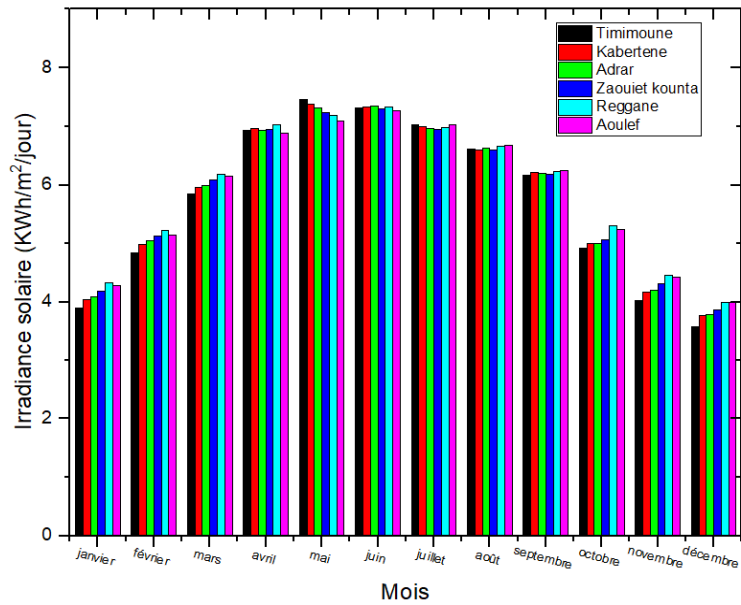


Figure II.08. Irradiance solaire moyennes mensuelles.

La durée la plus venteuse de l'année dure environ 2,1 mois, du 27 juin au 30 août, avec des vitesses de vent moyennes dépassant 16,0 km/h. Le mois de juillet est le plus venteux à Adrar, affichant une moyenne de 16,9 km/h.

À l'inverse, la durée la plus calme s'étend sur 9,9 mois, du 30 août au 27 juin. Novembre est le mois le moins venteux, avec une vitesse moyenne de 14,7 km/h

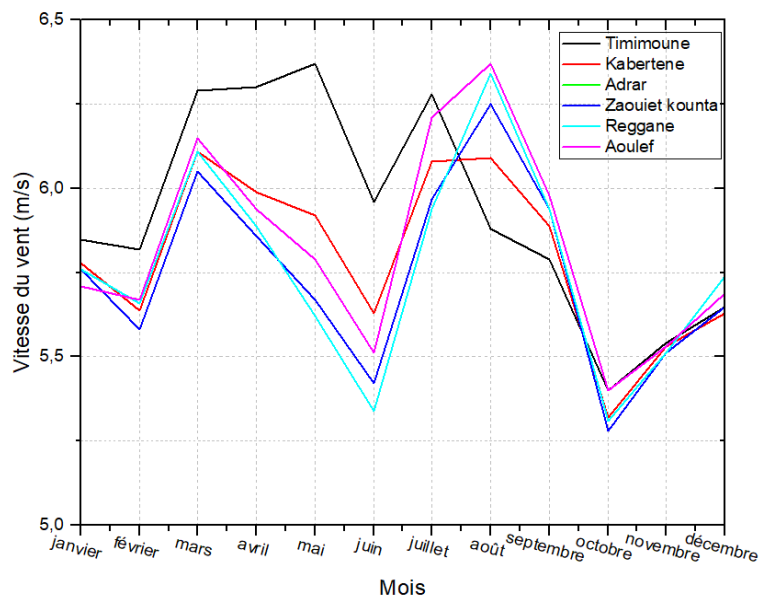


Figure II.9. La vitesse du vent moyen mensuel.

II.4.2.2 La température ambiante :

La période de grande chaleur s'étend sur environ 3,5 mois, du 1er juin au 15 septembre, avec des températures maximales quotidiennes dépassant les 40 °C. Le mois le plus chaud à Adrar est juillet, où les températures maximales atteignent en moyenne 45 °C, tandis que les minimales avoisinent les 29 °C.

La saison plus fraîche dure environ 3,1 mois, du 20 novembre au 24 février, avec des températures maximales quotidiennes inférieures à 25 °C. Janvier est le mois le plus froid de l'année à Adrar, avec des températures minimales moyennes de 6 °C et des maximales autour de 20 °C.

La région de Reggane est réputée pour être l'une des plus chaudes de la région d'Adrar, avec une température ambiante moyenne de 37,09 °C en juillet. En revanche, la température moyenne la plus basse se trouve dans la région de Timimoune, où elle atteint 10,5 °C en janvier, comme illustré dans la figure II.10.

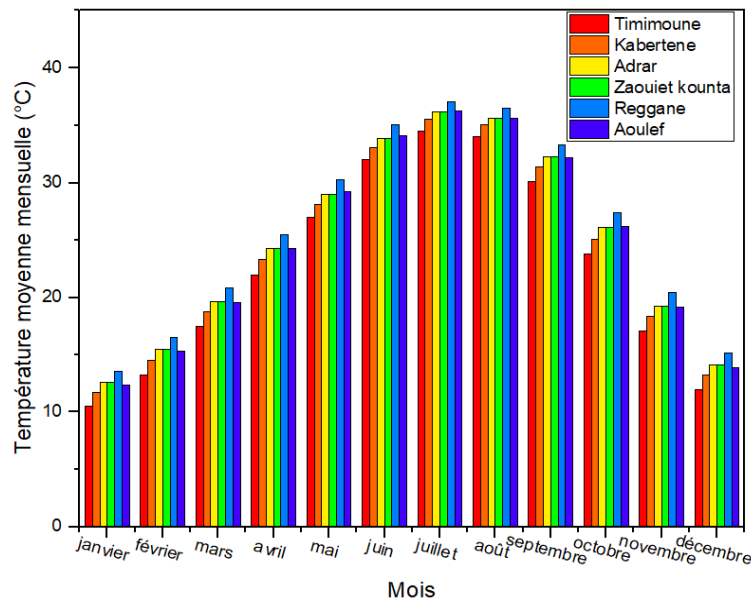


Figure II.10. Les températures moyennes mensuelles.

II.4.3 Les caractéristiques Techniques des centrales :

Toutes les centrales photovoltaïques analysées sont constituées des mêmes types de composants, à savoir des panneaux solaires, des onduleurs, et des boîtes de raccordement

II.4.3.1 Module PV :

Les modules solaires PV sont installés sur des structures métalliques fixes, ancrées au sol à l'aide de fondations en béton, selon les caractéristiques géologiques du site, ces panneaux, en silicium polycristallin, sont guidés vers le sud avec une inclinaison de 28°, le panneau photovoltaïque fabriqué par la société Yingli Green Energy Holding de type poly-Si, modèle YL245P-29b-245, est constitué de 60 cellules connectées en série, avec une puissance de crête de 245 Wc, les caractéristiques spécifiques de ces modules sont présentées dans le tableau II.02.

Ces centrales PV sont composés de plusieurs sous-champs, en fonction de la puissance globale de l'installation, chaque sous-champ génère 1 mégawatt et se compose d'un certain nombre de matrices, chacune de ces matrices est constituée de 22 panneaux solaires.



Figure II.11. Panneau en silicium polycristallin modèle YL245P-29b-245.

| Paramètres | spécification |
|--|-----------------------------|
| Fabricant | Yingli Green Energy Holding |
| Modèle | PV YL245P-29b |
| Type de cellule | Polycristallin |
| Nombre de cellules | 60 |
| Puissance maximum (W) | 245 |
| Tension d'alimentation maximale V_p (V) | 29,6 |
| Courant de puissance maximal I_p (A) | 8,28 |
| Tension en circuit ouvert V_{oc} (V) | 37,5 |
| Courant de court-circuit, I_{sc} (A) | 8,83 |
| Efficacité du module (%) | 15,1 |
| Tension maximale du système (V) | 1000 |
| Coefficient de température de P_p (% / ° C) | - 0,42 |
| Coefficient de température de I_{sc} (% / ° C) | 0,05 |
| Coefficient de température de V_{oc} (% / ° C) | - 0,32 |
| Dimensions du module (mm) | 1640 * 990 * 35 |
| Rendement du module | 15% |

Tableau II.02. Les spécifications techniques de module PV YL245P-29b.

Le rendement d'un panneau solaire dépend de sa capacité à convertir l'énergie du rayonnement solaire en électricité, ce rendement est généralement exprimé en pourcentage. Il s'agit du rapport entre l'énergie électrique produite par le panneau et l'énergie solaire totale qui frappe sa surface.

Le rayonnement solaire, mesuré en watts par mètre carré (W/m^2), varie en fonction de la situation géographique, de l'heure de la journée, des saisons et des conditions météorologiques. En général :

- Un panneau solaire standard a un rendement compris entre 15 % et 22 %. Cela signifie que sur 1 000 W/m^2 de rayonnement solaire, le panneau convertira environ 150 à 220 watts en électricité.
- L'intensité du rayonnement solaire affecte directement la production du panneau. Par exemple, une journée très ensoleillée avec un rayonnement proche de 1 000 W/m^2

permet un rendement maximal, tandis que par temps nuageux, avec un rayonnement plus faible, la production diminue.

En résumé, plus le rayonnement solaire est intense, plus un panneau solaire peut être efficace, mais son rendement global dépend aussi de la technologie du panneau et de la manière dont il est orienté par rapport au soleil.

La courbe graphique de la figure II.12 illustre l'impact de la quantité de rayonnement solaire sur l'efficacité de panneau solaire Yingli YL245P-29b. En général, la courbe montre que l'efficacité du panneau augmente avec le rayonnement solaire jusqu'à un certain point, après se stabiliser en fonction des caractéristiques du panneau.

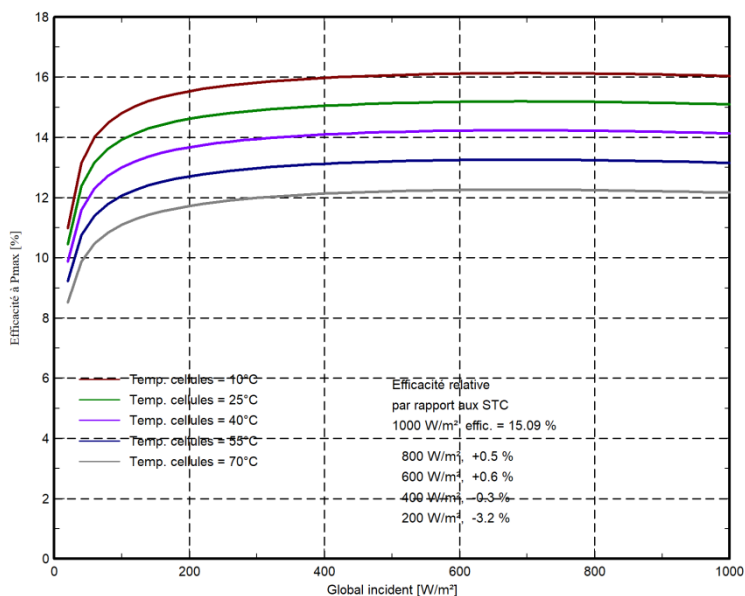


Figure II.12. L'impact de rayonnement sur l'efficacité de module Yingli YL245P-29b.

L'efficacité d'un panneau solaire est également influencée par la température ambiante, et généralement, les panneaux solaires deviennent moins efficaces à mesure que la température augmente.

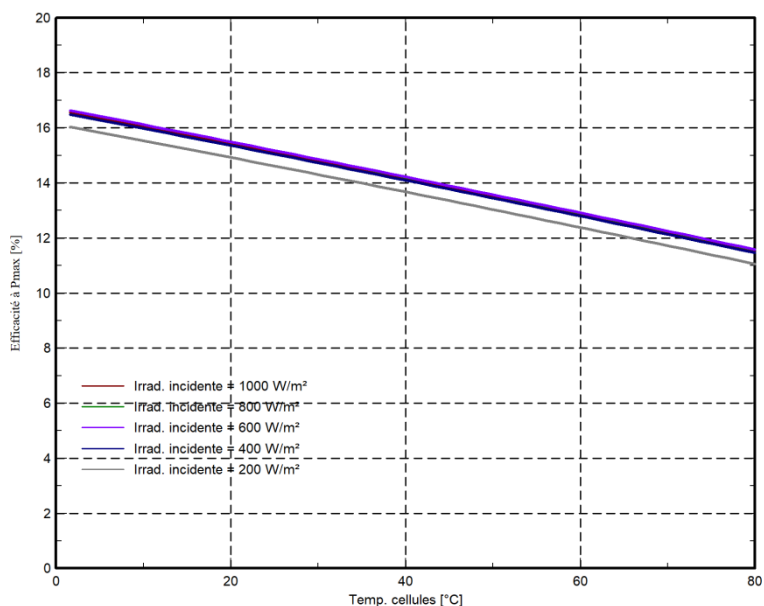


Figure II.13. L'impact la température des cellules sur l'efficacité de module Yingli YL245P-29b.

II.4.3.2 Onduleur :

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur, également appelé appareil de conditionnement de la puissance, joue un rôle crucial, sa fonction principale est de transformer la tension continue produit par les modules solaires en tension alternatif, utilisable par le réseau électrique ou les équipements domestiques.

L'onduleur, positionné à l'interface entre le champ photovoltaïque et le réseau électrique, doit être conçu en tenant compte des exigences techniques spécifiques, il est essentiel qu'il garantisse la sécurité des deux sous-systèmes électriques, qui présentent des caractéristiques très distinctes [99].

Les principaux composants d'un onduleur PV illustré dans Le schéma diagramme suivante :

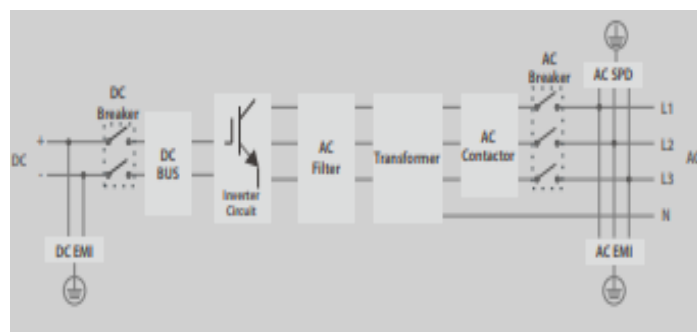


Figure II.14. Diagramme de blocs d'onduleur SUNGROW SG500MX.

La section onduleur comprend cinq modules principaux [99]:

- Un bus DC est un concept fréquent en génie électrique, désignant un réseau de distribution d'énergie en courant continu, ce système centralisé fournit de l'électricité aux différentes charges ou sous-systèmes d'un ensemble électrique.
- Dans le circuit onduleur, la tension continue de l'alimentation est fournie par des commutateurs à semi-conducteurs, comme des transistors ou des MOSFET, qui sont activés et désactivés rapidement grâce à des impulsions provenant de l'unité de commande logique, souvent un générateur de signaux PWM.
- Un filtre de sortie est souvent utilisé pour éliminer les harmoniques ou les ondulations dans le courant AC généré, assurant une meilleure qualité d'alimentation, le filtrage est important pour respecter les normes de qualité de l'électricité.
- Le transformateur augmente la tension en sortie de l'onduleur pour atteindre une tension nominale de 230 V, un transformateur élévateur à prise médiane est souvent utilisé dans ce rôle.
- Le commutateur de transfert maintient la connexion de la charge à l'alimentation principale quand celle-ci est disponible, tout en rechargeant la batterie, en cas de coupure de l'alimentation principale, il bascule automatiquement la charge sur la sortie de l'onduleur.

Dans les centrales photovoltaïques analysées en chaque sous-champ, il y a deux onduleurs, l'onduleur et l'armoire de l'onduleur est représentée sur la figure III.15



Figure II.15. Onduleur SUNGROW SG500MX.

Les spécifications techniques de l'onduleur sont indiquées dans le tableau II.03

| | |
|-----------------------------------|---------------------|
| Marque | SUNGROW |
| Type | SG500MX |
| Température de fonctionnement | -30 ° C to + 55 ° C |
| Contribution | DC |
| Tension maximale (V) | 1000 |
| Tension VMP Pmin. (V) | 460 |
| Tension VMP Pmax. (V) | 850 |
| Courant d'entrée max (A) | 1220 |
| Puissance de sortie nominale (kW) | 500 |
| Tension de sortie nominale (V) | 460 |
| Fréquence de sortie nominale (Hz) | 50 |
| Courant de sortie max (A) | 1008 |
| Facteur de puissance | > 0.99 |
| Efficacité (%) | 98.70 |
| Dimensions (mm) | 1005*1915*835 |
| Poids (kg) | 800 |

Tableau II.03. Les spécifications techniques d'onduleur SUNGROW SG500MX.

L'efficacité de l'onduleur est directement liée à la puissance DC qu'il reçoit pour maximiser le produit d'énergie, il est important de choisir un onduleur adapté aux conditions d'exploitation et à la plage de puissance des panneaux solaires.

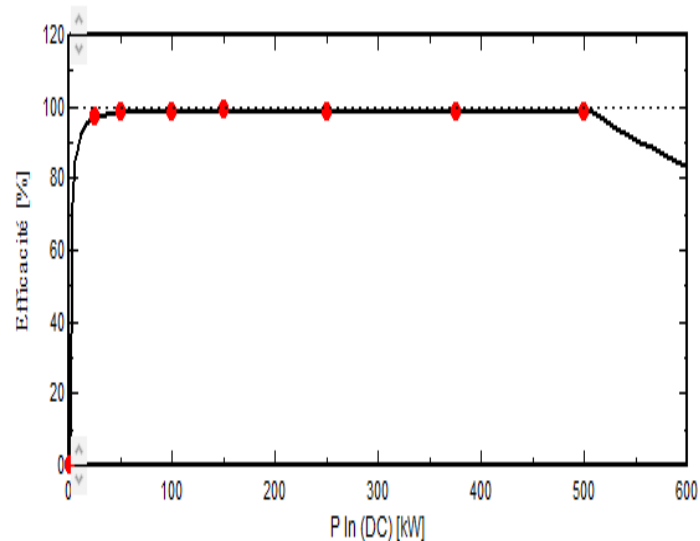


Figure II.16. L'efficacité de l'onduleur.

La température de l'onduleur a une influence directe sur la puissance AC de sortie pour garantir un fonctionnement optimal et maximiser la production d'énergie, il est crucial de surveiller et de gérer la température de l'onduleur pendant son fonctionnement.

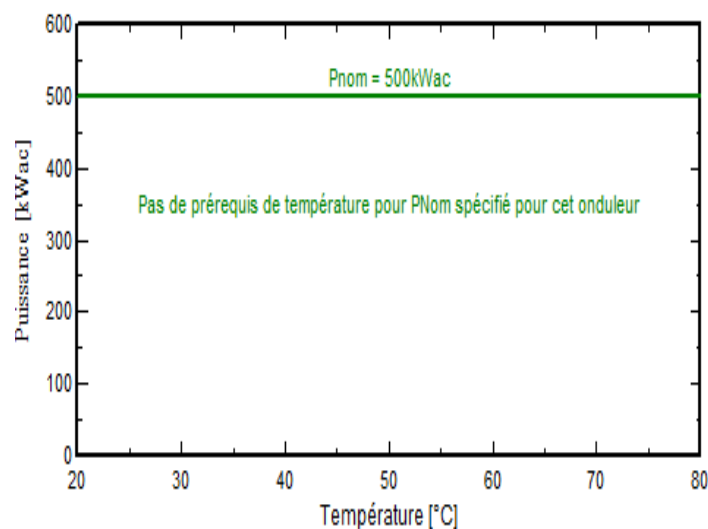


Figure II.17. Influence de la température de l'onduleur sur la puissance AC.

III.4.3.3 Les boîtes de jonctions :

Les centrales photovoltaïques sont équipées des boîtes de jonction qui se situent en amont de l'onduleur, ces boîtiers permettent de relier plusieurs chaînes de panneaux solaires en parallèle. Certains boîtiers d'assemblage sont dotés de cinq disjoncteurs : quatre sont connectés aux chaînes photovoltaïques, tandis qu'un disjoncteur principal est destiné à la sortie.

Ces disjoncteurs, également appelés sectionneurs, possèdent la capacité de coupure et de sectionnement, ce qui est nécessaire pour assurer la sécurité du système, de plus, les boîtiers de jonction sont munis de parafoudres pour protéger l'installation contre les surtensions.

Les bornes positives et négatives de ces boîtiers sont reliées respectivement aux bornes positives et négatives des modules photovoltaïques qui sont installés en série.



Figure II.18. La boîte de jonction.

II.4.3.4 Les boîtes parallèles :

Les boîtes de raccordement en parallèle sont des équipements essentiels dans les systèmes photovoltaïques de grande taille, leur rôle principal est de combiner les courants provenant de plusieurs chaînes de panneaux solaires connectées en parallèle avant de les acheminer vers l'onduleur

Dans notre centrale photovoltaïque, la boîte de raccordement en parallèle regroupe trois boîtes de jonction, permettant ainsi de combiner les courants issus de ces trois unités avant de les acheminer vers l'onduleur. Il est possible d'ajouter une boîte de jonction supplémentaire si nécessaire, afin d'élargir la capacité de connexion.

Chaque boîte de jonction dispose de son propre sectionneur, permettant d'isoler chaque section individuellement en cas de besoin, de plus, la boîte de raccordement en parallèle est équipée d'un sectionneur principal qui permet d'interrompre l'ensemble du flux de courant pour des interventions de sécurité ou de maintenance.

Cette configuration assure une flexibilité et une sécurité accrues dans la gestion de l'énergie produite par les modules solaires, tout en facilitant l'expansion du système en fonction des besoins.



Figure II.19. La boîte parallèle.

II.4.3.5 Transformateur :

Dans un système PV raccordé au réseau en milieu saharien, le transformateur joue un rôle crucial pour garantir la conversion de l'électricité produite et protéger l'installation, en raison des températures extrêmes et des conditions arides, des transformateurs de type sec, sans huile, sont souvent privilégiés pour leur meilleure résistance à la chaleur et leurs moindres besoins de maintenance. Ils sont conçus pour fonctionner efficacement dans des environnements chauds, avec des dispositifs de refroidissement additionnels et des enveloppes étanches afin de résister à la poussière et au sable. Une isolation renforcée est également nécessaire pour supporter les variations thermiques, la surveillance à distance est essentielle pour suivre en temps réel l'état des équipements, car l'accès aux installations est difficile. Enfin, ces transformateurs assurent une qualité de l'électricité injectée dans le réseau, avec des filtres pour limiter les harmoniques et garantir la stabilité de l'alimentation électrique.

