

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université 20 août 1955 – Skikda-

جامعة 20 أوت 1955 سكيكدة

Faculté de Technologie

كلية التكنولوجيا

Département de Génie Mécanique

قسم: الهندسة الميكانيكية

Ref : D012124033D



المرجع: DUN210120231900623756

**Thèse présentée en vue de l'obtention**

**du Diplôme de**

**Doctorat en énergies renouvelables**

**Option :**

**Energies renouvelables en électrotechnique**

**Etude de la qualité d'énergie d'un système photovoltaïque  
connecté au réseau électrique**

Présentée par :

**BOULAHCHICHE Saliha**

Présentée et soutenue publiquement le **19/12/2024**

Prof. METATLA Abdrezak	Président	Univ Skikda
DR. HADJ ARAB Amar	Directeur de thèse	CDER Alger
Prof. HADDAD Salim	Co-Directeur de thèse	Univ Skikda
Dr. SEBAGH Toufik	Examineur	Univ Skikda
DR. SEMAOUI Smail	Examineur	CDER Alger
Prof. BACHARI Nour El Islam	Examineur	USTHB Alger

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## Remerciements

*Je tiens tout d'abord à exprimer ma gratitude à Allah le Tout-Puissant, qui m'a donné le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.*

*C'est un grand honneur pour moi de consacrer cette page à remercier toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, contribué à l'aboutissement de cette thèse.*

*Ces travaux de recherche ont été réalisés en collaboration avec le Laboratoire LGMM de l'Université 20 Août 1955 de Skikda et le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER).*

*Je remercie chaleureusement mon directeur de thèse, le Directeur de recherche Amar HADJ ARAB, pour son encadrement de qualité, ses nombreux conseils pertinents et son expérience précieuse dans le domaine de la recherche scientifique.*

*Mes remerciements s'adressent également au Pr. Salim HADDAD pour son co-encadrement, ses compétences en recherche scientifique et son aide inestimable qui ont été essentiels à l'aboutissement de ce travail.*

*Je tiens à remercier le Président et les membres du Jury pour avoir accepté d'évaluer mes travaux et pour l'intérêt qu'ils y ont porté.*

*Un grand merci à tous mes collègues de l'équipe de recherche sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau pour leur aide et leur soutien.*

*Enfin, je ne peux terminer ces remerciements sans mentionner mes proches, à qui je dédie ce travail :*

- *À ma mère*
- *À mon époux*
- *À ma fille*
- *À ma famille, qui m'a encouragée tout au long de ces années de recherche*

*Merci à vous tous.*

**ملخص:** تعتبر جودة الطاقة المدمجة في الشبكة أمرًا حيويًا، خاصة مع تزايد استعمال مصادر الطاقة المتجددة، فالطاقة عالية الجودة تضمن استقرار الشبكة، وتقلل من مخاطر الانقطاعات، وتعزز من كفاءة الأنظمة الكهربائية، لكن مصادر الطاقة المتجددة تبقى تواجه تحديات متعدّدة، حين دمجها مع الشبكة الكهربائية، ومن هنا تأتي أهمية كفاءة الإدارة والتحكم في الدمج للحفاظ على إمداد كهربائي مستقر وموثوق. تتناول هذه الدراسة رؤية تحليلية لنظام كهروضوئي متصل بالشبكة الكهربائية، بهدف تحديد تأثير الطاقة الشمسية على جودة الطاقة المدمجة. يشمل النظام المدروس النظام الكهروضوئي المتصل بشبكة لمركز تنمية الطاقات المتجددة (CDER).

بدأت الدراسة بتحليل نظري للأنظمة الكهروضوئية، والمشاكل المتعلقة بجودة الطاقة. تناولت الدراسة أيضا أهمية قواعد الشبكة في دمج الأنظمة الكهروضوئية في الشبكة الكهربائية، كما تم تحليل ظاهرة التوافقيات التي تولدها الأنظمة الكهروضوئية كمؤشر رئيسي على جودة الطاقة في نقطة الاتصال بالشبكة ذات الجهد المنخفض، موضحّة التأثير الناتج من المحول الكهروضوئي والأحمال المتّصلة على جودة الطاقة المدمجة، تم أيضا دراسة تأثير تقطّعات الطاقة الشمسية على جودة الطاقة بالتفصيل، مُقترحة حل أنظمة التخزين كحلّ ضروري لاستقرار الأنظمة الكهربائية في ظل وجود مصادر الطاقة المتجددة.

**الكلمات المفتاحية:** جودة الطاقة، التوافقيات، قواعد ترميز الشبكة الكهربائية، تقطعات الطاقة الشمسية، أنظمة التخزين.

---

**Résumé :** La qualité de l'énergie injectée dans le réseau est essentielle, particulièrement avec l'augmentation de l'intégration des sources d'énergie renouvelables. Une énergie de haute qualité assure la stabilité du réseau, réduit les risques de coupures et améliore l'efficacité des systèmes électriques. Toutefois, l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans le réseau électrique pose de nombreux défis. Cela rend nécessaire une gestion rigoureuse et une injection contrôlée pour maintenir un approvisionnement électrique stable et fiable. Cette étude propose une analyse approfondie d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique, afin de déterminer l'impact de l'énergie solaire sur la qualité de l'énergie injectée. Le système étudié comprend une installation photovoltaïque connectée au réseau du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER).