La centrale photovoltaïque d'Adrar, située dans une région saharienne au sud-ouest de l'Algérie, utilise des transformateurs spécialement conçus pour résister aux conditions climatiques extrêmes du désert.

Dans les grandes centrales PV comme celle d'Adrar, des transformateurs élévateurs sont utilisés pour passer de la tension de sortie des onduleurs (souvent entre 400 et 690 volts) à des niveaux de moyenne ou haute tension (généralement de 10 à 30 kV) nécessaires pour l'injection dans le réseau électrique local.

L'électricité générée est d'abord envoyée environ un transformateur élévateur triphasé (30KV), ensuite distribuée vers un poste de transformation avant de rejoindre des réseaux indépendants, l'intégration d'un transformateur pourrait offrir l'avantage d'isoler le système photovoltaïque du réseau. Toutefois, un inconvénient majeur de cette configuration réside dans l'arrêt complet et instantané de la génération d'énergie en cas de défaillance survenant avant l'onduleur.

Les transformateurs sont couplés en parallèle au sein du même jeu de barres de 30 kV, comme le montre la figure (II.20).



Figure II.20. Le transformateur SUNTEN ZBW10A-1250.

II.4.3.6 Poste d'évacuation :

Un poste d'évacuation de 30 kV est une installation électrique dédiée à la collecte et à l'exportation de l'énergie produite par une centrale, comme une centrale photovoltaïque, vers le réseau de distribution ou de transport, le poste d'évacuation reçoit l'électricité produite en basse ou moyenne tension (par exemple, 400 V ou 690 V) et l'élève à 30 kV pour une meilleure efficacité de transport, minimisant ainsi les pertes en ligne. Il comprend

généralement des transformateurs, des cellules de disjoncteurs, des protections et des équipements de mesure, ces composants assurent la transformation de la tension, la protection des équipements, et la surveillance des paramètres électriques pour garantir la sécurité et la qualité de l'alimentation.

Le poste est équipé de systèmes de protection et de contrôle SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) qui permettent de contrôler les flux d'énergie, de détecter les anomalies et de contrôler les équipements à distance, il est souvent situé à proximité de la centrale de production pour minimiser les pertes et simplifier le raccordement au réseau.

Ce type de poste est crucial pour les installations renouvelables comme les centrales photovoltaïques ou éoliennes, permettant de stabiliser la connexion au réseau et de réguler la tension et la fréquence de l'électricité injectée, un poste d'évacuation de 30 kV est une infrastructure clé pour l'intégration d'énergie renouvelable, permettant de transformer et d'injecter l'électricité produite localement dans le réseau national ou régional.



Figure II.21. Poste d'évacuation de 30 KV.

Les centrales photovoltaïques sont équipées d'une salle d'acquisition et de contrôle, ces équipements jouent un rôle essentiel dans la gestion efficace des centrales photovoltaïques. Ce système assure également le suivi de tous les dispositifs de la centrale PV, tels que les onduleurs, les transformateurs, les cellules moyenne tension, les disjoncteurs, les boîtes de connexion, la station météo et les transformateurs auxiliaires.

Le système de contrôle représente la composante principale de l'automatisation de la centrale, intégrant des fonctions de commande et de mesure, de communication à distance et de protection.

Le système utilise le logiciel SCADA NC2000, fourni par l'entreprise chinoise NARI. Ce système de surveillance collecte et enregistre régulièrement des données météorologiques et électriques.

Ces stations sont également équipées d'appareils de mesure environnementale, incluant divers instruments pour surveiller les conditions climatiques locales, comme le pyranomètre pour mesurer les rayonnements solaires, un capteur de température, un capteur d'humidité, ainsi qu'un anémomètre pour évaluer la vitesse du vent. Ces dispositifs enregistrent les conditions climatiques sur le site d'installation des modules photovoltaïques. Les données recueillies sont stockées dans un ordinateur dédié à l'acquisition des données, installé dans la salle de contrôle de la centrale.

II.5 L'impact des centrales photovoltaïques PV sur la production d'électricité dans la région d'Adrar :

L'emploi des combustibles fossiles à grande échelle pour la production d'électricité dans les pays en développement comme l'Algérie contribue à l'émission de gaz à effet de serre et au changement climatique. Afin de réduire cette dépendance et ses impacts environnementaux, le passage vers des sources d'énergie renouvelable est essentiel.

Les centrales photovoltaïques dans la région d'Adrar ont un impact positif sur la production d'électricité, la réduction de l'empreinte écologique, le développement économique local et la sécurité énergétique. Elles contribuent également à la diversification des sources d'énergie du pays, ce qui est un objectif clé dans la transition énergétique.

Le réseau du pôle d'Adrar, qui inclut plusieurs types de centrales électriques :

- Une centrale à turbine à gaz
- Six centrales photovoltaïques situées à Adrar, Zaouiet Kounta, Aoulef, Kabertane, Reggane et Timimoune
- Une centrale éolienne à Kabertane

La figure II.22 présente la charge active de wilaya d'Adrar et la puissance des centrales du pôle d'Adrar du vendredi 5 février 2016, on remarque de l'analyse des courbes, que la puissance maximale produite par l'ensemble des centrales a atteint 93,7 MW à 19h45. La centrale à turbine à gaz a généré une puissance maximale de 90 MW à la même heure, tandis que la production d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolienne) a atteint un maximum de 31,62 MW à 12h00.

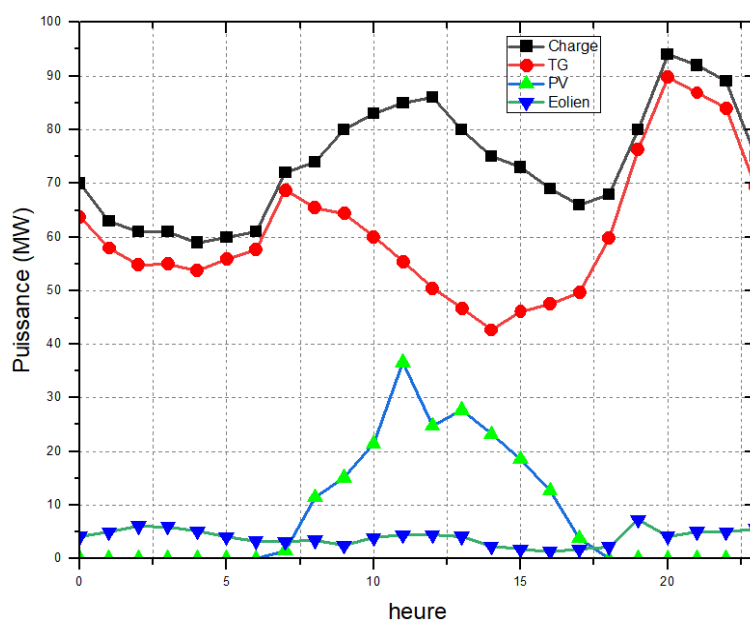


Figure II.22. Courbe de production d'électricité et la Consommation quotidienne d'énergie électrique du pôle Adrar le 05/02/2016.

La figure II.23 montre le taux de contribution des centrales renouvelables à la couverture de la demande électrique le 5 février 2016. À 12h00, la contribution des énergies renouvelables était de 36,51%, et elle a atteint un maximum de 45% à 13h15. De 11h00 à 15h45, la contribution des centrales renouvelables a toujours dépassé les 30%.

La figure II.24 illustre la charge active du lundi 14 mars 2016 pour le pôle d'Adrar. Les résultats montrent que la puissance maximale produite par la centrale était de 97 MW à 20h00, entièrement générée par la turbine à gaz en raison de l'interruption temporaire de la production d'énergie éolienne. Cependant, la production d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolienne) a atteint un maximum de 64,17 MW à 13h45.

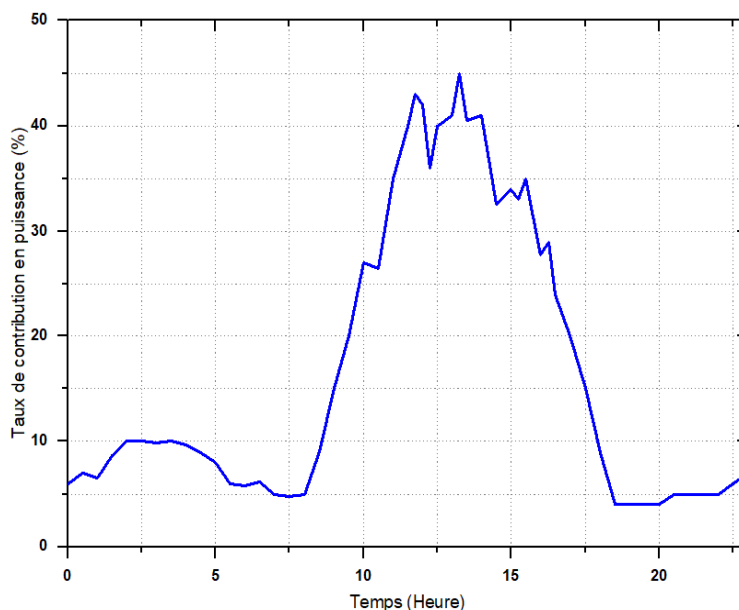


Figure II.23. Taux de contribution en puissance des centrales renouvelables le 05/02/2016.

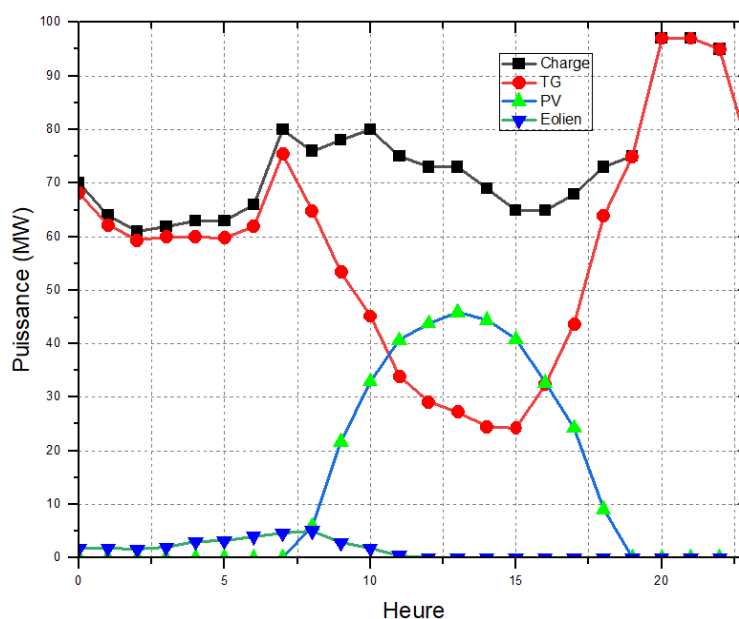


Figure II.24. Courbe de production d'électricité et la Consommation quotidienne d'énergie électrique du pôle Adrar le 14/03/2016.

La figure II.25 présente le taux de contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande pour la journée du 14 mars 2016, à 13h15 la contribution des énergies renouvelables était de 62,79%, et elle a culminé à 64,17% à 13h45. Entre 09h00 et 17h00, la contribution des énergies renouvelables est restée supérieure à 30%.

Le programme de développement des énergies renouvelables en Algérie vise à atteindre, d'ici 2030, une part de 27% d'énergies renouvelables dans la production d'électricité nationale et 37% de la capacité installée, cela permettra d'économiser environ 300 milliards de m³ de gaz naturel, un volume équivalent à huit fois la consommation nationale en 2014. Cette transition vers les énergies renouvelables représente ainsi un levier stratégique pour réduire l'impact environnemental tout en répondant aux besoins énergétiques croissants du pays.

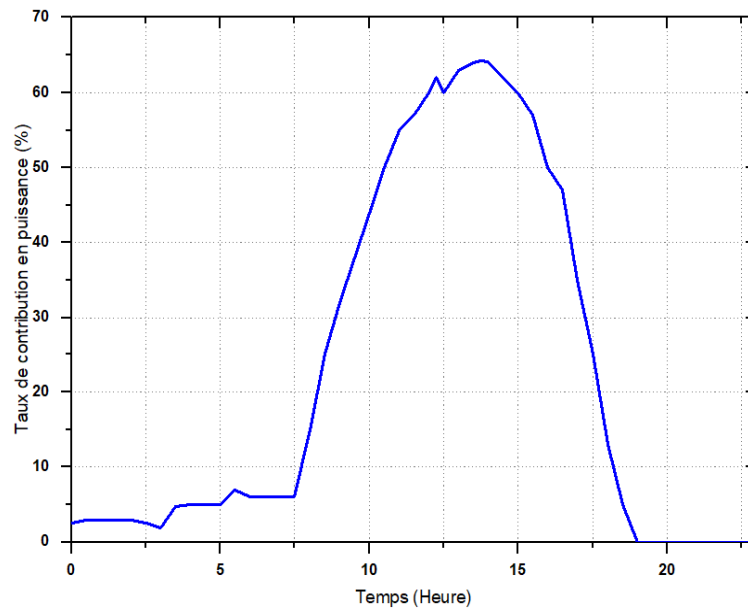


Figure II.25. Taux de contribution en puissance des centrales renouvelables le 14/03/2016.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé un aperçu de la société SKTM, ainsi que les caractéristiques géographiques et les données météorologiques des stations, en détaillant les éléments constitutifs des centrales photovoltaïques dans la région de l'Adrar.

Enfin, une brève analyse a été réalisée sur l'impact de la production d'électricité issue des énergies renouvelables par rapport à celle générée par les turbines à gaz, l'analyse des résultats a montré que le taux de contribution des centrales renouvelables à la production d'énergie varie entre 15 % et 21 % par jour, cette contribution a permis de réaliser des économies significatives de gaz naturel et de préserver un environnement plus propre.

Chapitre III

Analyse de performances des centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique d'Adrar

III.1 Introduction

Dans le contexte du passage énergétique, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique est devenue une priorité stratégique. Selon ces différentes formes d'énergie, l'énergie solaire photovoltaïque occupe une place grandissante grâce à ses nombreux avantages, dont sa capacité à produire une électricité propre et abondante. Cependant l'efficacité des centrales photovoltaïques, notamment celles connectées au réseau dépend de nombreux facteurs techniques et environnementaux qui nécessitent une évaluation approfondie [100].

L'évaluation des performances des centrales PV raccordées au réseau électrique est essentielle pour évaluer l'efficacité et la rentabilité des investissements en énergie solaire, surtout dans les régions à fort ensoleillement comme Adrar. Cette région saharienne de l'Algérie caractérisée par un ensoleillement exceptionnel et des conditions climatiques spécifiques offre un potentiel unique pour l'exploitation de l'énergie solaire. Cependant la performance des installations PV peut être influencée par divers facteurs locaux, comme la température élevée, l'accumulation de poussière et les variations saisonnières de rayonnement solaire. L'analyse de ces performances permet d'optimiser la production d'électricité de réduire les pertes et de guider la maintenance des équipements, cette étude se propose d'évaluer les indicateurs de performance de plusieurs centrales photovoltaïques situées dans la région d'Adrar. Afin de mieux comprendre les défis et opportunités propres à cette zone géographique et d'identifier des stratégies pour maximiser leur contribution au réseau électrique national [101].

Cette analyse vise à offrir une évaluation approfondie des facteurs qui influencent la performance des centrales photovoltaïques raccordées au réseau et d'explorer les meilleures pratiques pour assurer leur efficacité dans divers environnements, cela permettra de mieux comprendre les enjeux actuels de cette technologie et de formuler des recommandations pour une gestion optimale de l'énergie photovoltaïque dans le futur.

III.2 Les rendements énergétiques :

L'efficacité énergétique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau dépend de plusieurs facteurs clés, incluant les caractéristiques des modules PV, l'onduleur, les pertes dans le système, et les conditions environnementales, ce rendement est généralement exprimé en termes de performance ratio, qui mesure l'efficacité du système en tenant compte des pertes par rapport à l'énergie théoriquement produite.

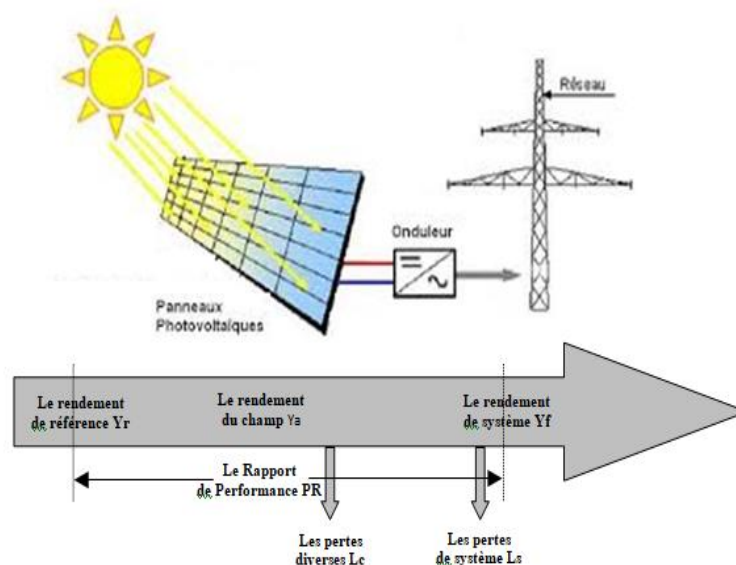


Figure III.01. Les performances et des pertes d'un système photovoltaïque.

III.2.1 Rendement de référence (Y_r) :

Le rendement de référence d'une centrale photovoltaïque est un paramètre clé pour évaluer l'efficacité des modules solaires sous des conditions standards, ce rendement permet de comparer les performances réelles des panneaux solaires avec des conditions idéales. qui sont généralement définies par des normes industrielles ou des protocoles de tests, le rendement de référence est une mesure cruciale pour la conception, l'exploitation et l'évaluation des installations photovoltaïques.

Le rendement de référence est indiqué comme le rapport entre l'énergie effectivement produite par un module photovoltaïque sous des conditions standard et l'énergie théorique maximale qui pourrait être produite par ce même module si toute l'énergie solaire reçue était convertie en électricité ce rendement est souvent calculé sous des conditions normales d'irradiation et de température.

Les conditions standards incluent :

- Irradiation solaire de 1000 W/m² : Cette valeur correspond à l'irradiation solaire moyenne sur une surface horizontale à midi sous un ciel clair et à 25°C qui est la référence utilisée pour les tests de performance des panneaux photovoltaïques [102].
- Température de 25°C : Cette température correspond à la température de test standard pour les modules photovoltaïques bien que la température réelle des modules puisse varier en fonction de l'environnement, notamment dans des régions chaudes et désertiques comme le Sahara [103].
- Angle d'inclinaison et orientation optimaux : Les tests standardisés supposent également que les modules sont installés à l'angle d'inclinaison optimal pour maximiser l'absorption de l'énergie solaire.

Le rendement de référence (Y_r) est défini par l'équation suivante:

$$Y_r = \frac{G_t}{G_0} \quad (III.01)$$

Où l'énergie produite sous conditions idéales représente l'énergie mesurée dans les conditions de test normalisées (G_0) et l'énergie maximale théorique disponible est l'énergie qui pourrait être extraite du panneau (G_t) si l'ensemble de l'irradiation incidente était converti en électricité ce qui est une situation théorique parfaite et irréaliste.

Le rendement de référence est un critère déterminant pour plusieurs raisons :

1. Évaluation des performances des modules photovoltaïques : Ce rendement permet de comparer l'efficacité de différents modèles de panneaux solaires, en particulier ceux utilisés dans des environnements spécifiques comme les régions sahariennes où les conditions climatiques peuvent fortement influencer la production d'énergie [104].
2. Optimisation de l'installation : Un rendement de référence permet aux ingénieurs de comparer les performances réelles des panneaux avec celles attendues sous des conditions idéales. Des écarts importants peuvent indiquer des problèmes tels que l'encrassement des panneaux, l'ombrage ou des défaillances dans l'équipement qui doivent être rectifiés pour améliorer la production d'énergie [105].
3. Adaptation aux conditions locales : Dans des régions comme le désert du Sahara où l'irradiation solaire est élevée mais où la poussière et le sable peuvent obstruer les panneaux le rendement de référence peut servir à établir des seuils de performance réalistes, des études sur le terrain ont montré que la performance des systèmes photovoltaïques en zone désertique peut être réduite jusqu'à 30 % en raison de l'encrassement des modules [106].

III.2.2 Rendement du champ PV (Y_a) :

Le rendement du champ PV (Y_a) ou rendement des modules photovoltaïques est une mesure essentielle qui quantifie la performance des modules solaires en courant continu (DC) avant d'inclure les pertes supplémentaires comme celles des onduleurs et des câbles. Il

s'exprime en heures solaires équivalentes (h) et est utilisé pour évaluer l'efficacité des modules dans des conditions réelles.

Le rendement du champ PV est défini comme :

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad (\text{III.02})$$

Où

E_{DC} représente l'énergie électrique produite par les modules en courant continu (kWh).

P_{STC} est la puissance crête totale des modules sous conditions standards de test (STC : 1000 W/m². 25 °C. spectre AM1.5) exprimée en kilowatts crête (kWc) [106].

Les conditions environnementales jouent un rôle essentiel dans la performance des systèmes photovoltaïques, une irradiance solaire inférieure à 1000 W/m² réduit l'efficacité des modules, tandis que la température des modules a également un impact. En effet, les modules photovoltaïques en silicium cristallin présentent un coefficient de température négatif, entraînant une perte de 0,4 à 0,5 % par degré Celsius au-delà de 25 °C [107], la dégradation et les salissures, telles que l'accumulation de poussière ou de neige, peuvent également réduire l'efficacité. Dans des zones très poussiéreuses, la perte annuelle peut atteindre jusqu'à 20 % [108]. De plus, les modules subissent une dégradation annuelle moyenne variant de 0,5 à 1 %, selon la technologie [47]. L'orientation et l'inclinaison des modules sont également des facteurs importants : une inclinaison optimale en fonction de la latitude et une position sud dans l'hémisphère nord maximisent la captation de lumière [109]. Le suivi du rendement est essentiel pour détecter les anomalies, telles qu'une baisse soudaine indiquant des problèmes de salissures ou d'ombrages, pour comparer la performance réelle à la production théorique attendue et pour mesurer l'impact des conditions climatiques locales [110].

IV.2.3 Rendement final (Y_f) :

Le rendement final d'un système photovoltaïque est une mesure clé qui reflète la performance globale du système solaire, il prend en compte l'énergie électrique totale effectivement livrée au réseau ou consommée en intégrant toutes les pertes systémiques notamment celles des modules des câbles et des onduleurs.

Le rendement final (Y_f) est exprimé comme suit :

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (\text{III.03})$$

Où :

E_{AC} est l'énergie électrique totale livrée au réseau ou consommée (en kWh. en courant alternatif).

P_{STC} est la puissance crête nominale du champ photovoltaïque sous conditions standards de test (en kWc).

Le Y_f est souvent exprimé en heures équivalentes correspondant au temps pendant lequel le système aurait fonctionné à sa puissance nominale pour produire la même quantité d'énergie.

Le rendement final (Y_f) des systèmes photovoltaïques est influencé par plusieurs facteurs, notamment la performance des modules, les pertes dans les onduleurs et le câblage, ainsi que les conditions environnementales, les modules photovoltaïques perdent en efficacité lorsque leur température dépasse 25 °C, avec un coefficient de température pour le silicium cristallin généralement compris entre -0,4 et -0,5 %/°C [107]. De plus, les modules subissent une dégradation progressive, estimée entre 0,5 et 1 % par an [47], les onduleurs, qui convertissent le courant continu produit par les modules en courant alternatif, ont une efficacité de 95 à 98 %, ce qui entraîne des pertes d'énergie lors de la conversion [106], les pertes dans le câblage, dues à la résistance des câbles, représentent environ 1 à 3 % de l'énergie totale, selon la

conception du système. L'ombrage partiel ou total, causé par des arbres, des bâtiments ou de la poussière, peut également diminuer la production d'énergie, tout comme l'accumulation de poussière ou de salissures sur les modules, qui peut entraîner des pertes de jusqu'à 20 % dans des environnements très poussiéreux [108]. Le rendement final Y_f dépend ainsi des caractéristiques spécifiques du site et de la conception du système. Dans les régions à forte irradiation solaire, comme celles recevant 1700 kWh/m²/an, le rendement peut varier entre 1200 et 2000 heures par an, en fonction de la qualité des équipements et des conditions environnementales [111]. Le suivi du rendement final est essentiel pour identifier les pertes systémiques, optimiser les performances, comparer les résultats réels à ceux attendus et évaluer la rentabilité du système tout en diagnostiquant les pannes potentielles.

III.2.4 Indice de performance (PR) :

L'indice de performance normalisé est un indicateur fondamental pour évaluer l'efficacité d'un système PV en tenant compte des pertes dues aux conditions réelles d'exploitation. Il reflète la proportion de l'énergie solaire captée qui est effectivement convertie en électricité disponible permettant ainsi d'identifier les facteurs limitant les performances du système.

L'indice de performance est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (III.04)$$

Le PR est exprimé en pourcentage et représente l'efficacité globale du système en tenant compte de toutes les pertes systémiques et environnementales.

L'indice de performance d'un système photovoltaïque est un indicateur clé de son efficacité, mais un PR de 100 % signifie un système sans aucune perte, ce qui est irréaliste en pratique. En général, les systèmes bien conçus atteignent un PR compris entre 75 % et 90 %, tandis qu'un PR inférieur à 75 % peut signaler des problèmes tels que des ombrages, une mauvaise maintenance ou un dimensionnement incorrect. Plusieurs facteurs influencent cet indice, notamment les pertes de conversion liées aux onduleurs, dont l'efficacité se situe entre 95 % et 98 %, ainsi que les pertes résistives dans les câbles et transformateurs [106]. Les conditions environnementales, telles que des températures élevées, peuvent réduire l'efficacité des modules [107], tandis que des éléments comme la poussière, la neige ou les ombres diminuent l'énergie captée [108]. De plus, la dégradation annuelle des modules, estimée entre 0,5 % et 1 %, contribue également aux pertes [47], le PR est essentiel pour comparer des systèmes installés dans des conditions climatiques variées, surveiller les performances sur le long terme, diagnostiquer rapidement les anomalies et évaluer l'efficacité de la maintenance en identifiant les sources de pertes, un suivi régulier de cet indicateur permet ainsi d'optimiser la production d'énergie et la rentabilité du système.

III.2.5 Facteur de charge (FC) :

Le facteur de charge (FC) est un indicateur employé pour mesurer l'efficacité d'un système photovoltaïque (PV) ou de toute autre installation de production d'énergie par rapport à sa capacité nominale théorique, il compare l'énergie réelle produite par le système sur une durée donnée à l'énergie qu'il aurait produite s'il avait fonctionné à pleine capacité pendant toute cette période.

Le facteur de charge (FC) est déterminé par l'équation suivante :

$$FC = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \cdot T} \quad (III.05)$$

Où :

T : durée de la période considérée (en heures).

Le facteur de charge est une valeur sans unité généralement exprimée en pourcentage (%).

Le facteur de charge (FC) est un indicateur important de la performance globale d'une installation photovoltaïque, qui reflète la proportion de la capacité maximale du système

réellement utilisée, un FC de 100 % signifierait que le système fonctionne constamment à sa capacité maximale, ce qui est irréaliste en raison des variations de l'ensoleillement, des pertes et des facteurs environnementaux. En pratique, les systèmes photovoltaïques ont généralement des FC faibles, variant entre 10 % et 25 %, selon la localisation géographique, les conditions climatiques et la conception du système [110], plusieurs facteurs influencent ce rendement, à commencer par la localisation géographique, où les régions équatoriales ou désertiques, comme le Sahara, peuvent atteindre des FC supérieurs à 25 %, tandis que les régions nordiques affichent des FC plus faibles, souvent inférieurs à 15 %, la conception du système, notamment l'orientation et l'inclinaison des modules, contribue également de manière essentielle dans l'optimisation de l'exposition solaire. Les conditions environnementales, telles que les ombres, les salissures ou les températures élevées, peuvent réduire le rendement, de même qu'un entretien insuffisant ou des pannes fréquentes, qui diminuent le FC, enfin, l'utilisation de technologies photovoltaïques de haute performance, comme les cellules en silicium monocristallin, peut légèrement améliorer ce facteur, le facteur de charge est utile pour évaluer les performances des systèmes, comparer différentes technologies dans des environnements similaires, planifier la production énergétique annuelle en fonction des besoins locaux et effectuer des analyses économiques pour calculer les coûts actualisés de l'énergie (LCOE) et la rentabilité d'un projet.

III.2.6 Pertes du système (L_S) :

Les pertes du système par conversion (L_S) représentent les pertes d'énergie qui se produisent lors de la conversion du courant continu (DC) produit par les modules photovoltaïques en courant alternatif (AC) injecté dans le réseau ou consommé, ces pertes sont principalement dues à l'efficacité limitée des composants électriques tels que les onduleurs, les câbles et autres équipements.

Les pertes par conversion (L_S) sont déterminées à l'aide de l'équation suivante:

$$L_S = Y_a - Y_f \quad (\text{III.06})$$

Ainsi, L_S reflète la différence entre l'énergie disponible à la sortie des modules PV (E_{DC}) et celle réellement utilisable en sortie du système (E_{AC}).

Les pertes par conversion dans un système photovoltaïque proviennent principalement de plusieurs sources, tout d'abord, les onduleurs, qui convertissent le courant continu (DC) en courant alternatif (AC), ont une efficacité typique de 95 % à 98 %, les pertes associées à cette conversion dépendent de la qualité de l'onduleur, de son dimensionnement et de son mode de fonctionnement [106], ensuite, les pertes résistives dans les câbles, causées par l'effet Joule, sont proportionnelles à la résistance des câbles et au courant qu'ils transportent, ces pertes varient généralement entre 1 % et 3 %, selon la conception du système [111], dans les grandes installations, des transformateurs sont utilisés pour ajuster la tension, et ces équipements présentent un rendement typique de 95 % à 99 %, entraînant des pertes supplémentaires. Enfin, les autres équipements du système, tels que les protections, disjoncteurs et autres composants, peuvent également introduire des pertes mineures.

Pour optimiser les pertes par conversion, plusieurs actions peuvent être mises en place. Il est crucial de choisir des onduleurs de haute qualité avec un rendement élevé (97-99 %) et de s'assurer qu'ils sont correctement dimensionnés pour fonctionner de manière optimale sur une large plage de charges. De plus, réduire les pertes dans les câbles peut être réalisé en utilisant des câbles de section appropriée pour minimiser la résistance et en réduisant la distance entre les modules et les onduleurs. Enfin, une maintenance régulière, incluant la vérification de l'état des câbles, des connecteurs et des équipements, permet de limiter les dégradations et les mauvais contacts, contribuant ainsi à maintenir l'efficacité globale du système.

III.2.7 Pertes diverses (L_C) :

Les pertes diverses (L_C) représentent l'ensemble des pertes non directement attribuables aux étapes principales de conversion ou à des composants spécifiques d'un système photovoltaïque (PV), elles englobent des facteurs environnementaux, opérationnels et de conception qui affectent la performance globale du système.

Les pertes diverses (L_C) se calculent généralement comme la différence entre le rendement théorique maximal du champ photovoltaïque (Y_r) et le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) :

$$L_C = Y_r - Y_a \quad (\text{III.07})$$

Ces pertes traduisent l'écart entre les performances idéales des modules PV et leur production réelle avant conversion.

Les pertes diverses L_C dans un système photovoltaïque proviennent de plusieurs sources, principalement liées aux conditions environnementales, aux caractéristiques du système et à son entretien, les salissures, telles que la poussière, la pollution, la neige ou les feuilles, peuvent obstruer les modules et entraîner des pertes d'énergie variant entre 1 % et 10 % selon la localisation [110], les températures élevées réduisent l'efficacité des modules, et le coefficient de température de chaque module occupe une place essentielle dans ce phénomène, les pertes par réflexion sont également un facteur, surtout si les modules ne sont pas équipés d'un revêtement anti-reflet, car une partie de l'irradiation est réfléchi par la surface des modules. De plus, une mauvaise orientation ou une inclinaison incorrecte des modules par rapport au soleil diminue leur capacité à capter l'énergie solaire. Les pertes dues au mismatch, ou déséquilibre des modules, résultent de variations de performance entre les modules d'un même champ, en raison de différences d'ombrage, de fabrication ou de vieillissement, ce qui impacte le rendement global. Les ombrages causés par des bâtiments, des arbres ou d'autres structures réduisent également la production des modules, la dégradation des modules, estimée entre 0,5 % et 1 % par an, affecte progressivement leur efficacité [47].

Pour minimiser ces pertes, plusieurs stratégies peuvent être mises en œuvre. Un nettoyage régulier des modules réduit les pertes dues à l'encrassement, et une optimisation de la conception, notamment une orientation et une inclinaison adéquates, permet de maximiser l'exposition solaire et de limiter les pertes. Le recours aux optimiseurs ou de micro-onduleurs permet de réduire les pertes dues au mismatch entre les modules. La surveillance en temps réel permet de détecter et résoudre rapidement les problèmes liés aux ombrages ou à la dégradation des modules, les technologies avancées, comme les modules à revêtement anti-reflet ou à faible coefficient de température, contribuent à réduire les pertes dues à la réflexion et à la chaleur.

III.3 Analyse des résultats de simulation et discussion des performances du système PV :

Analyse des résultats de la simulation et discussion qui en découle sont essentiels pour analyser les performances du système étudié, la simulation permet de modéliser différents scénarios, d'évaluer l'impact des paramètres variables (comme les conditions climatiques, l'orientation des panneaux, ou la configuration du système) et de quantifier les rendements ainsi que les pertes.

III.3.1 Analyse des Rendements Énergétiques des centrales :

La figure IV.02 représente l'évolution mensuelle du rendement du champ photovoltaïque (Y_a) pour différents centrales : Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane, et Aoulef, montrent des variations saisonnières modérées, avec des valeurs annuelles moyennes variant entre 4.73 h/jour (Reggane) et 4.94 h/jour (Timimoune et Kabertene), les performances les plus élevées sont enregistrées en avril, atteignant jusqu'à 5.37 h/jour, en raison de conditions d'ensoleillement optimales, les mois d'été (juin à août) affichent des

rendements stables mais légèrement inférieurs (autour de 4.68-5.11 h/jour), probablement en raison des pertes d'efficacité liées aux températures élevées, en hiver (décembre à février), les rendements sont au plus bas, descendant jusqu'à 4.18 h/jour à Reggane, en lien avec la réduction de la période et de l'intensité de l'ensoleillement. Malgré ces fluctuations, les différences entre localités restent faibles, reflétant des conditions climatiques sahariennes favorables et homogènes, confirmant le fort potentiel solaire de la région pour une exploitation énergétique efficace

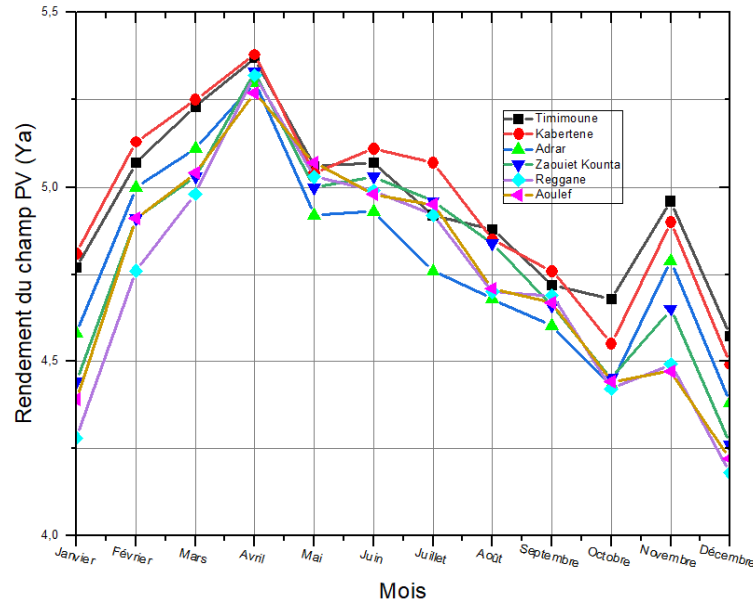


Figure III.02. Évolution mensuelle du rendement du champ photovoltaïque (Y_a) pour les centrales

La figure III.03 illustre le rendement du système photovoltaïque (Y_f) pour six centrales différentes (Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane et Aoulef), le rendement final du système photovoltaïque (Y_f , exprimé en heures par jour) reflète les performances réelles après prise en compte des pertes globales dans les six localités étudiées (Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane et Aoulef), les valeurs annuelles moyennes varient entre 4,66 h/jour (Reggane) et 4,86 h/jour (Timimoune et Kabertene), témoignant d'une bonne homogénéité régionale, les meilleurs rendements sont observés en avril, atteignant jusqu'à 5,3 h/jour (Kabertene), en raison de conditions d'ensoleillement favorables. En revanche, les rendements les plus faibles apparaissent en hiver, notamment en décembre, avec une valeur minimale de 4,12 h/jour à Reggane, en raison de la diminution de l'intensité et de la durée de l'ensoleillement. Les mois d'été (juin à août) affichent des rendements légèrement inférieurs aux attentes, autour de 4,61 à 5,03 h/jour, probablement en raison des pertes liées aux températures élevées qui affectent les performances des panneaux. Globalement, les performances restent stables, avec des variations limitées entre les localités, confirmant l'excellent potentiel de ces régions pour l'exploitation solaire.

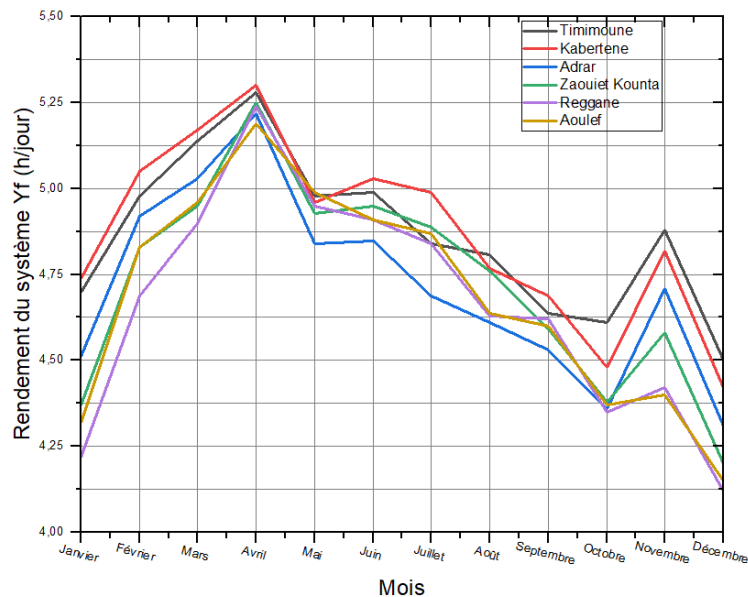


Figure III.03. Le rendement du système photovoltaïque (Y_f) pour les centrales

Les valeurs de rendement de référence Y_r (rendement théorique maximal basé sur l'irradiation solaire disponible) montrent dans la figure IV.04, reflètent les variations saisonnières de l'ensoleillement pour chaque centrale étudiée (Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane et Aoulef).

Les rendements les plus élevés sont enregistrés durant l'été, notamment en juillet, avec des valeurs maximales atteignant 6.87 kWh/m²/jour pour Timimoune et environ 6.70-6.64 kWh/m²/jour pour les autres localités, reflétant l'intensité solaire maximale de cette saison. À l'inverse, les rendements les plus faibles se produisent en hiver, en particulier en décembre, où ils descendent jusqu'à 4.81 kWh/m²/jour pour Zaouiet Kounta et 5.03-5.25 kWh/m²/jour pour la majorité des autres centrales, ces écarts s'expliquent par la diminution de la période du jour et de l'intensité de l'irradiation solaire pendant les mois d'hiver.

Globalement, les valeurs de Y_r montrent une grande stabilité annuelle, oscillant entre 5 et 7 kWh/m²/jour, avec des différences mineures entre les localités, cette homogénéité est attribuable aux conditions climatiques sahariennes favorables dans cette région, ce qui fait de ces sites des endroits idéaux pour l'exploitation de l'énergie solaire.

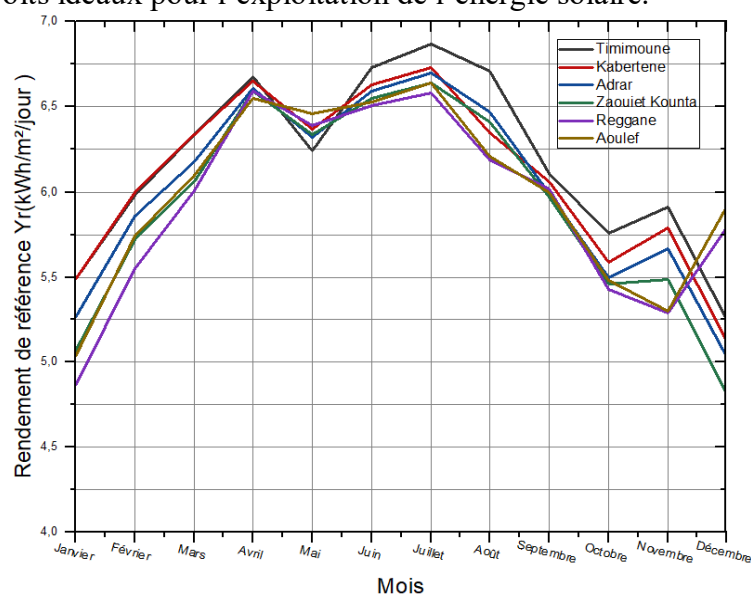


Figure III.04. Les valeurs de rendement de référence (Y_r) pour chaque centrale

III.3.2 Analyse des Rapports de Performances des Centrales Photovoltaïques :

La figure IV.05 présente les performances mensuelles (PR) des centrales (Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane, Aoulef) présentent une forte saisonnalité, avec des valeurs maximales atteintes en janvier (0.867 à Reggane) et des valeurs minimales en juillet (0.700 à Adrar), globalement, les performances sont élevées en début et fin d'année (janvier à mars et octobre à décembre) et connaissent une baisse significative entre avril et août, avec un creux marqué en juillet. Kabertene et Zaouiet Kounta affichent des performances plus stables et élevées (Kabertene atteint 0.862 en janvier), tandis qu'Adrar et Aoulef enregistrent les baisses les plus prononcées en milieu d'année, une reprise régulière des performances est observable à partir de septembre, soulignant des différences dans la résilience des localités face à des facteurs climatiques, tels que les températures élevées en été.