L'étude débute par une analyse théorique des systèmes photovoltaïques et des problématiques associées à la qualité de l'énergie. Elle souligne également l'importance des codes de réseau pour l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le réseau électrique. Le phénomène des harmoniques générées par les systèmes photovoltaïques est étudié comme un indicateur clé de la qualité de l'énergie au point de connexion sur le réseau basse tension, illustrant l'impact de l'onduleur photovoltaïque et des charges connectées sur la qualité de l'énergie injectée. De plus,

l'étude examine en détail l'effet des intermittences de puissance solaire sur la qualité de l'énergie, en proposant les systèmes de stockage comme solution indispensable pour stabiliser les réseaux électriques en présence de sources d'énergie renouvelables.

**Mots-clés :** qualité de l'énergie, harmoniques, code de réseau, intermittences de puissance solaire, systèmes de stockage.

---

**Abstract:** The quality of the energy injected into the grid is essential, especially with the increasing integration of renewable energy sources. High-quality energy ensures grid stability, reduces the risk of outages, and improves the efficiency of electrical systems. However, integrating renewable energy sources into the electrical grid presents numerous challenges. This necessitates rigorous management and controlled injection to maintain a stable and reliable electricity supply. This study offers an in-depth analysis of a photovoltaic system connected to the electrical grid to determine the impact of solar energy on the quality of the injected energy. The system under study includes a photovoltaic installation connected to the grid of the Renewable Energy Development Center (CDER).

The study begins with a theoretical analysis of photovoltaic systems and the issues related to energy quality. It also highlights the importance of grid codes for the integration of photovoltaic systems into the electrical grid. The phenomenon of harmonics generated by photovoltaic systems is examined as a key indicator of energy quality at the point of connection on the low-voltage grid, illustrating the impact of the photovoltaic inverter and connected loads on the quality of the injected energy. Additionally, the study thoroughly examines the effect of solar power intermittencies on energy quality, proposing storage systems as an essential solution to stabilize electrical grids in the presence of renewable energy sources.

**Keywords:** energy quality, harmonics, grid code, solar power intermittency, storage systems

# Table des matières

<b>Remerciements</b> .....	i
<b>Résumé</b> .....	ii
<b>Table des matières</b> .....	iv
<b>Liste des figures</b> .....	xi
<b>Liste des tableaux</b> .....	xvi
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>CHAPITRE I : Production d'électricité par le solaire photovoltaïque</b>	
I.1 Introduction.....	4
I.2 Cas mondial.....	5
I.2.1 Energies renouvelables : principales sources d'électricité dès 2025 .....	6
I.3.Contexte énergétique en Algérie.....	7
I.3.1. Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.....	7
I.3.2. Le solaire en Algérie, potentiel et capacité installée.....	9
I.3.3. Transition Energétique de l'Algérie : Projet de 3 GW de Parcs Photovoltaïques en 2024 .....	12
I.4. Potentiel de réduction des coûts.....	13
I.4.1. Evaluation du prix de l'électricité solaire .....	13
I.4.2. Calcul du coût de l'électricité solaire photovoltaïque.....	15
I.4.3. Evaluation du Prix du Kilowattheure en Algérie.....	16
I.5. Notions générales sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau .....	16
I.5.1. Principes de base de la conversion photovoltaïque.....	16
I.5.2. Définition de l'énergie solaire photovoltaïque.....	17
I.5.3. Caractéristique électrique de la cellule photovoltaïque .....	17
I.5.4. Caractéristique réelle.....	18
I.5.5. Modélisation électrique d'une cellule .....	19

I.5.6. Constitution d'un générateur photovoltaïque .....	22
I.6. Importance du Maximum Power Point Tracker (MPPT) .....	27
I.6.1. Méthode de perturbation et observation (P&O).....	28
I.7. Onduleur .....	29
I.8. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau .....	30
I.8.1. Topologie d'onduleur central.....	30
I.8.2. Topologie d'onduleur string.....	31
I.8.3. Topologie d'onduleur modulaire.....	32
I.9. Conclusion.....	33
Références.....	34
<b>CHAPITRE II: Qualité de l'énergie électrique</b>	
II.1 Introduction.....	36
II.2 Intégration de la production photovoltaïque au réseau électrique .....	37
II.3 Description du réseau électrique.....	38
II.3.1. Aperçu général.....	38
II.3.2. Architecture d'une centrale solaire photovoltaïque en Algérie.....	38
II.4. Impact de l'intégration des systèmes photovoltaïques sur un réseau électrique.....	39
II.4.1. Problèmes liés au flux de puissance.....	40
II.4.2. problèmes liés à la gestion de réserve.....	40
II.4.3. Problèmes liés à la stabilité du système électrique.....	40
II.5. Origines de l'instabilité électriques.....	41
II.5.1. Onduleurs Photovoltaïques.....	41
II.5.2. Intermittence de la Production photovoltaïque.....	41
II.5.3. Disparité entre Offre et Demande.....	41
II.5.4. Charges non linéaires.....	42
II.5.5. Problèmes de Synchronisation.....	42
II.5.6. Problèmes de réseau local.....	42
II.6. Classification des perturbations électriques .....	43

II.6.1. Qualité de la tension .....	43
II.6.2. Qualité du courant .....	48
II.7. Classification de l'instabilité de qualité de l'énergie basée sur la durée des perturbations...48	
II.7. 1. Perturbations transitoires.....	48
II.7. 2. Perturbations de courte durée.....	49
II.7. 3. Perturbations permanentes.....	49
II.8. effets des perturbations électriques.....	49
II.8.1. effets à court terme.....	49
II.8.2. effets à long terme.....	50
II.9. Perturbations harmoniques.....	50
II.10. Injection de courant continu.....	51
II.11. Solutions pour une intégration meilleure des énergies renouvelables .....	51
II.11. 1. Systèmes de stockage d'énergie.....	51
II.11. 2. Technologies de prévision améliorées.....	51
II.11. 3. Réseaux Intelligents.....	52
II.11. 4. Dispositifs de compensation et de filtrage.....	52
II.12. Importance du grid code.....	52
II.13. Conclusion.....	53
Références.....	54