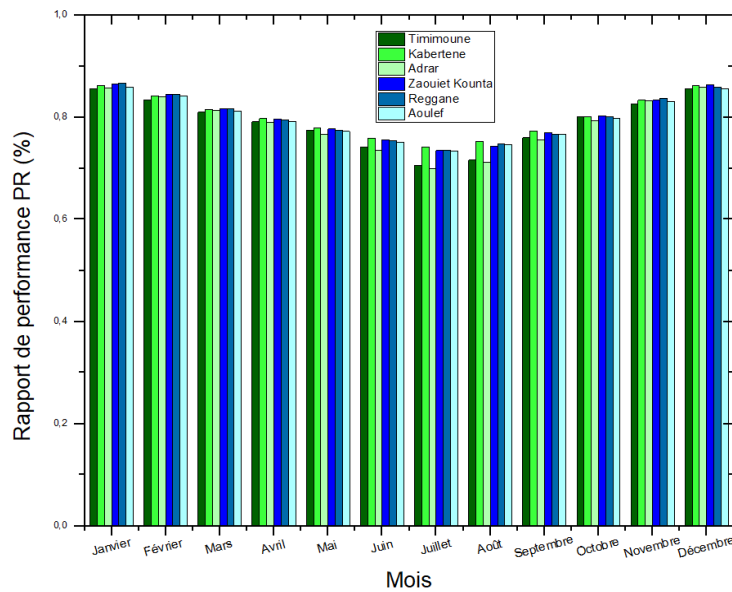


Figure IV.05. Les performances mensuelles (PR) des centrales

III.3.3 Les pertes des centrales PV :

La perte diverse (L_c), illustrée dans la figure IV.06, révèle une forte saisonnalité, avec des valeurs relativement faibles en début et fin d'année, oscillant entre 0.58 KWh/KWc/jour (Reggane en janvier) et 1.12 KWh/KWc/jour (Timimoune en mars). En revanche, les pertes atteignent un pic de 1.95 KWh/KWc/jour (Timimoune en juillet) pendant les mois d'été, de janvier à mars et d'octobre à décembre, les pertes restent faibles et stables, ce qui suggère des conditions propices à leur minimisation, à partir d'avril, une augmentation progressive des pertes est observée, atteignant son maximum en juillet, avant de commencer à diminuer dès août. Timimoune et Adrar enregistrent les pertes les plus élevées, surtout en juin et juillet, tandis que Zaouiet Kounta et Reggane parviennent à maintenir des pertes relativement faibles, ces variations placent en principe l'impact significatif des conditions climatiques estivales et de la charge des systèmes, soulignant l'importance de l'adoption de mesures spécifiques pour limiter les pertes durant cette période.

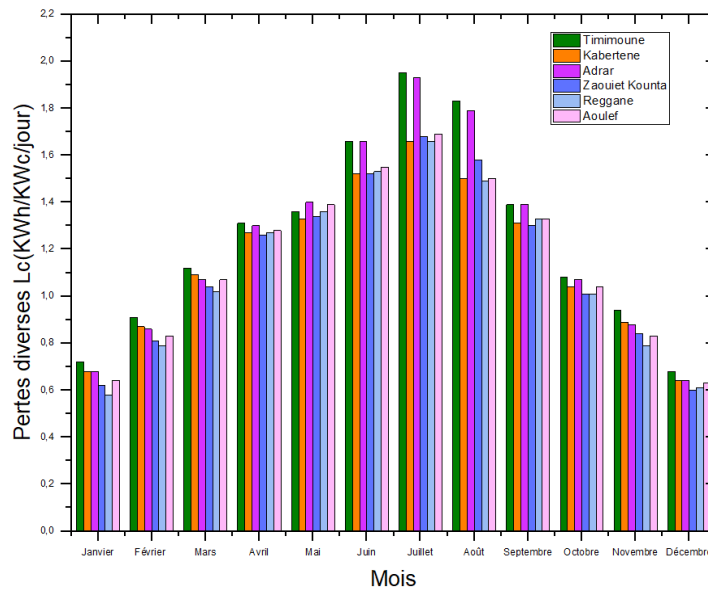


Figure IV.06. La perte diverse (L_c) des centrales

La figure III.07 des pertes du système (L_s) met en évidence des variations mineures, reflétant une bonne maîtrise des pertes dans les différentes centrales (Timimoune, Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Reggane, Aoulef), les pertes sont généralement faibles tout au long de l'année, oscillant entre une valeur maximale de 0.09 KWh/KWc/jour (observée en mars et avril pour certaines centrales) et une valeur minimale de 0.06 KWh/KWc/jour (observée en décembre à Zaouiet Kounta et Reggane).

Les pertes semblent légèrement plus élevées en mars et avril, suggérant une période où le système pourrait être soumis à une plus grande pression ou des conditions moins favorables, en revanche, les mois de septembre, octobre et décembre montrent des pertes minimales (souvent autour de 0.06 ou 0.07 KWh/KWc/jour), indiquant une optimisation plus efficace. Zaouiet Kounta et Reggane affichent les pertes les plus faibles en fin d'année, atteignant 0.06KWh/KWc/jour, ce qui témoigne d'une gestion particulièrement performante. Kabertene et Adrar maintiennent une certaine stabilité, tandis que Timimoune présente des pertes légèrement plus élevées en début d'année. Ce tableau globalement homogène illustre une bonne résilience et un contrôle efficace des pertes sur l'ensemble des centrales, avec des variations faibles entre les mois de chaque site.

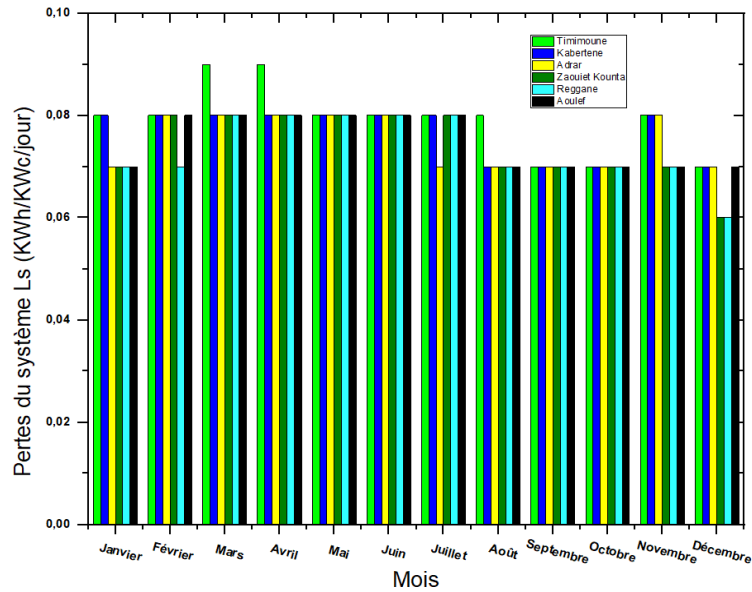


Figure IV.07. Les pertes du système (L_s) des centrales

III.3.4 L'impact des Conditions Climatiques et Environnementales sur les Performances des Systèmes PV :

III.3.4.1 L'effet de l'ombrage :

L'ombrage est l'un des facteurs majeurs pouvant réduire la production d'énergie d'une centrale photovoltaïque. Lorsqu'un ou plusieurs modules sont partiellement ombragés, la production globale peut diminuer en raison de l'effet domino dans les strings de panneaux connectés en série.

La figure III.08 illustre clairement que l'ombrage a un effet négatif significatif sur la production d'énergie des systèmes PV, une élévation de l'ombrage réduit la quantité de lumière solaire atteignant les cellules photovoltaïques, diminuant ainsi leur rendement énergétique, cela souligne l'importance d'une installation sans obstacles pour maximiser l'efficacité des systèmes PV.

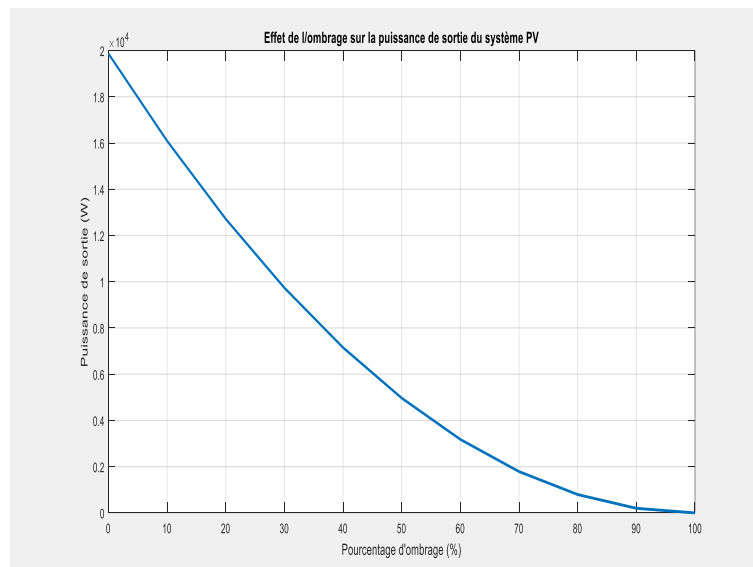


Figure III.08. L'effet de l'ombrage sur la puissance du système PV

La figure III.09 présente deux courbes représentant, respectivement, le profil d'irradiance solaire et la puissance injectée dans le réseau au cours d'une journée, en tenant compte de l'effet de l'ombrage. L'irradiance, exprimée en W/m^2 , commence à 0 au lever du soleil vers 8h, atteint un maximum d'environ $1000 W/m^2$ entre 12h et 13h, puis diminue progressivement jusqu'à 0 au coucher du soleil, vers 19h. Cependant, des variations sont observées entre 11h et 14h, dues à l'ombrage qui réduit localement l'irradiance, la puissance injectée, exprimée en mégawatts (MW), suit une tendance similaire : elle est nulle avant 6h, augmente avec l'irradiance pour atteindre un pic d'environ 2,3 MW entre 11h et 13h, avant de décroître à partir de l'après-midi jusqu'à 0 MW vers 20h. Néanmoins, des fluctuations sont visibles dans la plage horaire de 11h à 14h, où la puissance chute légèrement à environ 2,2 MW, malgré une irradiance élevée, ces irrégularités mettent en évidence l'impact de l'ombrage sur la production photovoltaïque, illustrant ainsi la relation entre l'irradiance, les pertes, et la puissance injectée.

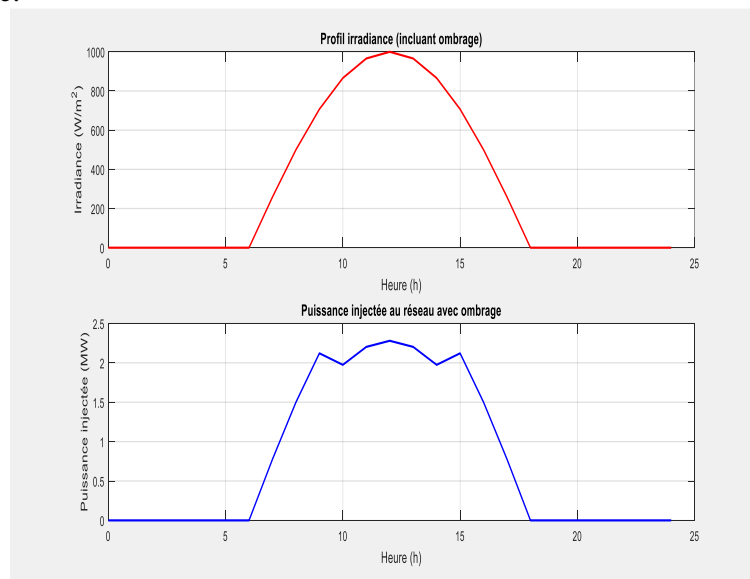


Figure III.09. L'effet de l'ombrage sur la puissance injectée au réseau

La figure III.10 illustre l'impact de la modification de l'ombrage sur la puissance produite par une centrale photovoltaïque (PV) d'une capacité nominale de 3 MW au cours d'une journée. Les courbes, correspondant à différents niveaux d'ombrage (0 %, 10 %, 20 %, 40 %, et 60 %), montrent une diminution progressive de la puissance produite à mesure que l'ombrage augmente. Sans ombrage (0 %), la puissance atteint un pic d'environ 3 MW entre 10 h et 14 h, avec une forme en cloche typique des installations photovoltaïques. À l'inverse, un ombrage de 60 % réduit drastiquement la production, ne dépassant pas 0.5 MW au moment du pic, bien que toutes les courbes conservent une forme similaire, l'augmentation de l'ombrage diminue significativement la puissance produite, surtout pendant les heures de production maximale. Cette figure met en évidence l'importance d'éviter l'ombrage pour maximiser l'efficacité et la rentabilité d'une centrale PV, même un faible ombrage (10 %) ayant un impact mesurable sur la production.

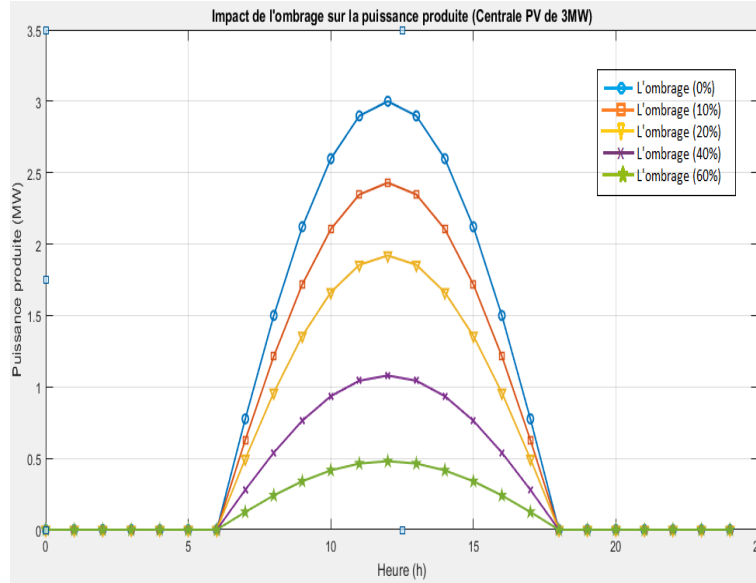


Figure III.10. L'impact de variation de l'ombrage sur la puissance produite par de centrale PV

III.3.4.2 L'effet de la température ambiante et la température du module :

La figure IV.11 illustre l'impact de la température sur la puissance produite par une centrale photovoltaïque (PV) au cours d'une journée. Trois courbes sont présentées : la température du module, la température ambiante et la puissance produite, la température ambiante commence à environ 15°C avant 6h, augmente progressivement pour atteindre un pic d'environ 35°C autour de 14h, puis redescend en fin de journée, la température du module suit une tendance similaire, mais elle est plus élevée, atteignant un maximum d'environ 55°C à 14h en raison de l'effet de l'irradiation solaire sur les panneaux, la puissance produite, augmente avec le lever du soleil, atteint un maximum d'environ 2,5 MW autour de midi, puis diminue progressivement, on observe une diminution de la puissance produite lorsque la température du module est élevée, malgré une irradiance importante, ce qui met en évidence l'effet négatif de la hausse de température sur les performances des panneaux photovoltaïques, cela reflète la diminution de l'efficacité des panneaux à des températures élevées.

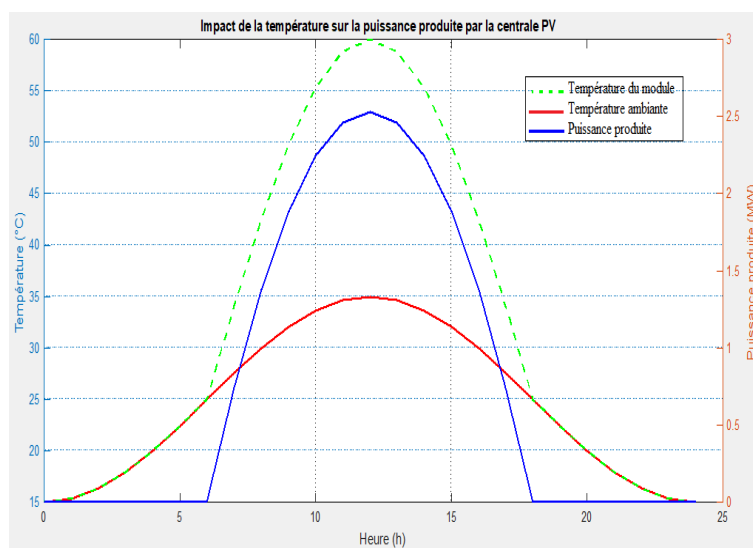


Figure III. 11. L'effet de la température ambiante et la température du module sur la puissance produite par la centrale PV

La figure III.12 illustre l'impact de variation de la température ambiante sur la puissance produite par une centrale photovoltaïque (PV), les courbes montrent l'évolution de la puissance en mégawatts (MW) au cours de la journée pour différentes températures ambiantes (15°C, 25°C, 35°C et 45°C). La production suit une forme en cloche, atteignant un pic en milieu de journée, correspondant au moment où l'ensoleillement est maximal, on observe que l'augmentation de la température ambiante entraîne une diminution de la puissance maximale produite. Par exemple, la puissance est la plus élevée à 15°C et diminue progressivement à mesure que la température ambiante augmente, jusqu'à 45°C, cette diminution de performance est due à la baisse de l'efficacité des panneaux photovoltaïques lorsque leur température de fonctionnement augmente. Ainsi, la figure met en évidence l'effet négatif des températures élevées sur le rendement des systèmes photovoltaïques.

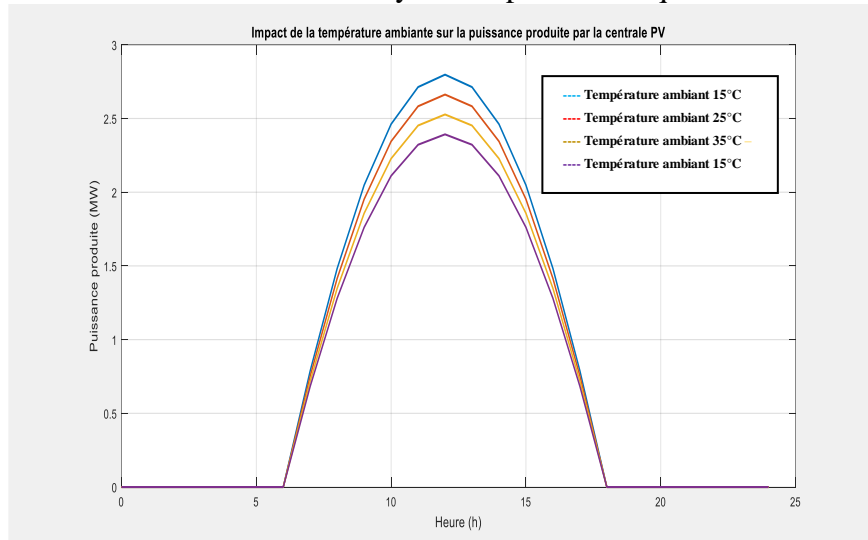


Figure III.12. Impact de la température ambiante sur la puissance produite pendant 24 heures.

La figure III.13 montre l'impact significatif de la température des modules sur la puissance produite (en MW) tout au long de la journée, les performances des panneaux solaires diminuent à mesure que la température des modules augmente, avec un maximum de production observé autour de midi, lorsque l'irradiation solaire est à son apogée. À 25°C, la puissance produite atteint un pic supérieur à 2,5 MW, tandis qu'à 65°C, le maximum est réduit à environ 2 MW, illustrant une diminution notable due à l'échauffement des modules, les écarts de puissance entre les différentes températures sont particulièrement prononcés autour du pic de production (entre 10h et 14h), alors qu'ils restent négligeables aux heures de faible irradiation (matin et soir), cette relation négative entre température et production s'explique par la baisse d'efficacité des modules photovoltaïques à des températures élevées, ces résultats soulignent l'importance de limiter l'échauffement des modules, notamment par une ventilation efficace ou l'utilisation de modules mieux adaptés aux environnements chauds, afin de maximiser la production électrique, surtout dans les régions où les températures élevées sont fréquentes.

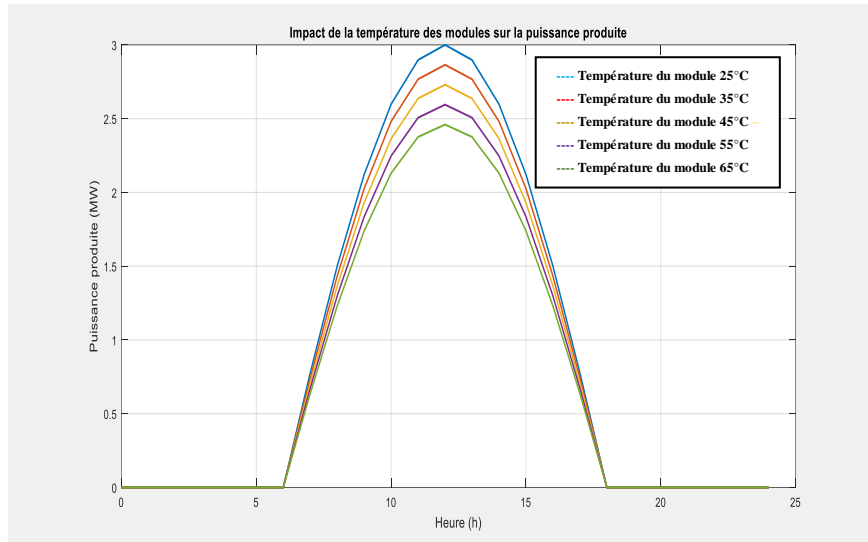


Figure III.13. Impact de la température des modules sur la puissance produite pendant une journée.

IV.3.4.3 L'effet de la vitesse du vent et l'humidité :

La figure IV.14 montre l'impact des conditions environnementales, comme la vitesse du vent et l'humidité, sur la puissance produite par une centrale photovoltaïque (PV) au cours d'une journée, trois courbes sont présentées : la vitesse du vent, l'humidité relative et la puissance produite. La vitesse du vent oscille entre 0 et environ 5 m/s, avec une légère augmentation en milieu de journée. L'humidité reste relativement stable, autour de 60 %, avec une légère diminution pendant les heures centrales de la journée, où l'ensoleillement est maximal, la puissance produite, exprimée en mégawatts (MW), suit une courbe typique, augmentant avec l'irradiance solaire pour atteindre un pic d'environ 2,5 MW autour de midi, avant de diminuer progressivement en fin de journée. On observe que la vitesse du vent a un effet bénéfique en refroidissant les panneaux, ce qui peut légèrement améliorer leur rendement, tandis que l'humidité et la présence éventuelle de poussières peuvent réduire la production en diminuant l'efficacité des panneaux, cela met en évidence l'importance des paramètres environnementaux dans la performance des centrales PV.

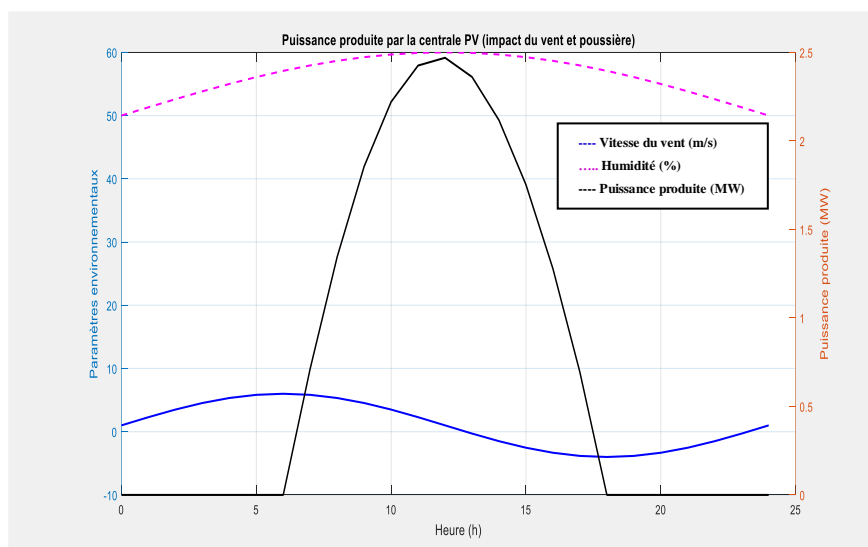


Figure III.14. L'effet de la vitesse du vent et l'humidité sur la puissance du centrale PV

La figure III.15 montre l'impact de la poussière sur la puissance produite par une centrale photovoltaïque au cours de la journée, lorsque la concentration de poussière est de 2 %, la puissance maximale atteint environ 2,6 MW vers 12 h, tandis qu'elle diminue progressivement à 2,4 MW pour 5 %, 2,2 MW pour 10 %, et 2 MW pour 15 %. Toutes les courbes suivent une évolution en cloche, avec une production nulle avant 6 h et après 18 h, reflétant les heures d'ensoleillement, l'augmentation de la concentration de poussière réduit significativement la puissance produite, notamment au pic de production, entraînant une diminution d'environ 23 % entre 2 % et 15 % de poussière. Ces résultats soulignent l'importance de nettoyer les panneaux pour minimiser l'impact de la poussière et optimiser la production énergétique.

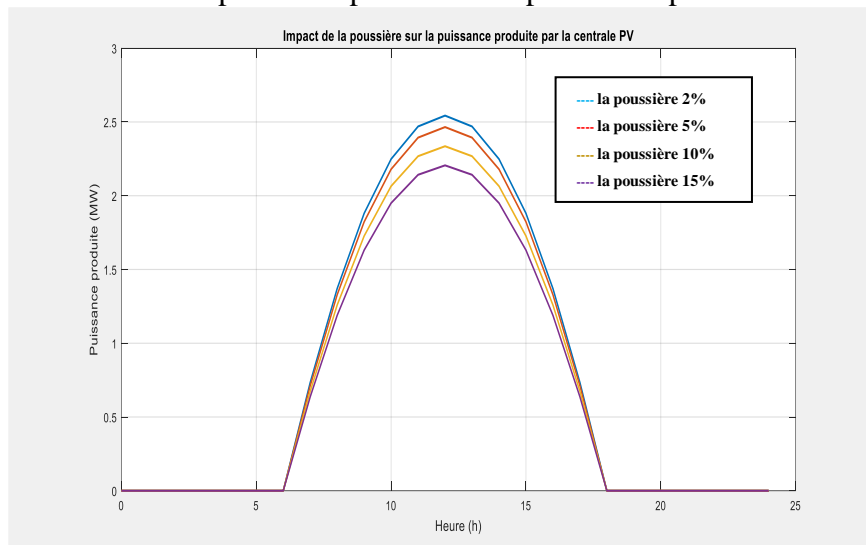


Figure III.15. L'impact de la poussière sur la puissance produite la centrale photovoltaïque

La figure III.16 illustre l'impact de la vitesse du vent sur la puissance générée par un système photovoltaïque au cours d'une journée, plusieurs courbes représentent différentes vitesses du vent, allant de 0,5 m/s à 8 m/s. Bien que la vitesse du vent n'affecte pas directement la génération d'énergie des Modules PV, ce facteur peut avoir une influence indirecte en raison de son effet sur la température des panneaux. En effet, les courbes montrant des vitesses de vent plus élevées pourraient suggérer que ces conditions réduisent l'échauffement des panneaux, permettant ainsi une meilleure efficacité, dans un système photovoltaïque, la puissance produite dépend principalement de l'ensoleillement plutôt que de la vitesse du vent, une production maximale est généralement observée pendant les heures de la journée où l'ensoleillement est optimal, et les courbes montrent une nette augmentation de la puissance produite autour de 10 à 12 heures, les faibles vitesses de vent, par contre, peuvent être associées à des périodes de faible ensoleillement, ce qui limite la production d'énergie.

En résumé, bien que la vitesse du vent puisse influencer indirectement l'efficacité des panneaux photovoltaïques en modifiant leur température, la principale variable déterminante pour la production d'énergie reste l'ensoleillement. Les meilleurs rendements sont observés pendant les heures les plus rayonnantes du jour, et la vitesse du vent n'a qu'une influence marginale sur la puissance produite par les panneaux solaires.

L'humidité affecte principalement les performances des panneaux photovoltaïques en modifiant légèrement leur efficacité optique (réfraction, absorption) et dans des cas extrêmes en augmentant la probabilité de défaillance due à la corrosion, le code suivant simule l'impact de l'humidité en supposant une réduction linéaire de l'efficacité des modules avec des niveaux d'humidité croissants.

L'impact de l'humidité relative sur la puissance produite par une installation énergétique au cours d'une journée, montré dans la figure III.17 mesurée en mégawatts (MW). L'axe

horizontal représente le temps (de 0 à 24 heures), tandis que l'axe vertical indique la puissance produite, quatre courbes distinctes, différenciées par des couleurs, correspondent à des niveaux d'humidité relatifs : 30 %, 50 %, 70 %, et 90 %, la forme générale des courbes est une cloche, avec une production nulle pendant les heures nocturnes, une montée progressive en puissance à partir de l'aube, un pic de production atteint entre 10 h et 14 h, suivi d'une diminution progressive jusqu'à une nouvelle chute à zéro à la fin de la journée.

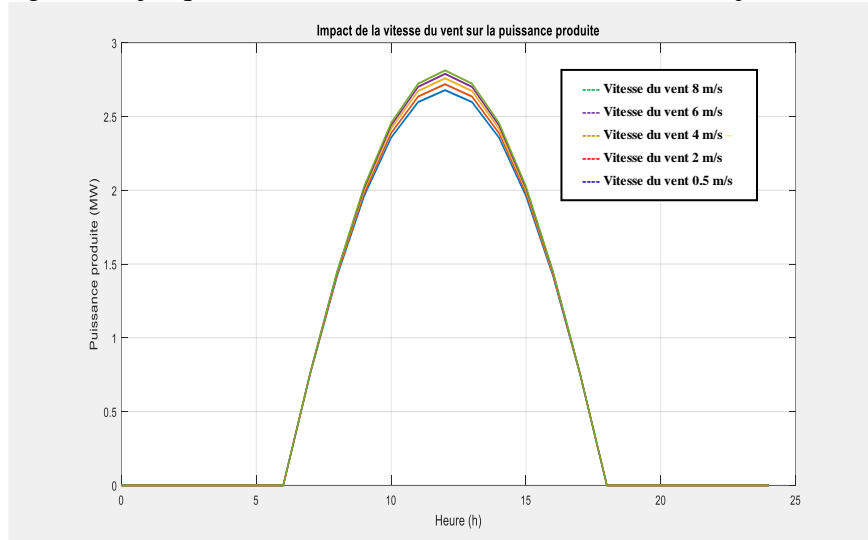


Figure III.16. Impact de la vitesse du vent sur la puissance générée par centrale photovoltaïque au cours d'une journée

Les niveaux d'humidité ont une influence visible sur la puissance produite, notamment au pic de la journée. À faible humidité (30 %), la puissance maximale produite est la plus élevée, avoisinant environ 3MW, à mesure que l'humidité augmente (50 %, 70 %, 90 %), la puissance produite au pic diminue légèrement, atteignant un minimum pour une humidité de 90 %, cette diminution, bien que modeste, indique que des conditions d'humidité plus élevées affectent défavorablement la performance de l'installation.

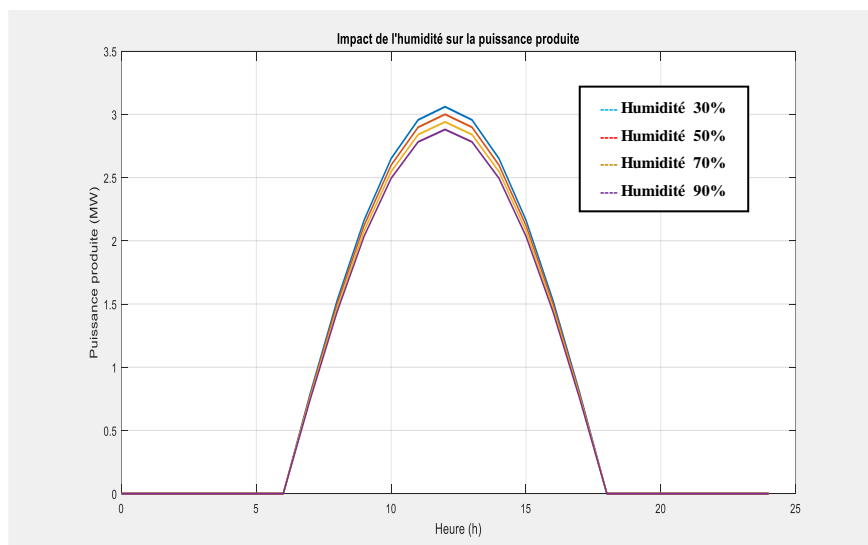


Figure III.17. Impact de l'humidité relative sur la puissance produite de centrale.

Ce comportement peut s'expliquer par les effets de l'humidité sur les équipements de production ou les phénomènes physiques liés à la conversion énergétique, le graphique met en

évidence une relation inverse entre l'humidité relative et la puissance produite, montrant que des conditions sèches permettent d'optimiser la production énergétique, en particulier pendant les heures de forte activité solaire.

III.3.5 L'impact de la puissance active injectée par la centrale PV :

La figure III.18 présente trois graphiques qui illustrent les variations des paramètres du réseau électrique (tension et fréquence) ainsi que la réponse d'une centrale photovoltaïque (PV) en termes de puissance active et réactive au cours de la journée.

Le premier graphique (en haut) montre le profil de tension du réseau. La tension, varie tout au long de la journée. Elle augmente progressivement le matin, atteint un maximum (environ 450 V) vers le milieu de la journée, puis diminue en fin de journée, ces variations reflètent les fluctuations de la production et de la consommation d'énergie dans le réseau.

Le deuxième graphique (au centre) représente le profil de fréquence du réseau, la fréquence oscille légèrement autour de la valeur nominale de 50 Hz. Elle diminue légèrement avant midi (environ 49,95 Hz), puis augmente et reste stable autour de 50 Hz, ces fluctuations de fréquence traduisent les déséquilibres momentanés entre la production et la demande d'électricité. Une baisse de fréquence indique un excès de consommation par rapport à la production, tandis qu'une hausse reflète l'inverse.

Le troisième graphique (en bas) illustre la réponse de la centrale photovoltaïque en termes de puissance active (en mégawatts, MW) et de puissance réactive (en mégavolt-ampères réactifs, MVAR). La courbe verte montre la puissance active injectée par la centrale PV, qui suit une évolution typique : elle augmente le matin, reste stable pendant plusieurs heures (environ 3 MW), puis diminue en fin de journée, la courbe magenta pointillée représente la puissance réactive, qui est ajustée dynamiquement pour soutenir la stabilité du réseau en réponse aux variations de tension et de fréquence.

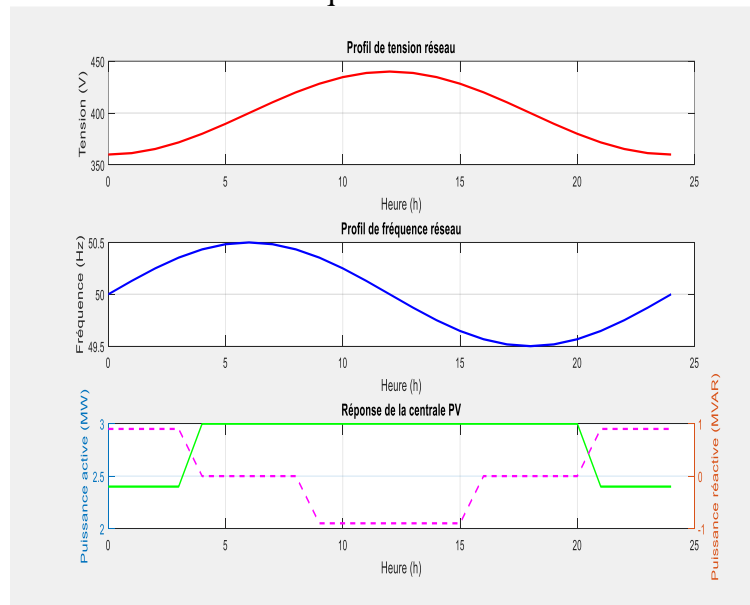


Figure III.18. Les variations des paramètres du réseau électrique

III.4 Paramètres de performance de centrale Kabertane période 2016-2023 :

La figure III.19 présente l'évolution annuelle de trois indicateurs de rendement énergétique, exprimés en heures par jour, pour une période allant de 2016 à 2023 : Y_r (rendement théorique ou de référence), Y_f (rendement final mesuré), et Y_a (rendement ajusté), le rendement théorique (Y_r) reste constant à environ 5,5 h/j, représentant la production maximale attendue dans des conditions idéales, sans pertes. En revanche, le rendement final (Y_f) est systématiquement inférieur à Y_r , reflétant les pertes réelles liées à des facteurs comme

l'ombrage, les inefficacités du système, ou les défaillances opérationnelles, le rendement ajusté (Y_a), très proche de Y_f , prend en compte des ajustements spécifiques, tels que des conditions environnementales ou des facteurs externes affectant la production.

L'analyse montre une stabilité globale des rendements sur la période, bien qu'une légère diminution des valeurs de Y_f et Y_a soit observée, notamment en 2023, suggérant une possible dégradation des performances du système ou des conditions de fonctionnement moins favorables (par exemple, vieillissement des équipements, augmentation des pertes ou changements climatiques), cette différence constante entre Y_r et les rendements réels (Y_f et Y_a) met en évidence l'écart entre les performances théoriques et celles obtenues dans des conditions pratiques, la légère baisse des rendements mesurés ces dernières années pourrait indiquer la nécessité d'un entretien accru, d'une optimisation des équipements, ou d'une réduction des pertes pour maximiser la production énergétique réelle.

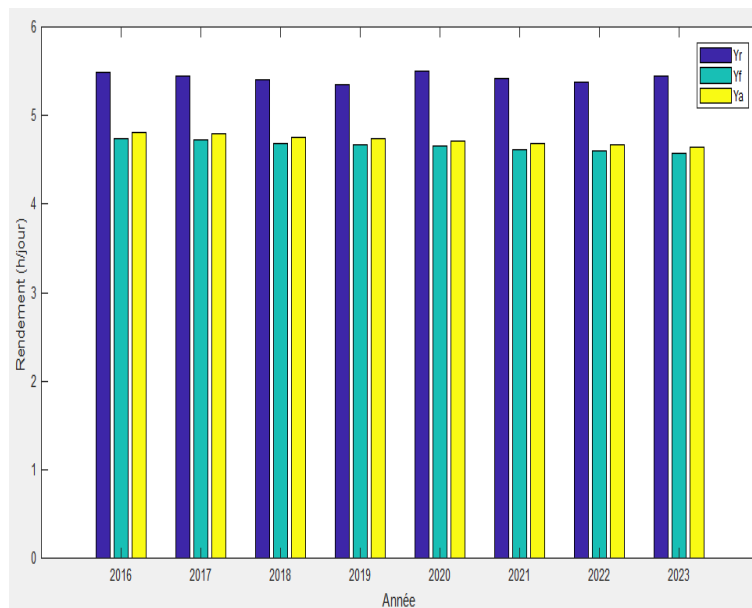


Figure III.19. L'évolution annuelle de rendement Y_r , rendement Y_f et rendement Y_a .

La figure III.20 illustre l'évolution du rapport de performance (PR, en %) du système entre 2016 et 2023, un indicateur clé de l'efficacité globale, prenant en compte les pertes dues aux conditions externes et aux limitations opérationnelles. Les valeurs restent élevées, oscillant entre 85 % et 90 %, avec des performances optimales en 2016 et 2019, où le PR atteint environ 90 %, une légère baisse est observée à partir de 2020, le PR diminuant progressivement pour atteindre environ 85 % en 2023, soit une diminution d'environ 2 à 3 points de pourcentage, cette tendance pourrait être liée à une dégradation progressive du système, à des facteurs climatiques moins favorables ou à des pertes accrues dues à l'usure ou au vieillissement des composants malgré cette diminution, la stabilité globale du PR reflète une gestion efficace et une bonne résilience du système face aux contraintes. Cette analyse souligne néanmoins l'importance d'optimisations, telles que des opérations de maintenance ou des mises à jour technologiques, pour maintenir des performances élevées à long terme.

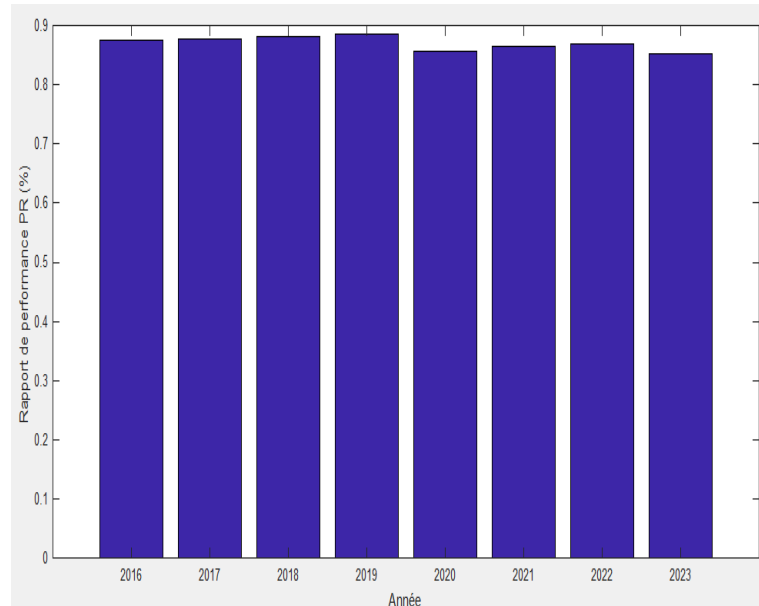


Figure III.20. Rapport de performance PR du système entre 2016 et 2023

La figure III.21 illustre l'évolution du facteur de charge annuel (FC, en %) du système entre 2016 et 2023. Les valeurs restent constantes autour de 15 %, indiquant une stabilité notable des performances globales du système sur cette période, cette constance suggère que, malgré les variations saisonnières observées précédemment, le rendement annuel moyen du système n'a pas subi de dégradation significative, un facteur de charge stable dans cette plage est typique pour des systèmes tels que les installations solaires, qui dépendent des variations climatiques mais conservent une production moyenne prévisible à long terme, ce résultat traduit une gestion efficace et une résilience du système face aux éventuels impacts externes ou internes, garantissant ainsi un fonctionnement régulier sur plusieurs années.

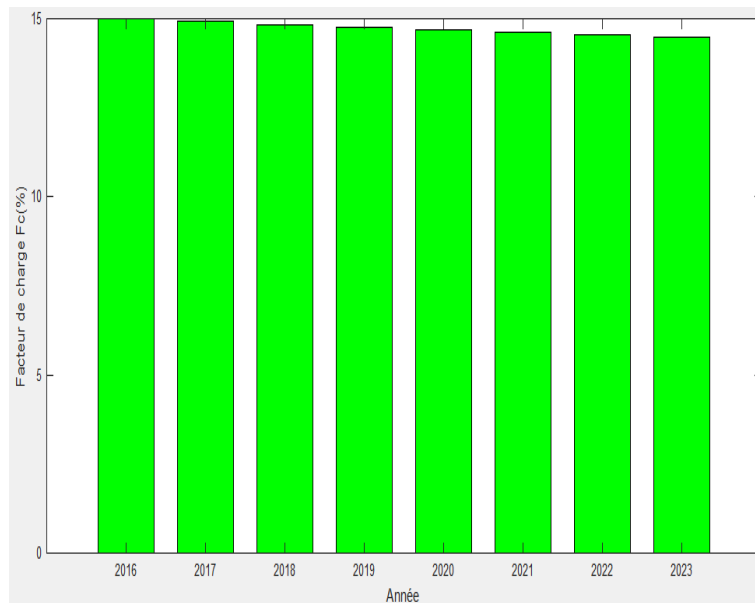


Figure III.21. Facteur de charge annuel FC du système entre 2016 et 2023.

La figure III.22 illustre l'évolution mensuelle du rendement d'un système en pourcentage, de 2016 à 2023, mettant en évidence une forte influence saisonnière et des variations

interannuelles, le rendement maximal est observé en janvier pour chaque année, avec une valeur de 15,8 % en 2016 contre seulement 14,9 % en 2023, soit une diminution d'environ 0,9 point de pourcentage sur 8 ans à l'inverse, le rendement minimal est atteint en juin-juillet, avec 12,5 % en 2023, contre 13,6 % en 2016, montrant une baisse plus prononcée dans les mois estivaux.

La tendance saisonnière montre une diminution régulière du rendement de janvier à juillet, suivie d'une remontée progressive de septembre à décembre par exemple, en juin, les rendements sont passés de 13,6 % en 2016 à 12,5 % en 2023, une baisse significative d'environ 1,1 point de pourcentage. De plus, le différentiel de rendement entre les mois de janvier et de juillet s'est accentué, passant de 2,2 points en 2016 à 2,4 points en 2023, indiquant une sensibilité accrue du système aux conditions estivales.