### **Chapitre III : Code de réseau des systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux**

III.1. Introduction.....	55
III.2 Contexte et Importance des codes de réseau.....	55
III.2.1. Impact du grid code sur la performance globale du réseau.....	56
III.3. Fonctions clés des codes de réseau.....	56
III.3.1. Stabilité du réseau.....	56
III.3.2. Qualité de l'énergie.....	57
III.3.3. Sécurité.....	57
III.3.4. Synchronisation avec le réseau électrique.....	58

III.3.5. Communication avec le gestionnaire du réseau.....	58
III.4. Cadre réglementaire et législation internationale.....	59
III.4.1. Analyse des normes et directives du Grid Code.....	59
III.4.2. Normes de qualité d'électricité pour l'injection dans le réseau.....	61
III.4.3. Facteurs influençant l'adoption des codes .....	62
III.4.5. Procédures d'inspection et de certification.....	63
III.4.6. Institut Algérien de la Normalisation.....	63
III.4.7. Organisme Algérien d'Accréditation – ALGERAC.....	63
III.4.8. Protection Anti-Îlotage dans les Systèmes Photovoltaïques.....	64
III.4.9. Importance du DIN VDE 0126-1-1 .....	64
III.5. Étude de cas.....	68
III.5.1. Description du système.....	69
III.5.2. Courant de fuite capacitif.....	70
III.5 .3. Résistance d'isolement.....	74
III.5 .4. Méthode .....	76
III.6. Analyse des résultats.....	76
III.6.1. Stratégie de gestion proactive de la résistance d'isolation et du courant de fuite capacitif .....	79
III.7. Conclusion.....	81
Références.....	83

**Chapitre IV : Analyse des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux : étude de cas**

IV.1. Introduction.....	84
IV.2. Normes et réglementations en matière d'harmoniques.....	84
IV.3. Méthodes de mesure des harmoniques.....	86
IV.4. Quantification des harmoniques.....	86
IV.4.1. Distorsion harmonique totale.....	86
IV.4.2. Facteur de crête.....	87
IV.4.3. Taux d'harmoniques individuels.....	87
IV.4.4. Facteur de Puissance.....	87

IV.4.5. Facteur de Déplacement.....	88
IV.4.6. Rang de l'harmonique .....	89
IV.4.7. Spectre harmonique.....	90
IV.4.8. Inter- harmoniques.....	90
IV.5. Sources de génération d'harmoniques dans les systèmes photovoltaïques.....	91
IV.5. 1. Variété d'irradiation solaire.....	91
IV.5. 2. Niveau de pénétration photovoltaïque.....	91
IV.5. 3. Emplacement de l'intégration photovoltaïque dans le réseau.....	91
IV.5. 4. Caractéristiques des panneaux solaires .....	91
IV.5. 5. Structure du réseau électrique .....	92
IV.5. 6. Influence de la résonance du réseau.....	92
IV.5. 7. Influence du convertisseur de puissance.....	92
IV.6. Conséquences des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques.....	93
IV.7. Etude de cas.....	94
IV.7. 1 Méthode.....	94
IV.8. Résultat et discussion.....	95
IV.8.1. Harmonique de tension.....	96
IV.8.2. Harmonique de courant.....	98
IV.8.3. Influence de la variation de l'irradiation solaire.....	99
IV.8.4. Influence du niveau de pénétration de l'énergie photovoltaïque.....	100
IV.8.5. Relation entre les courants et les tensions harmoniques.....	102
IV.8.6. Harmonique Individuelle de courant au PCC.....	102
IV.9. Conclusion.....	105
Références.....	106

**CHAPITRE.V : Effets des fluctuations de puissance nuageuses sur la qualité de l'énergie**

V.1. Introduction.....	108
V.2. Sources de fluctuations, avec un focus sur les conditions nuageuses.....	109
V.2. 1. Passage des nuages.....	109

V.2.2. Type de nuages.....	109
V.2.3. Vitesse et direction du vent.....	109
V.3. Caractérisation des fluctuations de puissance.....	110
V.3. 1. Amplitude des variations.....	110
V.3. 2. Fréquence des variations.....	110
V.3. 3. Durée des variations.....	110
V.4. Impact sur la qualité de l'énergie.....	111
V.4. 1. Paramètres de qualité de l'énergie électrique affectés par les fluctuations des nuages .....	111
V.4. 2. Variation de la tension et du courant générés par les modules photovoltaïques.....	111
V.4. 3. Impact des fluctuations de puissance sur le flicker.....	112
V.4. 4. Variation tres courte de tension (VSV).....	113
V.4. 5. Impact des fluctuations de puissance sur les harmoniques.....	114
V.5. Facteurs influençant la qualité de la tension.....	115
V.5.1. Impact du niveau de pénétration de la production photovoltaïque.....	115
V.5. Impact la longueur de rampe de puissance .....	115
V.5.3. Contribution des charges liées au point de raccordement à la qualité de l'énergie.....	116
V.6. Propagation de l'effet de fluctuation de puissance sur la propagation des flicker.....	117
V.6.1. Grands parcs solaires.....	117
V.6.2. Effets dans les réseaux de distribution .....	117
V.7. Études de cas .....	117
V.7.1 Méthodologie des mesures.....	120
V.8. résultats et discussion.....	121
V.8.1. Impact de la Pénétration du Système Photovoltaïque sur les Indices de Vacillement Pst et Plt...124	
V.8. 2. Impact des variations de la radiation sur la forme d'onde et la qualité de tension .....	126
V.8.3. Impact du taux de variation de la puissance sur les variations de tension.....	128
V.8.4. Impact de l'emplacement du système photovoltaïque.....	129
V.8.5. Impact des fluctuations rapides de tension sur les variations très courte.....	131
V.9. Conclusion.....	134