Globalement, on observe une dégradation moyenne annuelle du rendement d'environ 0,1 à 0,15 point de pourcentage, ce qui pourrait être attribué à une dégradation matérielle, des modifications climatiques ou d'autres facteurs externes, ces chiffres soulignent la nécessité d'une analyse approfondie des causes et d'une intervention pour progresser la performance du système, notamment en périodes estivales où le rendement chute fortement comme des conditions climatiques ou une dégradation progressive du système, nécessitant des ajustements pour améliorer ses performances.

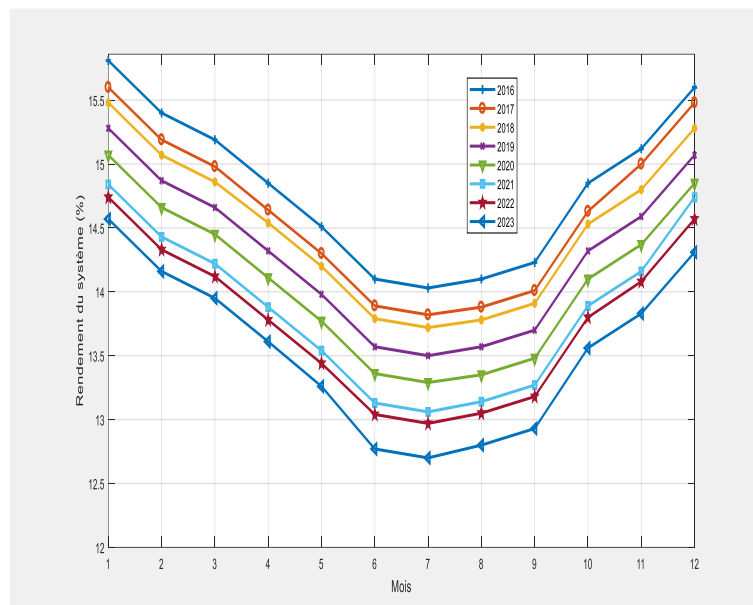


Figure III.22 Évolution mensuelle du rendement d'un système de 2016 à 2023

Le tableau III.4 illustre l'évolution des performances d'un système de production d'énergie, vraisemblablement photovoltaïque, entre 2016 et 2023, le rendement de référence (Y_r), représentant le nombre d'heures optimales de production par jour, varie légèrement d'une année à l'autre, le rendement du champ (Y_a), qui reflète la production réelle du champ photovoltaïque, affiche une baisse continue, tout comme le rendement final (Y_f) après prise en compte des pertes du système.

Le rapport de performance (PR), indicateur d'efficacité globale, présente des variations avec des baisses notables en 2020 et 2023. De même, le facteur de charge (FC), qui mesure le pourcentage d'utilisation de la puissance nominale du système, suit une tendance décroissante, signe d'une efficacité réduite au fil des ans.

Les pertes diverses (L_c), attribuables à des facteurs externes comme les conditions météorologiques ou l'encrassement des panneaux, fluctuent selon les années, avec une

augmentation marquée en 2020 et 2023. En revanche, les pertes du système (L_s), liées aux contraintes internes du matériel, restent relativement stables.

Dans l'ensemble, ces données révèlent une diminution progressive des performances du système, probablement due à l'usure du matériel, aux conditions environnementales et à l'augmentation des pertes énergétiques.

| Paramètres du système | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rendement référence Y_r (h/j) | 5.49 | 5.45 | 5.40 | 5.35 | 5.50 | 5.42 | 5.83 | 5.44 |
| Rendement du champ Y_a (h/j) | 4.81 | 4.79 | 4.76 | 4.74 | 4.71 | 4.69 | 4.67 | 4.64 |
| Rendement final Y_f (h/j) | 4.74 | 4.72 | 4.69 | 4.67 | 4.65 | 4.62 | 4.60 | 4.58 |
| Rapport de Performance PR % | 0.876 | 0.878 | 0.881 | 0.885 | 0.856 | 0.865 | 0.886 | 0.852 |
| Facteur de charge FC % | 14.99 | 14.92 | 14.84 | 14.77 | 14.70 | 14.62 | 14.55 | 14.48 |
| Perte divers L_c (h/j) | 0.68 | 0.66 | 0.64 | 0.61 | 0.79 | 0.73 | 0.71 | 0.80 |
| Perte du système L_s (h/j) | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.07 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.06 |

Tableau III.04. Paramètres de performance de centrale Kabertene période 2016-2023

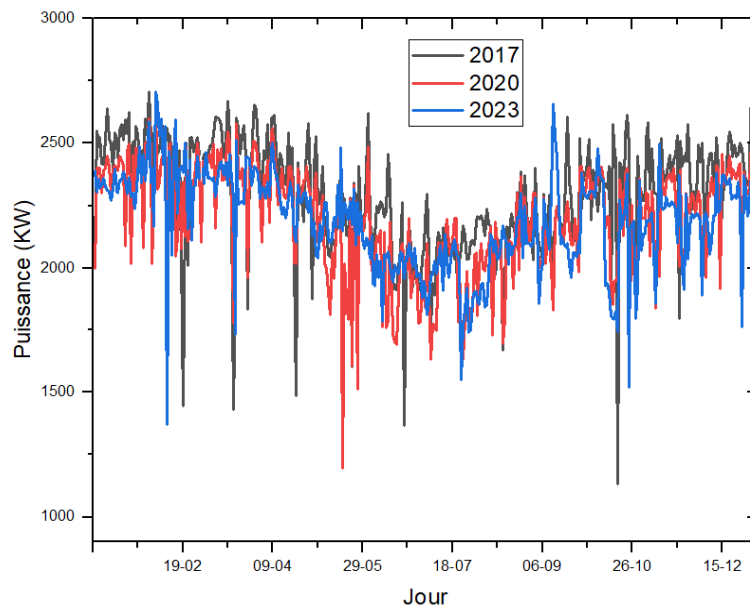


Figure III.23. La quantité d'énergie générée par la centrale de Kabertane au cours des années 2017, 2020 et 2023.

La figure III.23 illustre l'évolution de la puissance en kilowatts (KW) sur une année pour trois périodes distinctes : 2017, 2020 et 2023. L'analyse des courbes montre une tendance générale à la baisse de la puissance moyenne au fil des ans, ainsi qu'une variabilité plus marquée. En 2017, la puissance oscille principalement entre 2000 KW et 2800 KW, avec des pics dépassant parfois les 2700 KW, témoignant d'une production relativement stable et élevée. En 2020, la puissance moyenne diminue, évoluant davantage entre 1800 KW et 2600 KW, avec des baisses fréquentes sous 1600 KW, suggérant une perte progressive de performance ou des changements dans l'exploitation énergétique. En 2023, cette tendance se poursuit avec une puissance moyenne qui fluctue majoritairement entre 1500 KW et 2500 KW, enregistrant des chutes brusques sous 1200 KW, voire proches de à certains moments, cette instabilité accrue et la réduction de la puissance maximale pourraient être dues à des contraintes externes telles que des conditions météorologiques défavorables, une baisse de la capacité de production, des variations de la demande énergétique ou encore des ajustements

réglementaires, l'augmentation des fluctuations indique également une résilience moindre du système énergétique, potentiellement impacté par des infrastructures vieillissantes ou une gestion plus restrictive des ressources.

Entre 2017 et 2023, la baisse des capacités de production énergétique peut s'expliquer par une combinaison de facteurs techniques, environnementaux, économiques et réglementaires, tout d'abord, le vieillissement des infrastructures entraîne une diminution du rendement des installations, augmentant ainsi les pannes et nécessitant des interventions de maintenance plus fréquentes, les conditions climatiques jouent un rôle majeur : des variations météorologiques telles que des sécheresses, des vagues de chaleur ou des périodes de faible ensoleillement et de vent peuvent affecter la production des énergies renouvelables.

En parallèle, l'évolution de la demande énergétique influence également la capacité de production, une consommation plus irrégulière ou une transition vers des modes de consommation plus efficaces peut conduire à une adaptation de l'offre, réduisant ainsi la puissance moyenne produite. De plus, les politiques énergétiques et les nouvelles réglementations visant à limiter les émissions de gaz à effet de serre ont conduit à la fermeture progressive de certaines centrales thermiques ou à des restrictions sur certaines unités de production.

La crise énergétique et économique de ces dernières années a également contribué à cette baisse, en limitant les investissements dans la modernisation des infrastructures et en augmentant les coûts des matières premières nécessaires à la production, la transition énergétique vers des sources plus propres et renouvelables implique une dépendance accrue aux énergies intermittentes, dont la variabilité naturelle peut entraîner des fluctuations importantes de la puissance disponible. L'ensemble de ces éléments explique la diminution progressive des capacités entre 2017 et 2023, soulignant la nécessité d'une adaptation continue du réseau énergétique pour assurer une production stable et durable.

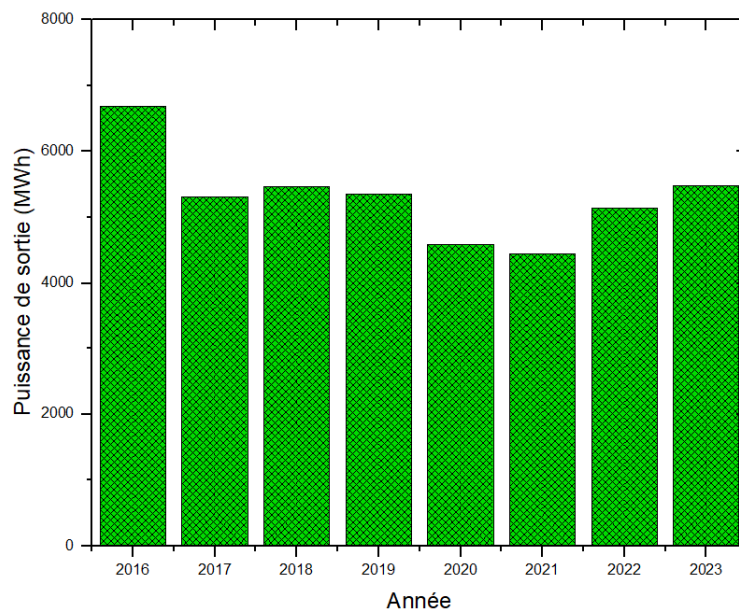


Figure III.24. La puissance de sortie de la centrale Kabertene entre 2016 à 2023

La figure III.24 présentée l'évolution de la puissance de sortie de la centrale PV, sur la période allant de 2016 à 2023, chaque barre correspond à une année et reflète la valeur de production énergétique enregistrée, l'analyse du graphique montre que la puissance de sortie était la plus élevée en 2016, dépassant les 6000 MWh. Au cours des années suivantes, une diminution progressive est observée, avec une stabilité relative entre 2017 et 2019 autour de 5000 MWh,

une baisse marquée survient en 2020 et 2021, atteignant un niveau inférieur à 4500 MWh à partir de 2022, une légère reprise est perceptible, avec une augmentation de la puissance en 2023, cette évolution peut être influencée par divers facteurs tels que des contraintes techniques, une réduction de la demande énergétique, des changements dans les sources de production ou des événements spécifiques ayant affecté la production.

III.5 Conclusion :

L'analyse des rendements énergétiques des centrales photovoltaïques met en évidence plusieurs indicateurs essentiels permettant d'évaluer leurs performances, parmi eux le rendement de référence, le rendement du champ photovoltaïque, le rendement final, ainsi que l'indice de performance et le facteur de charge, fournissent une vision globale de l'efficacité du système, l'étude des pertes, qu'elles soient liées au système ou à d'autres facteurs, permet de mieux cerner les limitations affectant la production d'énergie.

Les résultats des simulations montrent que les performances des centrales photovoltaïques sont influencées par divers paramètres environnementaux et climatiques, des éléments tels que l'ombrage, la température ambiante, la température des modules, la vitesse du vent et l'humidité jouent un rôle majeur dans les fluctuations de rendement, l'impact de la puissance active injectée par la centrale est également un facteur déterminant dans l'efficacité énergétique globale.

Enfin, l'évaluation des performances de la centrale photovoltaïque de Kabertane sur la période 2016-2023 met en lumière l'évolution de ses paramètres techniques, ces observations permettent d'identifier des pistes d'amélioration afin d'optimiser la production d'énergie et de garantir une exploitation plus performante et durable du système photovoltaïque.

Conclusion

Générale

Conclusion Générale

Le développement durable repose désormais pour une gestion optimisée de la demande en électricité et sur un agrandissement significatif de l'emploi des énergies renouvelables, en effet, dans les deux ou trois prochaines décennies, tout système énergétique durable s'appuiera sur une consommation énergétique optimisée et un recours renforcé aux sources d'énergie renouvelable.

Grâce au potentiel considérable de l'énergie solaire, le nombre des centrales solaires en Algérie ne cesse d'augmenter, cela témoigne de l'application du programme national dédié aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique, initié en 2012 et révisé en 2020, qui a pour objectif d'atteindre une capacité de production de 15 000 mégawatts d'ici 2035. Ce programme tire parti des données disponibles sur les performances réelles des installations photovoltaïques opérant dans des règlements climatiques spécifiques, telles que la poussière et le climat désertique.

L'analyse détaillée des performances électriques de la centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique de la région d'Adrar, réalisée sur une période d'exploitation de plusieurs années en milieu saharien, met en évidence une interaction complexe entre la disponibilité exceptionnelle de la ressource solaire et les contraintes environnementales sévères propres au contexte désertique. Le rendement de référence (Y_r), directement lié à l'irradiation solaire globale moyenne journalière du site ($G \approx 5,78 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$), traduit une ressource énergétique abondante et relativement stable tout au long de l'année, constituant un atout majeur pour la production photovoltaïque à grande échelle. Toutefois, le rendement final du système (Y_f), exprimé en heures équivalentes de fonctionnement à puissance nominale, demeure systématiquement inférieur à Y_r en raison de l'ensemble des pertes affectant la chaîne de conversion énergétique, depuis la capture du rayonnement solaire par les modules jusqu'à l'injection de l'énergie électrique dans le réseau.

Le Performance Ratio (PR), utilisé comme indicateur synthétique de la qualité globale du système indépendamment de la ressource solaire, se situe dans une plage caractéristique des centrales photovoltaïques opérant en zones désertiques, traduisant l'influence marquée des pertes thermiques dues à l'élévation de la température des cellules, souvent supérieure aux conditions de référence STC, ainsi que des pertes diverses liées à l'encrassement progressif des modules par les poussières et le sable. Ces pertes diverses (L_c) constituent la composante dominante des pertes totales, en particulier durant les périodes estivales, où la combinaison de températures élevées et d'un faible taux de précipitations limite l'auto-nettoyage naturel des surfaces photovoltaïques. À l'inverse, les pertes système (L_s), associées aux onduleurs, au câblage, aux transformateurs et aux dispositifs de protection, restent globalement maîtrisées, ce qui témoigne de la pertinence du dimensionnement du système et des performances des onduleurs centraux dans les conditions climatiques locales.

L'analyse du facteur de capacité confirme la cohérence entre la puissance installée et l'énergie réellement produite, avec des valeurs représentatives d'un fonctionnement stable du système sur l'ensemble de la période étudiée. L'évolution temporelle des indicateurs de performance met néanmoins en évidence une tendance à la dégradation progressive des performances, attribuable au vieillissement naturel des modules photovoltaïques, à la dégradation des composants électriques et à l'accumulation chronique de dépôts sur les surfaces actives, soulignant ainsi la nécessité d'une stratégie de maintenance préventive optimisée et adaptée aux contraintes spécifiques du milieu saharien. Ces résultats confirment que, bien que le Sahara algérien offre un potentiel solaire exceptionnel, l'optimisation durable des centrales photovoltaïques dans ce contexte requiert une approche intégrée combinant analyse de performance, surveillance continue et gestion intelligente des pertes.

Perspectives

Les travaux présentés dans cette thèse ouvrent plusieurs perspectives de recherche visant à approfondir et à généraliser l'analyse des performances des centrales photovoltaïques opérant en milieu saharien. Une première perspective consiste à développer des modèles avancés de prédiction des performances intégrant explicitement l'effet dynamique de l'encrassement des modules photovoltaïques, en tenant compte de sa dépendance aux paramètres météorologiques locaux tels que la vitesse du vent, la fréquence des tempêtes de sable et l'humidité relative. L'intégration de ces modèles permettrait d'améliorer l'estimation des pertes de capture et d'optimiser les stratégies de nettoyage, tant du point de vue énergétique qu'économique.

L'exploitation de données de mesure à haute résolution temporelle issues des systèmes de supervision (SCADA), afin d'analyser finement les variations intra-journalières des indicateurs de performance conformément aux recommandations de la norme IEC 61724. Cette approche faciliterait l'identification précoce des défauts de fonctionnement, la détection des dérives de performance et l'évaluation plus précise du taux de dégradation annuel des modules et des composants de conversion.

Par ailleurs, l'extension de l'étude à d'autres sites photovoltaïques sahariens, présentant des configurations technologiques et des conditions environnementales différentes, permettrait d'établir des référentiels de performance spécifiques aux zones désertiques. Ces référentiels constitueraient un outil précieux pour la conception, le dimensionnement et l'évaluation des futurs projets photovoltaïques à grande échelle dans le sud algérien.

Enfin, l'intégration de techniques avancées d'analyse de données, telles que l'intelligence artificielle et les méthodes d'apprentissage automatique, représente une perspective prometteuse pour la modélisation prédictive des performances et la maintenance intelligente des centrales photovoltaïques. Ces approches pourraient contribuer à améliorer la fiabilité, la durée de vie et la rentabilité des installations photovoltaïques en milieu saharien, renforçant ainsi le rôle stratégique de l'énergie solaire dans le mix énergétique national et régional.

Annexes

Annexe 01

YGE 60 CELL SERIES

Powered by **YINGLI**

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

| Module type | | YL250P-29b | YL245P-29b | YL240P-29b | YL235P-29b | YL230P-29b |
|-------------------------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Power output | P_{max} W | 250 | 245 | 240 | 235 | 230 |
| Power output tolerances | ΔP_{max} W | | | -0/+5 | | |
| Module efficiency | η_m % | 15.3 | 15.0 | 14.7 | 14.4 | 14.1 |
| Voltage at P_{max} | V_{mp} V | 30.4 | 30.2 | 29.5 | 29.5 | 29.5 |
| Current at P_{max} | I_{mp} A | 8.24 | 8.11 | 8.14 | 7.97 | 7.80 |
| Open-circuit voltage | V_{oc} V | 38.4 | 37.8 | 37.5 | 37.0 | 37.0 |
| Short-circuit current | I_{sc} A | 8.79 | 8.63 | 8.65 | 8.54 | 8.40 |

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3
Average relative efficiency reduction of 5.0% at 200W/m² according to EN 60904-1

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

| Module type | | YL250P-29b | YL245P-29b | YL240P-29b | YL235P-29b | YL230P-29b |
|-----------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Power output | P_{max} W | 181.1 | 177.9 | 174.3 | 170.7 | 167.0 |
| Voltage at P_{max} | V_{mp} V | 27.6 | 27.2 | 26.6 | 26.6 | 26.6 |
| Current at P_{max} | I_{mp} A | 6.56 | 6.54 | 6.56 | 6.42 | 6.29 |
| Open-circuit voltage | V_{oc} V | 35.4 | 34.5 | 34.2 | 33.8 | 33.8 |
| Short-circuit current | I_{sc} A | 7.12 | 6.99 | 7.01 | 6.92 | 6.81 |

NOCT: open-circuit operating cell temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

THERMAL CHARACTERISTICS

| | | | |
|--------------------------------------|---------------|------|----------|
| Nominal operating cell temperature | NOCT | °C | 46 +/- 2 |
| Temperature coefficient of P_{max} | γ | %/°C | -0.45 |
| Temperature coefficient of V_{oc} | β_{oc} | %/°C | -0.33 |
| Temperature coefficient of I_{sc} | α_{sc} | %/°C | 0.06 |
| Temperature coefficient of V_{mp} | β_{mp} | %/°C | -0.45 |

OPERATING CONDITIONS

| | |
|---|---------------------------------|
| Max. system voltage | 600Vdc |
| Max. series fuse rating | 15A |
| Limiting reverse current | 15A |
| Operating temperature range | -40 to 194°F (-40 to 90°C) |
| Max. static load, front (e.g., snow and wind) | 113 psf (5400 Pa) |
| Max. static load, back (e.g., wind) | 50 psf (2400 Pa) |
| Hailstone impact | 1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s) |

CONSTRUCTION MATERIALS

| | |
|--|--|
| Front cover (material/type/thickness) | Low-iron glass / tempered / 3.2 mm Glass may have anti-reflective coating |
| Cell (quantity/material/type/dimensions/area/# of busbars) | 60 / polysilicon / multicrystalline / 156 mm x 156 mm / 243.3 cm ² / 2 or 3 |
| Encapsulant (material) | Ethylene vinyl acetate (EVA) |
| Frame (material/color) | Aluminum alloy / anodized silver or black |
| Junction box (protection degree) | ≥ IP65 |
| Cable (type/length/gauge/outside diameter) | PV Wire / 43.31 in (1100 mm) / 12 AWG / 0.244 in (6.2 mm) |
| Plug connector (manufacturer/type/protection degree) | Amphenol / H4 / IP68 |

The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice. This datasheet complies with EN 50380:2003 requirements.

Yingli Green Energy Americas, Inc.
info@yingliamericas.com
Tel: +1 (888) 686-8820

YINGLISOLAR.COM/US | NYSE:YGE

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | YGE60CellSeries2012_EN_201206_V01

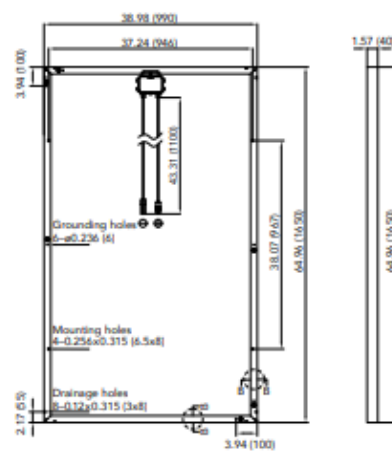
GENERAL CHARACTERISTICS

| | |
|--------------------|--|
| Dimensions (L/W/H) | 64.96 in (1650 mm) / 38.98 in (990 mm) / 1.57 in (40 mm) |
| Weight | 42.1 lbs (19.1 kg) |

PACKAGING SPECIFICATIONS

| | |
|-------------------------------------|---|
| Number of modules per pallet | 26 |
| Number of pallets per 53' container | 34 |
| Packaging box dimensions (L/W/H) | 67 in (1700 mm) / 45 in (1150 mm) / 47 in (1190 mm) |
| Box weight | 1177 lbs (534 kg) |

Units: inch (mm)



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar

Annexe 02

SG500MX/SG630MX

| Input [DC] | SG500MX | SG630MX |
|---|---|-------------|
| Max. input voltage | 1000 V | |
| Startup voltage | 500 V | 540 V |
| Min. working voltage | 460 V | |
| Max. input current | 1220 A | 1356 A |
| MPP voltage range | 460 - 850 V | 520 - 850 V |
| Output [AC] | | |
| Nominal output power | 500 kW | 630 kW |
| Max. AC output apparent power | 550 kVA | 693 kVA |
| Max. output current | 1008 A | 1111 A |
| THD | < 3 % (at nominal power) | |
| Nominal grid voltage | 315 V | 360 V |
| Grid voltage range | 252 - 362 V | 288 - 414 V |
| Nominal grid frequency | 50 / 60 Hz | |
| Grid frequency range | 45 - 55 Hz / 55- 65 Hz | |
| Power factor | > 0.99 (at nominal power) | |
| DC current injection | < 0.5 % In | |
| Power factor range | 0.8 leading - 0.8 lagging | |
| Efficiency | | |
| Max. efficiency | 99.00 % | |
| Euro. efficiency | 98.70 % | |
| General Data | | |
| Dimensions (W*H*D) | 1005*1915*835 mm | |
| Weight | 800 kg | |
| Operating ambient temperature range | -30 to 65 °C (> 55 °C derating) | |
| External auxiliary power supply | 3 - 380 V / 2.5 A | |
| Cooling method | Temperature controlled forced-air cooling | |
| Ingress protection range | IP21 | |
| Allowable relative humidity range | 0 - 95 %, no condensing | |
| Max. operating altitude | 5000 m (> 3000 m derating) | |
| Communication | RS485 / Modbus, Ethernet | |
| Protections & Functions | | |
| Anti-PID function | Optional | |
| SVG function | Yes | |
| Hibernate mode at night | Yes | |
| Direct parallel connection at AC side | Yes | |
| Soft start, stop | Yes | |
| Automatic switch between internal and external power supply | Yes | |
| DC overvoltage protection | Type II | |
| DC reverse polarity protection | Yes | |
| DC short-circuit protection | Yes | |
| Insulation monitoring | Yes | |
| AC overvoltage protection | Type II | |
| Grid monitoring | Yes | |
| Ground fault monitoring | Yes | |
| Overheat protection | Yes | |

Annexe 03

Schéma de câblage Boîtes de jonction

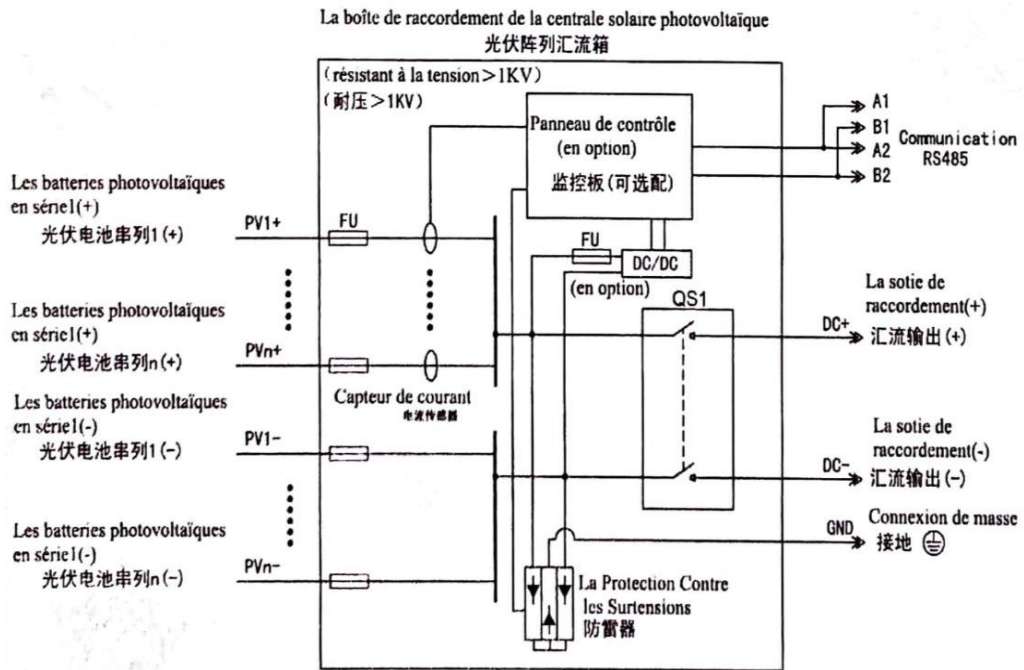
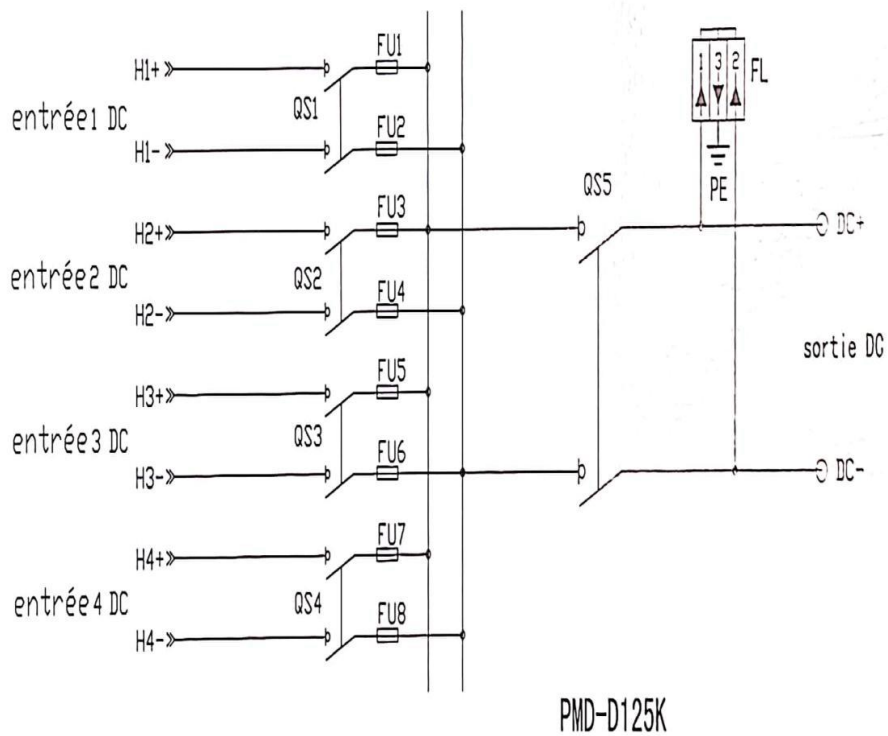


Schéma de câblage Boîtes de parallèle




. Annexe 04

Caractéristiques électriques du transformateur principal

| Paramètres | spécification |
|------------------------------|----------------------------|
| Marque | SUNTEN |
| Type | ZBW10A-1250/30/0.315-0.315 |
| Capacité nominale | 1250 KVA |
| Code produit | Z140237-02155 |
| Tension nominale | 30/0.315 |
| Fréquence nominale | 50 Hz |
| Classe de l'enveloppe | 10 K |
| Poids total | 8300 Kg |
| Dimensions d'aspect | 4700×2438×2896 mm |

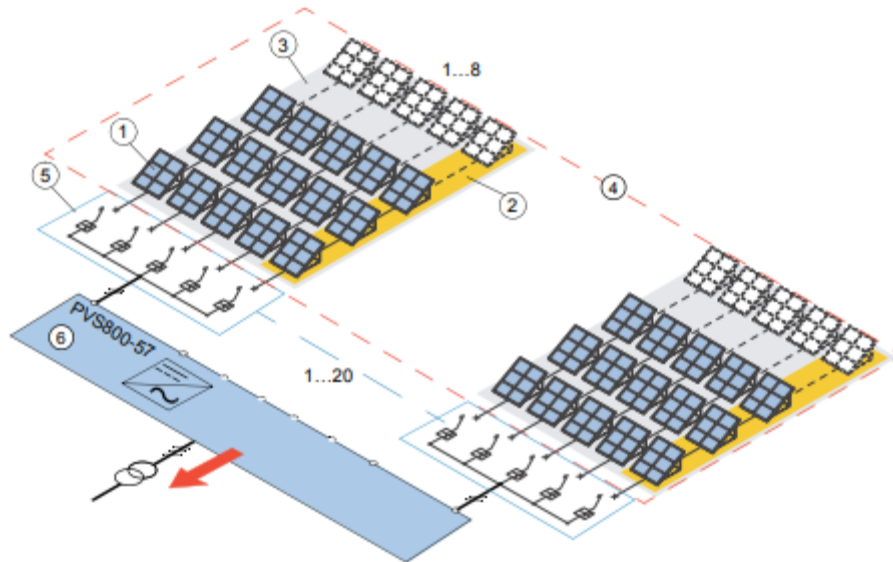
Annexe 05

| Energie Meterologique2 | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------|----------------------|----------------------|------------|----------------|-------------------------|--------------|----------------|-----------------------|
| 2021-1-1 | | | | | | | | | |
| TIME | P--I (kW) | ENERGIE sortie (MWh) | ENERGIE entree (MWh) | TSA P (kW) | Température de | Rayonnement d'inclinais | humidité (%) | pression (Hpa) | vitesse de vent (m/s) |
| 00:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 488.7000 | 1.0000 | 9.6000 | 0.0000 | 35.1000 | 976.8000 | 2.9000 |
| 00:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 488.7000 | 0.0000 | 9.3000 | 0.0000 | 36.1000 | 976.6000 | 3.3000 |
| 00:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 488.7000 | 0.0000 | 8.7000 | 0.0000 | 37.0000 | 976.5000 | 2.8000 |
| 00:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 488.7000 | 4.0000 | 9.1000 | 0.0000 | 38.1000 | 976.4000 | 3.1000 |
| 01:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 488.7000 | 0.0000 | 9.2000 | 0.0000 | 37.5000 | 976.6000 | 3.4000 |
| 01:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 8.9000 | 0.0000 | 38.4000 | 976.3000 | 2.7000 |
| 01:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 4.0000 | 8.0000 | 0.0000 | 39.5000 | 976.4000 | 3.0000 |
| 01:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 6.0000 | 7.6000 | 0.0000 | 41.0000 | 976.3000 | 2.7000 |
| 02:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 7.2000 | 0.0000 | 42.0000 | 976.3000 | 2.5000 |
| 02:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 6.0000 | 7.1000 | 0.0000 | 43.1000 | 976.2000 | 3.3000 |
| 02:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 7.4000 | 0.0000 | 42.8000 | 976.3000 | 2.6000 |
| 02:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 7.2000 | 0.0000 | 43.2000 | 975.9000 | 3.1000 |
| 03:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 1.0000 | 8.1000 | 0.0000 | 42.4000 | 976.1000 | 4.1000 |
| 03:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 4.0000 | 7.8000 | 0.0000 | 41.7000 | 976.0000 | 2.9000 |
| 03:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 6.0000 | 7.9000 | 0.0000 | 42.2000 | 975.9000 | 3.5000 |
| 03:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 6.9000 | 0.0000 | 42.5000 | 976.0000 | 2.3000 |
| 04:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 6.2000 | 0.0000 | 43.9000 | 975.8000 | 2.9000 |
| 04:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 4.0000 | 6.2000 | 0.0000 | 44.7000 | 975.7000 | 2.6000 |
| 04:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 5.6000 | 0.0000 | 45.9000 | 975.6000 | 2.2000 |
| 04:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 1.0000 | 4.5000 | 0.0000 | 46.9000 | 975.2000 | 1.7000 |
| 05:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 5.0000 | 5.3000 | 0.0000 | 47.3000 | 975.2000 | 2.7000 |
| 05:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 3.0000 | 4.9000 | 0.0000 | 47.7000 | 975.2000 | 3.2000 |
| 05:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 4.7000 | 0.0000 | 48.5000 | 975.2000 | 3.9000 |
| 05:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 1.0000 | 4.5000 | 0.0000 | 50.0000 | 975.2000 | 5.5000 |
| 06:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 4.0000 | 4.7000 | 0.0000 | 51.0000 | 975.5000 | 5.2000 |
| 06:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 0.0000 | 4.8000 | 0.0000 | 51.2000 | 975.7000 | 4.9000 |
| 06:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 5.0000 | 4.6000 | 0.0000 | 51.9000 | 975.5000 | 3.7000 |
| 06:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 1.0000 | 4.4000 | 0.0000 | 52.7000 | 975.7000 | 4.4000 |
| 07:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 4.0000 | 4.5000 | 4.0000 | 53.2000 | 975.9000 | 4.5000 |
| 07:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 10.0000 | 4.3000 | 5.8000 | 53.7000 | 976.1000 | 4.7000 |
| 07:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 10.0000 | 4.0000 | 4.8000 | 54.7000 | 976.1000 | 5.1000 |
| 07:45 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 1.0000 | 4.1000 | 5.7000 | 55.6000 | 976.3000 | 5.4000 |
| 08:00 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 7.0000 | 3.9000 | 11.7000 | 56.1000 | 976.3000 | 3.3000 |
| 08:15 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 9.0000 | 3.7000 | 35.3000 | 56.9000 | 976.4000 | 3.1000 |
| 08:30 | 0.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 9.0000 | 3.9000 | 112.6000 | 57.2000 | 976.9000 | 3.8000 |
| 08:45 | 268.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 7.0000 | 4.4000 | 186.5000 | 56.4000 | 977.1000 | 3.9000 |
| 09:00 | 385.0000 | 27421.2000 | 489.1500 | 9.0000 | 5.0000 | 265.8000 | 55.4000 | 977.4000 | 5.5000 |
| 09:15 | 577.0000 | 27421.6500 | 489.1500 | 10.0000 | 5.7000 | 338.2000 | 54.3000 | 977.8000 | 4.0000 |
| 09:30 | 846.0000 | 27421.6500 | 489.1500 | 8.0000 | 6.5000 | 409.5000 | 52.2000 | 978.0000 | 3.9000 |
| 09:45 | 1019.0000 | 27422.1000 | 489.1500 | 9.0000 | 7.0000 | 476.6000 | 50.2000 | 978.4000 | 3.8000 |
| 10:00 | 1153.0000 | 27422.1000 | 489.1500 | 9.0000 | 8.5000 | 540.5000 | 47.5000 | 978.6000 | 3.5000 |
| 10:15 | 1283.0000 | 27422.5500 | 489.1500 | 9.0000 | 9.6000 | 603.4000 | 44.4000 | 978.8000 | 3.3000 |

|  شركة كهرباء وطاقات متجددة Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|----------------------------|------------------|--------|-----------------|--------------|------------------------|------|----------|---------------------------|
| SITUATION ENR DU PARC UPSO | | | | | | | | | | |
| Kabertene | | Situation arrêtée au ***** | | | | | | | | |
| | | 3 Mw | | | | | | | | |
| Station météorologique | | | | | | | | | | |
| Time | Puissance Totale (kW) | TSA | R Globale (W/m²) | T (°C) | Vitesse (m/sec) | Humidité (Z) | Pression atmosphérique | 0 | 0 | |
| | P (KW) | P (KW) | (W/m²) | (°C) | (m/s) | (Z) | (hPa) | | | |
| 06 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 06 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 07 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 07 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 08 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 08 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 09 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 09 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 10 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 10 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 11 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 11 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 12 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 12 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 13 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 13 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 14 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 14 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 15 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 15 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 16 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 16 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 17 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 17 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 18 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 18 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 19 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 19 h:30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 20 h:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | | | | Pmax | max 2023 | Date | Heure | T | R (W/m²) | #DIV/0! |
| Données Exploitation | | | | | 2391 | ##### | 14 h:00 | 20,2 | 989 | |
| Pmax atteinte ce jour (kW) | | | | | 0 | | | | | Nbr h ensoleille |
| Heure: | | | | | 06 h:00 | | | | | #DIV/0! rayonnement moy |
| T° ambiante : | | | | | 0 | | | | | #DIV/0! Energie théorique |
| R (W/m²): | | | | | 0 | | | | | #DIV/0! Indice de |
| Totale energie produite Aujourd'hui (Kwh) | | | | | 0 | | | | | |
| Totale energie consommée Aujourd'hui (Kwh) | | | | | 0 | | | | | #DIV/0! Indice |
| Observations: | | | | | | | | | | |

Annexe 06

Le schéma de centrale solaire où les panneaux constitués de groupes de modules PV sont raccordés au réseau électrique par l'intermédiaire de coffrets de jonction. Un onduleur est représenté en bas du schéma



- 1 Module photovoltaïque (panneau solaire)
- 2 Chaîne PV (string)
- 3 Groupe PV
- 4 Générateur PV
- 5 Coffret de jonction
- 6 Onduleur

Annexe 07

Le tableau suivant présent le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) pour chaque centrale

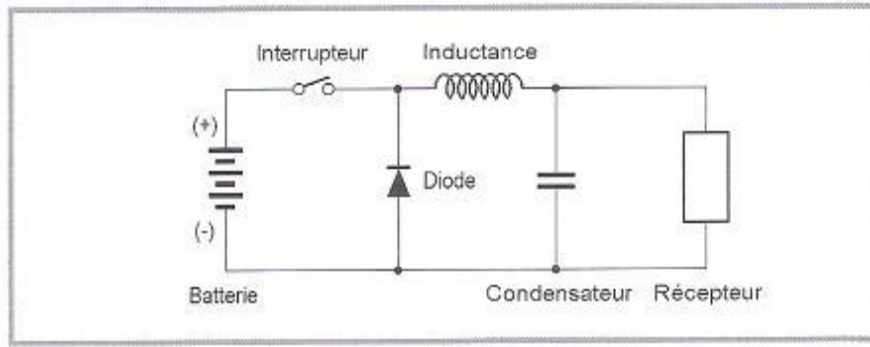
| Rendement du champ photovoltaïque Y_a (h/jour) | | | | | | |
|--|-----------|-----------|-------|----------------|---------|--------|
| Mois | Timimoune | Kabertene | Adrar | Zaouiet Kounta | Reggane | Aoulef |
| Janvier | 4.77 | 4.81 | 4.58 | 4.44 | 4.28 | 4.39 |
| Février | 5.07 | 5.13 | 5 | 4.91 | 4.76 | 4.91 |
| Mars | 5.23 | 5.25 | 5.11 | 5.03 | 4.98 | 5.04 |
| Avril | 5.37 | 5.38 | 5.3 | 5.33 | 5.32 | 5.27 |
| Mai | 5.06 | 5.04 | 4.92 | 5 | 5.03 | 5.07 |
| Juin | 5.07 | 5.11 | 4.93 | 5.03 | 4.99 | 4.98 |
| Juillet | 4.92 | 5.07 | 4.76 | 4.96 | 4.92 | 4.95 |
| Août | 4.88 | 4.85 | 4.68 | 4.84 | 4.7 | 4.71 |
| Septembre | 4.72 | 4.76 | 4.6 | 4.66 | 4.69 | 4.67 |
| Octobre | 4.68 | 4.55 | 4.43 | 4.45 | 4.42 | 4.44 |
| Novembre | 4.96 | 4.9 | 4.79 | 4.65 | 4.49 | 4.47 |
| Décembre | 4.57 | 4.49 | 4.38 | 4.26 | 4.18 | 4.22 |
| Année | 4.94 | 4.94 | 4.79 | 4.80 | 4.73 | 4.76 |

Le tableau suivant présent le rendement final du système PV (Y_f) pour chaque centrale

| Rendement final du système photovoltaïque Y_f (h/jour) | | | | | | |
|--|-----------|-----------|-------|----------------|---------|--------|
| Mois | Timimoune | Kabertene | Adrar | Zaouiet Kounta | Reggane | Aoulef |
| Janvier | 4,7 | 4,74 | 4,51 | 4,37 | 4,22 | 4,32 |
| Février | 4,98 | 5,05 | 4,92 | 4,83 | 4,69 | 4,83 |
| Mars | 5,14 | 5,17 | 5,03 | 4,95 | 4,9 | 4,96 |
| Avril | 5,28 | 5,3 | 5,22 | 5,25 | 5,24 | 5,19 |
| Mai | 4,96 | 4,84 | 4,93 | 4,95 | 4,99 | 4,98 |
| Juin | 4,99 | 5,03 | 4,85 | 4,95 | 4,91 | 4,91 |
| Juillet | 4,84 | 4,99 | 4,69 | 4,89 | 4,84 | 4,87 |
| Août | 4,81 | 4,77 | 4,61 | 4,76 | 4,63 | 4,64 |
| Septembre | 4,64 | 4,69 | 4,53 | 4,59 | 4,62 | 4,6 |
| Octobre | 4,61 | 4,48 | 4,36 | 4,38 | 4,35 | 4,37 |
| Novembre | 4,88 | 4,82 | 4,71 | 4,58 | 4,42 | 4,4 |
| Décembre | 4,5 | 4,42 | 4,31 | 4,2 | 4,12 | 4,15 |
| Année | 4.86 | 4.86 | 4.71 | 4.72 | 4.66 | 4.68 |

Le tableau IV.03 présent le rendement de référence (Y_r) pour chaque centrale

| Rendement de référence Y_r (KWh/m ² /jour) | | | | | | |
|---|-----------|-----------|-------|----------------|---------|--------|
| Mois | Timimoune | Kabertene | Adrar | Zaouiet Kounta | Reggane | Aoulef |
| Janvier | 5.49 | 5.49 | 5.26 | 5.06 | 4.86 | 5.03 |
| Février | 5.98 | 6.00 | 5.86 | 5.72 | 5.55 | 5.74 |
| Mars | 6.34 | 6.34 | 6.18 | 6.06 | 6.01 | 6.10 |
| Avril | 6.68 | 6.65 | 6.61 | 6.59 | 6.59 | 6.55 |
| Mai | 6.24 | 6.37 | 6.32 | 6.34 | 6.39 | 6.46 |
| Juin | 6.73 | 6.63 | 6.59 | 6.55 | 6.51 | 6.53 |
| Juillet | 6.87 | 6.73 | 6.70 | 6.64 | 6.58 | 6.64 |
| Août | 6.71 | 6.35 | 6.47 | 6.41 | 6.19 | 6.21 |
| Septembre | 6.11 | 6.06 | 5.99 | 5.97 | 6.02 | 6.00 |
| Octobre | 5.76 | 5.59 | 5.50 | 5.46 | 5.43 | 5.48 |
| Novembre | 5.91 | 5.79 | 5.67 | 5.49 | 5.29 | 5.30 |
| Décembre | 5.25 | 5.12 | 5.03 | 4.81 | 5.79 | 5.91 |
| Année | 6.19 | 6.09 | 6.01 | 5.93 | 5.85 | 5.91 |



Convertisseur typique DC/DC abaisseurs [89].