Références.....	135
<b>CHAPITRE.VI : Régulation du réseau électrique par les systèmes de stockage d'énergie</b>	
VI.1. Introduction.....	138
VI.2. Services du stockage dans les centrales photovoltaïques connectées au réseau.....	139
VI. 2.1. Réserves d'exploitation.....	139
VI.2.2. Rampage flexible.....	140
VI. 2.3. Arbitrage Energétique.....	140
VI. 2.4. Economies de capital pour les centrales de pointe.....	140
VI. 2.5. Congestion des réseaux de transport et de distribution.....	140
VI. 2.6. Lissage des énergies renouvelables variables.....	141
VI. 3. Intégration des centrales photovoltaïques avec les systèmes de stockage d'énergie (BESS).....	141
VI. 3.1. Connexion en parallèle aux panneaux PV via un convertisseur de charge DC/DC dédié.....	141
VI.3.2. Connexion via des convertisseurs distincts utilisant un transformateur de puissance commun ou dédié.....	141
VI. 4. Choix des technologies de stockage .....	142
VI. 5. Techniques de contrôle du taux de variation de puissance.....	143
VI. 5.1. Méthode de la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA).....	143
VI. 5.2. Méthode de lissage par estimation linéaire exponentielle (ELES).....	144
VI. 6. Résultats .....	145
VI. 6. 1. Évaluation Comparative des Méthodes de Lissage EMA et ELES.....	149
VI. 7. Conclusion.....	152
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>154</b>
<b>Références bibliographie.....</b>	<b>156</b>
<b>ANNEXE A.....</b>	<b>165</b>

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Augmentation de la capacité électrique renouvelable par technologie et par segment .....	5
<b>Figure I.2</b> : Production d'électricité par technologie, 2000-2028.....	6
<b>Figure I.3</b> : Objectifs par filière du programme algérien des énergies renouvelables à l'horizon de 2030.....	8
<b>Figure I.4</b> : Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie.....	9
<b>Figure I.5</b> : Installation photovoltaïque connectée au réseau dans le sud de l'Algérie.....	12
<b>Figure I.6</b> : Coûts d'installation moyens pondérés mondiaux PV, 2009-2025.....	13
<b>Figure I.7</b> : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	17
<b>Figure I.8</b> : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	17
<b>Figure I.9</b> : Caractéristique $I_{cell} = f(V_{cell})$ d'une cellule PV.....	18
<b>Figure I.10</b> : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque réelle.....	19
<b>Figure I.11</b> : Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque.....	19
<b>Figure I.12</b> : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.....	21
<b>Figure I.13</b> : Constitution d'un générateur photovoltaïque.....	22
<b>Figure I.14</b> : Schéma d'un module photovoltaïque avec de diodes de protection.....	23
<b>Figure I.15</b> : Caractéristiques électriques d'une association en série de cellules.....	23
<b>Figure I.16</b> : Caractéristique électrique d'une association en parallèle de cellules.....	25
<b>Figure I.17</b> : Caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules PV.....	25
<b>Figure I.18</b> : Réseau de caractéristiques d'une cellule PV : (a) pour différents éclaircissements, (b) pour différentes températures.....	27
<b>Figure I.19</b> : différentes technologies photovoltaïques et leur pourcentage estimé de part de marché.....	27
<b>Figure I.20</b> : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O.....	29
<b>Figure I.21</b> : Courbe typique du rendement d'un onduleur PV en fonction de sa charge, illustrant les po.....	30

<b>Figure I.22</b> : Topologie d'onduleur centrale.....	31
<b>Figure I.23</b> : Topologie d'onduleur string.....	32
<b>Figure I.24</b> : Topologie d'onduleur modulaire.....	33
<b>Figure II.1</b> : Schema de production-transport et distribution d'électricité :a) systeme convntionnel.....	37
<b>Figure II.2</b> : Niveaux de tension normalisé suivant CEI.....	38
<b>Figure II.3</b> : Schéma de raccordement : (a) au réseau de transport, (b) au réseau de distribution.....	39
<b>FigureII.4</b> : Diffèrent type de perturbation de la tension .....	46
<b>Figure III.1:</b> Représentation schématique d'une ZND.....	65
<b>Figure III.2:</b> Principe de surveillance par la norme DIV VDE 0126-1-1.....	66
<b>Figure III.3</b> : Détection de la baisse de tension par la méthode passive.....	67
<b>Figure III.4</b> : Déconnexion automatique de l'onduleur par méthode passive pour la protection anti-îlotage.....	67
<b>Figure III.5</b> : Déconnexion automatique de l'onduleur par méthode active pour la protection anti-îlotage.....	68
<b>Figure III.6:</b> Système PV connecté au réseau de distribution basse tension de Bouzaréah (Alger).....	70
<b>Figure III.7</b> : Schéma électrique du sous-système expérimental .....	70
<b>Figure III.8:</b> Onduleur photovoltaïque à pont en H connecté au réseau.....	72
<b>Figure III.9:</b> Méthode de calcul de la capacité de capacitance.....	73
<b>Figure III.10:</b> Diagramme du système connecté au réseau du CDER.....	76
<b>Figure III.11:</b> Performance du premier onduleur.....	77
<b>Figure III.12:</b> Performance de deuxieme onduleur.....	78
<b>Figure III.13:</b> Performance de troisième onduleur.....	78
<b>Figure III.14:</b> Les variations du courant de fuite capacitif des trois onduleurs sans transformateur.....	78
<b>Figure III.15:</b> variations de la résistance d'isolation à l'entrée des trois onduleurs sans transformateur.....	79
<b>Figure III.16:</b> Schéma bloc de la résistance d'isolation et du courant de fuite de l'onduleur utilisant la norme DIN VDE 0126-1-1.....	80