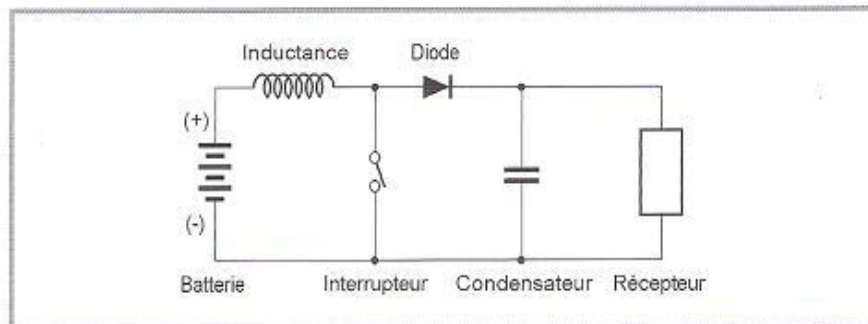
Le convertisseur Buck abaisse la tension d'entrée à une tension de sortie (V_{out}) plus faible tout en augmentant le courant de sortie (I_{out}). Les équations fondamentales pour le convertisseur Buck sont:

$$V_{out} = D \cdot V_{in}$$

Où V_{in} est la tension d'entrée et D est le rapport cyclique (duty cycle), défini comme le rapport du temps de conduction du transistor de commutation sur la période totale de commutation.

$$I_{out} = \frac{I_{in}}{D}$$

Où I_{in} est le courant d'entrée

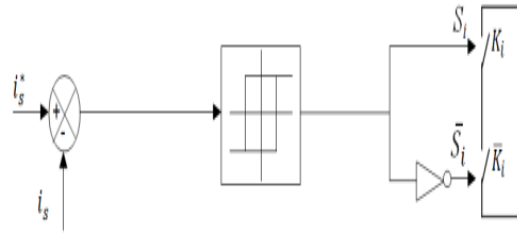


Convertisseur DC/DC élévateur [89].

Le convertisseur Boost élève la tension d'entrée à une tension de sortie plus élevée tout en diminuant le courant de sortie. Les équations fondamentales pour le convertisseur Boost sont :

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1-D}$$

$$I_{out} = (1 - D) \cdot I_{in}$$



Méthode de régulation du courant par Modulation de Largeur d'Impulsion avec hystérésis.

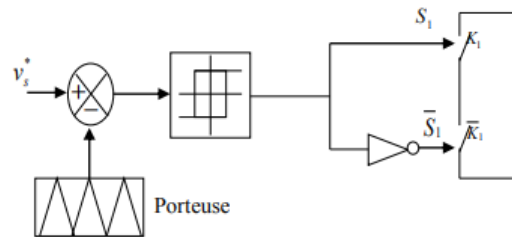


Schéma de principe de la commande MLI sinus triangle.

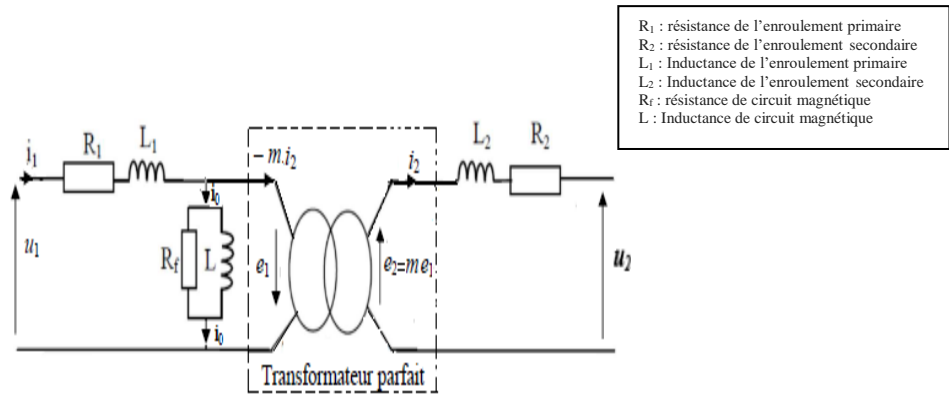
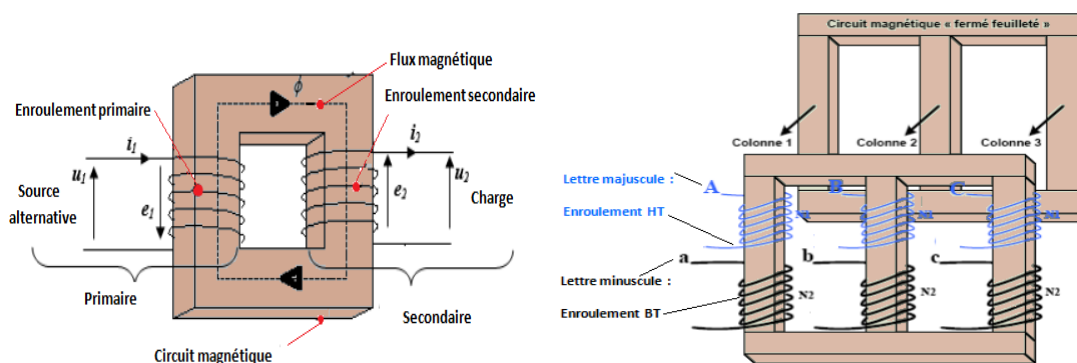


Schéma équivalent du transformateur réel.



Topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques.

Références

Références

- [1] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023*. Paris, France: IEA, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [2] REN21, *Renewables 2022 Global Status Report*. Paris, France: REN21, 2022. [Online]. Available: <https://www.ren21.net/gsr-2022/>
- [3] International Renewable Energy Agency, *Renewable Capacity Statistics 2021*. Abu Dhabi, UAE: IRENA, 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org>
- [4] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, and W. Warta, “Solar cell efficiency tables (Version 56),” *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 27, no. 6, pp. 565–575, 2019.
- [5] A. Jäger-Waldau, “The European photovoltaic industry association: The performance of photovoltaic systems in Europe,” *Solar Energy*, vol. 181, pp. 260–270, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.01.046.
- [6] C. Lima, F. Silva, and J. Ferreira, “Energy management and grid integration of photovoltaic systems,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 1, 014701, 2020.
- [7] J. Wang, Q. Li, and H. Liu, “Economic and environmental benefits of grid-connected photovoltaic systems,” *Renew. Energy*, vol. 105, pp. 104–113, 2017.
- [8] M. Z. Jacobson and M. A. Delucchi, “Providing all global energy with wind, water, and solar power—Part I,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1154–1169, 2011.
- [9] B.-M. Hodge and M. Milligan, “Integrating solar power into the grid: How to manage intermittent generation,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 52–62, 2012.
- [10] S. Elhadj, S. Hama, and I. Kadi, “Assessment of solar energy potential in the Saharan region,” *Renew. Energy*, vol. 132, pp. 148–158, 2019.
- [11] C. A. Balaras, A. A. Argiriou, and M. Santamouris, “Photovoltaic systems,” in *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, CRC Press, 2007.
- [12] J. García, E. Silva, and A. Ramos, “Grid integration of large-scale photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 124, pp. 109–126, 2021.
- [13] X. Zou, X. Liu, and X. Zhang, “Economic implications of solar energy deployment in remote desert regions,” *Energy Econ.*, vol. 76, pp. 110–121, 2018.
- [14] J. Hoffmann, D. von Rönne, and F. Legrand, “Durability and performance of photovoltaic panels in extreme desert conditions,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 179, pp. 337–349, 2018.
- [15] H. Mousazadeh, A. Sharifi, and M. Asgari, “Analysis and optimization of grid-connected photovoltaic systems,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 8, pp. 1794–1803, 2009.
- [16] D. Baker, M. Stewart, and R. Pritchard, “Performance and reliability of grid-connected photovoltaic systems,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1213–1227, 2020.
- [17] T. A. Huld, H. Wirth, and H. Mousazadeh, “A new approach for estimating the performance of photovoltaic systems,” *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 20, no. 2, pp. 162–170, 2012.
- [18] A. Jäger-Waldau, “The performance of photovoltaic systems in Europe,” *Sol. Energy*, vol. 181, pp. 260–270, 2019.
- [19] R. A. López, A. Yáñez, and S. García, “Advanced inverter technologies for photovoltaic systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, 110702, 2021.
- [20] A. Kumar, N. K. Tripathi, and M. Hossain, “Grid integration of photovoltaic systems: Challenges and solutions,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 715–727, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.04.022.
- [21] S. Makhloufi, “Contribution à l’optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes,” Ph.D. dissertation, Univ. Hadj Lakhdar Batna, Algeria, 2013.
- [22] National Energy Education Development Project, “Solar,” 2010. [Online]. Available: <http://www.need.org/Files/curriculum/infobook/SolarI.pdf>
- [23] S. N. Tackie, “Performance evaluation of Serhatkoy PV power plant,” Master’s thesis, Dept. Electr. Electron. Eng., Near East Univ., 2015.
- [24] J. P. Dunlop, *Photovoltaic Systems*. Orland Park, IL, USA: American Technical Publishers, 2010.
- [25] Z. Bendjellouli, “Contribution à la modélisation d’une cellule solaire,” Mémoire de magister, Univ. de Béchar, Algeria, 2009.
- [26] N. Benbouza, “Étude technico-économique des systèmes photovoltaïques pour application dans la région de Batna,” Ph.D. dissertation, Univ. Batna 2, Algeria, 2018.
- [27] T. R. Gildas, “Maximisation du transfert de l’énergie d’un champ photovoltaïque tenant compte du phénomène d’ombrage partiel: Connexion réseau électrique,” Mémoire de maîtrise, École de Technologie Supérieure, Montréal, Canada, 2019.
- [28] N. Houcine, “Étude de gestion d’une mini-centrale solaire et mise au point d’un dispositif automatique de mesures, contrôles et régulation de l’énergie électrique,” Ph.D. dissertation, Univ. des Sciences et de la Technologie d’Oran Mohamed Boudiaf, Algeria, 2016.
- [29] L. M. Lakhdar, “Étude technico-économique d’un système de pompage photovoltaïque sur le site d’Ouargla,” Mémoire de magister, Univ. El Hadj Lakhdar Batna, Algeria, 2008.

- [30] F. Lasnier and T. G. Ang, *Photovoltaic Engineering Handbook*. Bristol, U.K.: Adam Hilger, 1990.
- [31] A. Ould Mohamed Yahya and I. Youm, “Étude et modélisation d’un générateur photovoltaïque,” *Revue des Énergies Renouvelables*, vol. 11, no. 3, pp. 473–483, 2008.
- [32] S. Petibon, “Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques,” Ph.D. dissertation, Univ. de Toulouse, France, Jan. 2009.
- [33] F. Z. Zerhouni *et al.*, “Augmentation de performances d’un générateur solaire photovoltaïque avec validation pratique,” in *Proc. WORKSHOP’12 Physique du Rayonnement et ses Applications*, LAAR, July 9–10, 2012.
- [34] L. Kemmouche, “Modèle de fonctionnement d’une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne,” Mémoire de magister, Univ. de Constantine, Algeria, 2002.
- [35] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Chichester, U.K.: Wiley, 2003.
- [36] J. L. Crozier, “Characterization of cell mismatch in photovoltaic modules using electroluminescence and associated electro-optic techniques,” Master’s thesis, Nelson Mandela Metropolitan Univ., Jan. 2012.
- [37] A. Woyte, J. Nijs, and R. Belmans, “Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: Literature review and field test results,” *Solar Energy*, vol. 74, no. 3, pp. 217–233, 2003, doi: 10.1016/S0038-092X(03)00155-5.
- [38] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic degradation rates—An analytical review,” *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- [39] D. A. Quansah, M. S. Adaramola, and L. Mensah, “Performance and degradation analysis of solar photovoltaic modules in harsh climatic conditions,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 660–668, 2017.
- [40] C. R. Osterwald and T. J. McMahon, “History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review,” *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 17, no. 1, pp. 11–33, 2009.
- [41] K. Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*. Chichester, U.K.: Wiley, 2014.
- [42] R. Jean-François, *Recherches d’optimums d’énergies pour charge/décharge d’une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques*, Thèse de doctorat, Univ. Toulouse III, 2011.
- [43] E. B., “Le classement du NREL sur l’efficacité des cellules solaires inclut désormais les ‘tandems hybrides’,” *PV Magazine France*, 7 mai 2024.
- [44] T. Mambrini, *Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d’implantation et en fonction des différentes technologies*, Thèse de doctorat, Univ. Paris-Sud, 2014.
- [45] D. Picault, *Reduction of mismatch losses in grid-connected photovoltaic systems using alternative topologies*, Thèse de doctorat, Univ. de Grenoble, 2010.
- [46] M. Z. Jacobson and M. A. Delucchi, “Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1154–1169, 2011.
- [47] T. Tsoutsos, N. Frantzeskaki, and V. Gekas, “Environmental impacts from the solar energy technologies,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 3, pp. 289–296, 2005.
- [48] V. Fthenakis and H. C. Kim, “Land use and electricity generation: A life-cycle analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1465–1474, 2009.
- [49] R. R. Hernandez, M. K. Hoffacker, and C. B. Field, “Land-use efficiency of big solar,” *Environmental Science & Technology*, vol. 48, no. 2, pp. 1315–1323, 2014.
- [50] P. Denholm and R. M. Margolis, “Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2852–2861, 2007.
- [51] R. Schleicher-Tappeser, “The decentralised energy revolution: Business strategies for a new paradigm,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1154–1169, 2011.
- [52] R. R. Hernandez, M. K. Hoffacker, M. L. Murphy-Mariscal, G. Wu, and M. F. Allen, “Solar energy development impacts on land cover change and protected areas,” *Proc. Natl. Acad. Sci.*, vol. 112, no. 44, pp. 13579–13584, 2015.
- [53] M. A. Green, “How did solar cells get so cheap?” *Joule*, vol. 3, no. 3, pp. 631–633, 2019.
- [54] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [55] L. Abbassen, *Étude de la connexion au réseau électrique d’une centrale photovoltaïque*, Mémoire de magister, Univ. Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou, 2011.
- [56] M. Gérard, *Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA*, SER/ADEME, 2012.
- [57] R. Yann, *Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau*, Thèse de doctorat, Univ. Joseph Fourier, 2009.
- [58] A. Belfedhal, *Étude et simulation d’une centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique à la région d’Adrar*, Mémoire de magister, Univ. Ahmed Draïa, Adrar, 2014.

- [59] T. Markvart, *Solar Electricity*, 2nd ed. Wiley, 2000.
- [60] M. Hamdaoui, *Étude et modélisation des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique*, Thèse de doctorat, Univ. Tunis El Manar, 2014.
- [61] A. Ben Hadj, *Analyse et contrôle des onduleurs string dans les systèmes photovoltaïques*, Thèse de doctorat, Univ. de Sfax, 2015.
- [62] K. Zair, *Optimisation des systèmes photovoltaïques résidentiels à l'aide de micro-onduleurs*, Thèse de doctorat, Univ. de Tlemcen, 2016.
- [63] A. Cherif, *Conception et optimisation des onduleurs multiniveau pour les systèmes photovoltaïques*, Thèse de doctorat, Univ. de Lorraine, 2017.
- [64] S. Tabet, *Étude de la topologie modulaire des onduleurs pour les systèmes photovoltaïques*, Thèse de doctorat, Univ. de Toulouse, 2018.
- [65] M. Khelif, A. M'raoui, and A. Malek, "Simulation, optimization and performance analysis of an analog, easy to implement, perturb and observe MPPT technique to be used in a 1.5 kWp photovoltaic system," in *Proc. Int. Renewable and Sustainable Energy Conf. (IRSEC)*, IEEE, 2013, pp. 10–17.
- [66] B. Subudhi and R. Pradhan, "A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 89–98, 2013.
- [67] N. Karami, N. Moubayed, and R. Outbib, "General review and classification of different MPPT techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 1–18, 2017.
- [68] S. Chakraborty, M. G. Simoes, and W. E. Kramer, *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems: A Sourcebook of Topologies, Control and Integration*, 2013.
- [69] A. Videt, *Variateur de vitesse à impact électromagnétique réduit : onduleur multiniveaux et nouvelles stratégies de modulation*, Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, 2008.
- [70] H. J. Sira-Ramírez and R. Silva-Ortigoza, *Control Design Techniques in Power Electronics Devices*. Springer, 2006.
- [71] M. P. Kazmierkowski and L. Malesani, "Current control techniques for three-phase voltage-source PWM converters: A survey," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 1998.
- [72] M. H. Rashid, *Power Electronics: Circuits, Devices, and Applications*, 3rd ed. Prentice Hall, 2004.
- [73] O. Bouhali, *Contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique*, Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, 2007.
- [74] H. Akagi, E. H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Wiley, 2007.
- [75] J. Rodriguez, J. Lai, and F. Z. Peng, "Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 2002.
- [76] M. A. H. B. O. M. M. Ahmed, *Matrix Converter: Theory, Application and Design*. Wiley-IEEE Press, 2008.
- [77] A. R. Jha, *Solar Cell Technology and Applications*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2010.
- [78] R. Muhida and L. Hasanah, "Central inverter efficiency in photovoltaic power plant," Thèse de doctorat, Université d'Indonésie, 2012.
- [79] L. Hassaine, E. Olías, J. Quintero, and M. Haddadi, "Overview of power inverter topologies for photovoltaic modules," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [80] A. N. Celik, "Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems," *Renewable Energy*, 2007.
- [81] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, "Defining control strategies for microgrids islanded operation," *IEEE Trans. Power Systems*, 2007.
- [82] A. Hassan, "Design and analysis of transformer systems in photovoltaic plants," *Journal of Renewable Energy*, 2016.
- [83] P. Kumar, R. Sharma, and S. Singh, "Advanced transformer technologies for solar power applications," *Energy Reports*, 2019.
- [84] M. J. Khan, "Transformers in solar power plants: Design and integration," *IEEE Trans. Power Delivery*, 2018.
- [85] M. Stiegler, *Monitoring and Performance Analysis of Photovoltaic Systems*, Université de Tübingen, 2016.
- [86] J. Smith, "Data acquisition systems for solar PV monitoring," Ph.D. dissertation, University of Illinois, 2017.
- [87] A. Patel, *Software Solutions for Photovoltaic System Monitoring*, Ph.D. dissertation, University of California, 2018.
- [88] C. Anderson, *User Interfaces in Solar Energy Monitoring Systems*, M.S. thesis, Stanford University, 2019.
- [89] L. Zhao, *Communication Technologies in Solar PV Systems*, Thèse, Technical University of Munich, 2020.

- [90] R. Thomas, *Cost-Benefit Analysis of PV Monitoring Systems*, Thèse, Massachusetts Institute of Technology, 2021.
- [91] R. Tonkoski, D. Turcotte, T. H. El-Fouly, and B. Dakyo, "Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, 2012.
- [92] F. Katiraei and J. R. Aguero, "Solar PV integration challenges," *IEEE Power & Energy Mag.*, 2008.
- [93] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electronics*, 2009.
- [94] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, "Power quality issues of grid-connected residential photovoltaic systems," *J. Appl. Sci.*, 2012.
- [95] N. Tkouti, *Optimisation des Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau par la Logique Floue*, Mémoire de Magister, Université Mohamed Khider-Biskra, 2004.
- [96] B. Chahar, "Retour d'expérience et perspective," *Sharikat Kahraba wa Taket Moudjadida*, Algeria, 2018.
- [97] *Projets et actions de la phase 2011-2014 du Programme national des énergies renouvelables (2011-2014)*. [Online]. Available: <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lenergie>
- [98] C. Kuhne, *Near Death in the Desert*, Knopf Doubleday Publishing Group, 8 Juin 2011.
- [99] A. Louwen *et al.*, "Performance of photovoltaic modules under different environmental conditions: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 59–71, 2016.
- [100] K. Mertens, "The effect of temperature on photovoltaic systems and its performance in different climates," *Solar Energy*, vol. 81, no. 1, pp. 1–10, 2007.
- [101] K. Mertens *et al.*, "Photovoltaic systems in desert climates: Design considerations and performance characteristics," *J. Solar Energy Eng.*, vol. 139, no. 2, 021012, 2017.
- [102] R. Pérez *et al.*, "Global horizontal irradiance estimation for desert solar energy projects: Evaluation of models and systems," *Energy*, vol. 153, pp. 213–225, 2018.
- [103] S. A. Kalogirou, "Solar energy: A review of the current state of research and development," *Renewable Energy*, vol. 52, pp. 66–71, 2013.
- [104] V. Quaschnig, *Renewable Energy and Climate Change*, Wiley, 2016.
- [105] M. A. Green and K. Emery, "Solar cell efficiency tables (Version 50)," *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.*, 2017.
- [106] S. Mekhilef, R. Saidur, and A. Safari, "A review on solar energy use in industries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012.
- [107] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009.
- [108] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, Sep. 2004.
- [109] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Solar Energy*, 1960.
- [110] T. Huld *et al.*, "Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging," *Solar Energy*, 2010.
- [111] J. C. Hernández, A. Medina, and E. Romero, "Reduced power losses by improved PV systems' installation," *Renewable Energy*, 2012.