<b>Figure IV.1 :</b> présentation vectorielle du Facteur de Puissance.....	88
<b>Figure IV.2:</b> variation du facteur de puissance pendant une journée.....	88
<b>Figure IV.3 :</b> présentation vectorielle du facteur de déplacement.....	89
<b>Figure IV.4 :</b> variation du facteur de déplacement pendant une journée .....	89
<b>Figure IV.5 :</b> Spectre harmonique.....	90
<b>Figure IV.6 :</b> Schéma de Montage Expérimental.....	94
<b>Figure IV.7 :</b> Banc de mesure des paramètres électriques par C.A 8335.....	95
<b>Figure IV.8 :</b> Profils de puissance active au PCC, aux charges et à l'onduleur.....	95
<b>Figure IV.9 :</b> Profils de tension à l'onduleur, aux charges et au PCC.....	96
<b>Figure IV.10 :</b> Profils de tension en fonction de la puissance relative.....	96
<b>Figure IV.11 :</b> THD <sub>v</sub> en fonction de la puissance relative.....	97
<b>Figure IV.12 :</b> THD <sub>v</sub> individuel en fonction de la puissance relative.....	97
<b>Figure IV.13 :</b> THD <sub>i</sub> de l'onduleur, de la charge, et THD <sub>i</sub> au PCC en fonction de la puissance relative.....	98
<b>Figure IV.14 :</b> (a) Puissance active de l'onduleur et du PCC pour une journée ensoleillée (b) Puissance active de l'onduleur et du PCC pour une journée nuageuse.....	99
<b>Figure IV.15 :</b> (a) Paramètre de qualité de l'énergie de l'onduleur et du PCC pour une journée ensoleillée (b) Paramètres de qualité de l'énergie de l'onduleur et du PCC pour une journée nuageuse.....	99
<b>Figure IV.16 :</b> Courants harmoniques de l'onduleur PV différentes mesures pour relatives.....	101
<b>Figure IV.17 :</b> Courants harmoniques efficaces (RMS) de l'onduleur PV en fonction de la puissance relative.....	102
<b>Figure IV.18 :</b> Courants harmoniques de l'onduleur pour différentes tensions harmoniques.....	102
<b>Figure IV.19 :</b> Courants harmoniques au PCC pour différentes mesures relatives.....	103
<b>Figure IV.20 :</b> Courants harmoniques efficaces (RMS) au PCC en fonction de la puissance relative.....	104
<b>Figure IV.21 :</b> THD <sub>i</sub> au PCC en fonction de THD <sub>i</sub> de l'onduleur et de THD <sub>i</sub> des charges.....	104
<b>Figure V.1 :</b> a) Carte du rayonnement solaire global à l'inclinaison optimale, b) carte de la couverture nuageuse.....	118
<b>Figure V. 2 :</b> Rayonnement solaire sur une année entière.....	119

<b>Figure V.3 :</b> Événements de rampes saisonnières du rayonnement solaire à travers les saisons .....	120
<b>Figure V.4 :</b> étape de recherche de l'impact de fluctuation de puissance .....	121
<b>Figure V.5 :</b> Variation de tension des trois phases au point de connexion commun.....	122
<b>Figure V.6 :</b> Puissance active produite par le PV et les indices de scintillement Pst et Plt du premier sous-système.....	123
<b>Figure V.7 :</b> Puissance active produite par le PV et les indices de scintillement Pst et Plt du deuxième sous-système.....	123
<b>Figure V.8 :</b> Puissance active produite par le PV et les indices de scintillement Pst et Plt du troisième sous-système.....	123
<b>Figure V.9 :</b> Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du premier sous-système PV.....	125
<b>Figure V.10 :</b> Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du deuxième sous-système PV.....	125
<b>Figure V.11 :</b> Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du troisième sous-système PV.....	125
<b>Figure V.12 :</b> Courant injecté lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte.....	126
<b>Figure V.13 :</b> Fluctuations de tension lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte.....	127
<b>Figure V.14 :</b> Scintillements Pst lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte.....	127
<b>Figure V.15:</b> Plt flickers on a clear sky day, a cloudy day, and an overcast day.....	128
<b>Figure V.16 :</b> Corrélation entre la variation de tension et la variation de puissance.....	129
<b>Figure V.17 :</b> Événement de montée en puissance pour une journée nuageuse à différents emplacements.....	130
<b>Figure V.18 :</b> Événement de montée en puissance lors d'une journée ensoleillée et nuageuse..	131
<b>Figure V.19 :</b> Variation de la tension pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse....	132
<b>Figure V.20 :</b> Scintillements Pst pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse.....	132
<b>Figure V.21 :</b> Scintillements Plt pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse.....	132
<b>Figure V.22 :</b> Tension efficace (rms) quotidienne sur 3 secondes.....	133

<b>Figure V.23</b> : Variations quotidiennes très courtes : valeurs sur 3 secondes en fonction de l'heure de la journée.....	133
<b>Figure V.24</b> : Variations quotidiennes très courtes : valeurs sur 10 minutes en fonction de l'heure de la journée.....	133
<b>Figure VI.1</b> : Cadre d'évaluation du stockage de l'électricité .....	139
<b>Figure VI.2</b> : Interconnexion d'un BESS dans une centrale PV en parallèle aux panneaux PV.	142
<b>Figure VI.3</b> : Interconnexion d'un BESS dans une centrale PV par des propres convertisseurs.	142
<b>Figure VI.4</b> : Puissance de sortie PV lissée produite à l'aide de la méthode EMA pour différentes valeurs de " $\alpha$ ".....	145
<b>Figure VI.5</b> : Utilisation de la batterie pour lisser la puissance de sortie PV avec la méthode EMA pour différents " $\alpha$ ".....	146
<b>Figure VI.6</b> : Capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode EMA pour différentes valeurs de la constante de lissage.....	146
<b>Figure VI.7</b> : Puissance de sortie PV lissée produite à l'aide de la méthode ELES pour différentes valeurs de " $\alpha$ ".....	147
<b>Figure VI.8</b> : Utilisation de la batterie pour lisser la puissance de sortie PV avec la méthode ELES pour différents " $\alpha$ ".....	148
<b>Figure VI.9</b> : Capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode ELES pour différentes valeurs de la constante de lissage.....	148
<b>Figure VI.10</b> : Taux de rampe de puissance en fonction de alpha.....	149
<b>Figure VI.11</b> : MSE et Variance en fonction d'alpha.....	150
<b>Figure VI.12</b> : Comparaison de l'état de charge (SOC) de la batterie entre le filtre ELES et le filtre EMA.....	151

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1:</b> Moyens de production du Parc photovoltaïque.....	11
<b>Tableau III-1:</b> Marges de la tension et de la fréquence en Europe et en Amérique du Nord.....	58
<b>Tableau III-2 :</b> Type de protections de découplage en BT.....	65
<b>Tableau III.3 :</b> Sensibilité des Disjoncteurs différentiels triphasés.....	68
<b>Tableau. IV.1 :</b> Limites de distorsion de tension définies dans la norme IEEE 519-2014.....	85
<b>Tableau. IV.2 :</b> Limites harmoniques de courant établies par la norme IEC 61000-3-2 pour un équipement de Classe A ayant un courant d'entrée maximal de 16A par phase.....	85
<b>Tableau. IV.3 :</b> Niveau global de THD dans différentes conditions d'irradiance solaire.....	101
<b>Tableau. IV.4 :</b> Niveau global de THD individuel dans différentes conditions d'irradiance solaire.....	101
<b>Tableau V.1 :</b> Pst et Plts selon la norme CEI 61000-4-15.....	113
<b>Tableau V.2:</b> Total THD <sub>i</sub> and THD <sub>v</sub> for different PV capacity production.....	130
<b>Tableau VI.1 :</b> Adaquation des technologie de stockage.....	143
<b>Tableau VI.2 :</b> Comparaison des Performances des Méthodes de Lissage Exponentiel EMA et ELES.....	152

# **Introduction générale**

# Introduction générale

---

## Introduction générale

Au cours des dernières décennies, l'intérêt pour les sources d'énergie renouvelables a considérablement augmenté en réponse aux défis du changement climatique et à l'épuisement des ressources fossiles. La consommation énergétique mondiale croît d'environ 2 % par an, une tendance alimentée par la croissance économique et l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant. Ce contexte met en évidence la nécessité de solutions énergétiques durables, en raison de la diminution des ressources fossiles primaires et des émissions de gaz à effet de serre, qui constituent une menace majeure pour l'avenir de notre planète.

Les recherches internationales sur le climat ont conduit à la limitation ou au découragement de l'utilisation de certaines ressources conventionnelles pour des raisons environnementales. Les énergies renouvelables, telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie hydroélectrique et la biomasse, joueront un rôle de plus en plus crucial. Presque toutes ces énergies renouvelables sont dérivées de l'énergie solaire : le vent, le rayonnement solaire et la force de l'eau sont des produits directs ou indirects de l'activité solaire.

Parmi ces sources renouvelables, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) a connu une expansion remarquable, offrant une alternative prometteuse et propre pour répondre à la demande croissante en électricité. Le soleil envoie chaque année à la surface de la Terre environ 10 000 fois plus d'énergie que la planète n'en consomme, ce qui justifie pleinement l'exploitation de cette ressource. L'intégration des systèmes photovoltaïques au réseau électrique a favorisé une transition énergétique mondiale, mais elle a également soulevé des questions cruciales concernant la qualité de l'énergie électrique fournie aux consommateurs.

## Problématique

L'injection d'énergie électrique provenant des systèmes photovoltaïques (PV) dans le réseau public de distribution pose des défis techniques significatifs. Cela permet de définir une problématique actuelle cruciale, comprenant plusieurs aspects essentiels :

- **Respect des exigences d'interconnexion** : Il est impératif de se conformer aux grid codes, qui incluent des normes strictes concernant la stabilité du réseau, la qualité de l'électricité, la sécurité et la synchronisation avec le réseau électrique. Les systèmes PV doivent s'intégrer sans compromettre la stabilité et la sécurité du réseau.
- **Qualité de l'onde électrique injectée au Point de Couplage Commun (PCC)** : Les systèmes PV doivent garantir que l'onde électrique injectée respecte les normes de qualité,

## **Introduction générale**

---

même en présence de charges connectées variables. Cela implique de maintenir des niveaux acceptables de distorsion harmonique, de flicker et autres perturbations.

- **Adaptation à l'intermittence de la production PV** : L'intermittence de la production photovoltaïque, due aux variations d'ensoleillement, représente un défi majeur pour la qualité de l'énergie électrique fournie.

### **Objectifs de la recherche**

Cette thèse de doctorat se concentre sur l'impact de l'intégration des systèmes photovoltaïques (PV) au réseau électrique sur la qualité de l'énergie. L'objectif principal est d'analyser les divers paramètres de qualité de l'énergie affectés par cette intégration, en prenant en compte la nature de la production photovoltaïque, la configuration des systèmes PV, et les charges au PCC. En examinant les enjeux et les solutions associés, cette recherche vise à améliorer la compréhension et l'optimisation de l'utilisation des systèmes photovoltaïques bidirectionnels, afin d'assurer une fourniture d'énergie fiable et de haute qualité aux consommateurs. Cela inclut notamment la proposition de solutions pour améliorer la qualité de l'énergie lors de l'injection de puissance photovoltaïque dans le réseau électrique.

### **Organisation de la thèse**

Cette thèse reprend l'ensemble des travaux menés dans le cadre de cette thèse et comporte six chapitres précédés par une introduction générale et suivis par une conclusion générale

**Le premier chapitre** : Dans ce chapitre de thèse, nous analyserons l'évolution des énergies renouvelables à l'échelle mondiale et en Algérie, en mettant en avant les tendances globales, les politiques gouvernementales, les avancées technologiques, ainsi que les impacts socio-économiques. Nous explorerons également les défis et les opportunités liés à l'intégration des énergies renouvelables dans les infrastructures énergétiques actuelles, en considérant particulièrement le coût des installations et le prix du kilowatt-heure. De plus, nous étudierons les composants clés des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en soulignant leur rôle crucial dans la transition vers des sources d'énergie durables et leur influence sur la résilience et la durabilité des systèmes énergétiques nationaux.

**Dans le deuxième chapitre** : Ce chapitre propose un état de l'art sur les enjeux de la connexion des centrales photovoltaïques (PV) au réseau de distribution en termes de qualité de l'énergie électrique. La première partie décrit les réseaux électriques en Algérie et leurs spécifications.

## **Introduction générale**

---

La deuxième partie traite de la problématique du couplage des systèmes PV avec le réseau électrique.

**Dans le troisième chapitre**, nous explorerons en détail les fondements du Code de Réseau pour les Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau à l'échelle mondiale. Nous examinerons les principales caractéristiques régies par le code, telles que les spécifications techniques des systèmes photovoltaïques, les exigences d'interconnexion, les normes de qualité d'électricité, les mécanismes de comptage et de facturation, ainsi que les procédures d'inspection et de certification.

**Dans le quatrième chapitre**, nous analysons les émissions harmoniques à la sortie d'un onduleur monophasé et au PCC d'un système photovoltaïque de petite échelle connecté au réseau. Nous cherchons à comprendre comment la production photovoltaïque, en fonction de la puissance nominale de l'onduleur et de la consommation des charges, influence la répartition des harmoniques de courant et de tension.

**Le cinquième chapitre:** Ce chapitre vise à approfondir la compréhension des effets des fluctuations de puissance causées par les nuages sur les systèmes photovoltaïques (PV) et la qualité de l'énergie. Nous analysons comment les variations rapides de l'ensoleillement impactent la production d'énergie des systèmes PV, examinons les caractéristiques et la fréquence de ces fluctuations, et évaluons les perturbations de la qualité de l'énergie, telles que les variations de tension et les harmoniques. Le chapitre identifie également les défis spécifiques posés par ces perturbations pour le réseau électrique et les équipements connectés.

**Chapitre 6 :** Ce chapitre vise à évaluer les services de stockage dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en particulier le lissage de la puissance photovoltaïque face à l'intermittence.

# **CHAPITRE I :**

## **Production d'électricité par le solaire photovoltaïque**

## 1.1. Introduction

Dans un contexte mondial de plus en plus préoccupé par les enjeux environnementaux et énergétiques, les énergies renouvelables ont émergé comme une solution cruciale pour répondre à la demande croissante en énergie tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en atténuant les effets du changement climatique. Les énergies renouvelables, souvent désignées sous le terme "EnR", comprennent une gamme variée de sources d'énergie telles que le solaire, le vent, l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie, qui sont naturellement renouvelables et disponibles en quantité abondante. L'intérêt croissant pour les EnR s'explique par plusieurs facteurs. Tout d'abord, les préoccupations croissantes concernant le changement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre ont incité de nombreux gouvernements, entreprises et individus à se tourner vers des sources d'énergie plus propres et durables. De plus, les progrès technologiques et les économies d'échelle ont considérablement réduit les coûts de production des EnR, les rendant souvent compétitives par rapport aux sources d'énergie conventionnelles telles que le charbon et le pétrole. Enfin, les énergies renouvelables offrent une opportunité importante pour la diversification des sources d'énergie et la sécurité énergétique, réduisant la dépendance aux importations de combustibles fossiles et contribuant à la création d'emplois dans le secteur des énergies propres [1]–[16].

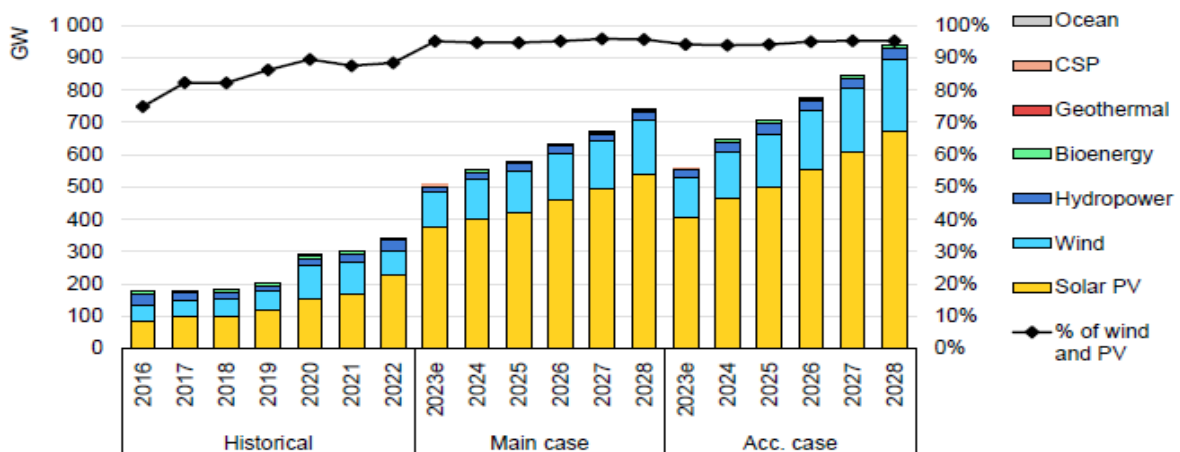
L'évolution des énergies renouvelables au cours des dernières décennies a été remarquable. Autrefois considérées comme des solutions marginales et coûteuses, les EnR sont désormais devenues des piliers essentiels des systèmes énergétiques modernes dans de nombreux pays à travers le monde. Des politiques gouvernementales favorables, telles que les incitations financières, les objectifs de déploiement et les normes d'émission, ont joué un rôle crucial dans l'essor des énergies renouvelables. Les investissements massifs dans la recherche et le développement ont également permis d'améliorer l'efficacité des technologies renouvelables et de les rendre plus fiables et compétitives [1]–[7], [11]–[16].

Dans ce chapitre de thèse, nous nous pencherons sur l'évolution des EnR à l'échelle mondiale et en Algérie, en mettant en lumière les tendances mondiales, les politiques gouvernementales, les progrès technologiques, ainsi que les répercussions socio-économiques. Nous aborderons également les défis et les opportunités associés à l'intégration des EnR dans les infrastructures énergétiques existantes, en tenant compte notamment du coût des installations et du prix du kilowatt-heure. En outre, nous examinerons les composants essentiels des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, soulignant leur rôle central dans la transition vers des

sources d'énergie durables et leur impact sur la résilience et la durabilité des systèmes énergétiques nationaux.

### 1.2. Cas mondial

Au cours des dernières années, l'utilisation des EnR a connu une expansion significative à l'échelle mondiale. Les statistiques révèlent une tendance à la hausse marquée, avec une augmentation constante de la capacité installée dans des sources telles que le solaire photovoltaïque (PV), l'éolien, l'hydroélectricité et la bioénergie. Par exemple, entre 2022 et 2023, les ajouts de capacité dans le domaine de l'électricité renouvelable ont atteint environ 507 GW, soit une progression d'environ 50 % par rapport à l'année précédente. Cette croissance impressionnante a été largement alimentée par l'expansion des marchés solaires photovoltaïques et éoliens, en particulier en Chine, où l'augmentation a été spectaculaire avec une progression de 116 % pour le solaire PV et de 66 % pour l'éolien. Ces chiffres illustrent clairement l'élan positif en faveur des EnR à travers le monde, renforcé par des politiques de soutien dans plus de 130 pays. En outre, les projections pour les cinq prochaines années indiquent une tendance à la hausse continue, avec une prévision de plus que doubler la capacité installée en énergie solaire PV et éolienne d'ici 2028 par rapport à 2022, atteignant près de 710 GW. Cependant, cette croissance ne concerne pas tous les secteurs de manière égale, car l'hydroélectricité et la bioénergie devraient connaître une croissance plus modérée, en particulier dans les économies émergentes où le rythme de développement peut ralentir, comme observé récemment en Chine (Figure I.1). Ces données mettent en lumière l'évolution dynamique du paysage énergétique mondial vers une plus grande utilisation des EnR [8], [9].



**Figure I.1 :** Augmentation de la capacité électrique renouvelable par technologie et par segment [8]

### 1.2.1. Energies renouvelables : principales sources d'électricité dès 2025

Dès le début de 2025, les énergies renouvelables dépassent le charbon en tant que principale source d'énergie pour la production mondiale d'électricité. D'ici 2028, la capacité potentielle de production d'électricité renouvelable devrait augmenter de près de 70 % par rapport à 2022, atteignant environ 14 400 TWh. Au cours des cinq prochaines années, plusieurs étapes importantes sont prévues dans le domaine des énergies renouvelables: en 2024, la génération d'énergie renouvelable variable devrait dépasser celle de l'hydroélectricité; en 2025, les EnR devraient surpasser la génération d'électricité au charbon, tandis que l'éolien dépassera la génération nucléaire; en 2026, le solaire photovoltaïque devrait dépasser la génération nucléaire ; enfin, en 2028, le solaire photovoltaïque devrait surpasser l'éolien en termes de production d'électricité. Pendant cette période, la croissance potentielle de la production d'électricité renouvelable devrait dépasser celle de la demande mondiale, signalant un déclin progressif de la production d'électricité au charbon, tandis que celle au gaz naturel restera stable. En 2028, les EnR devraient représenter 42 % de la production mondiale d'électricité, avec une part de 25 % pour l'éolien et le solaire PV. L'hydroélectricité restera la plus grande source d'électricité renouvelable, bien que son expansion doive s'accélérer dans de nombreux pays. Bien que les énergies renouvelables soient actuellement la principale source d'énergie pour la production d'électricité dans 57 pays, ne représentant que 14 % de la demande mondiale d'électricité, d'ici 2028, 68 pays devraient avoir les EnR comme principale source de génération d'électricité, mais cela ne représentera toujours que 17 % de la demande mondiale. La figure I.2 présente Production d'électricité par technologie, 2000-2028[8], [9].

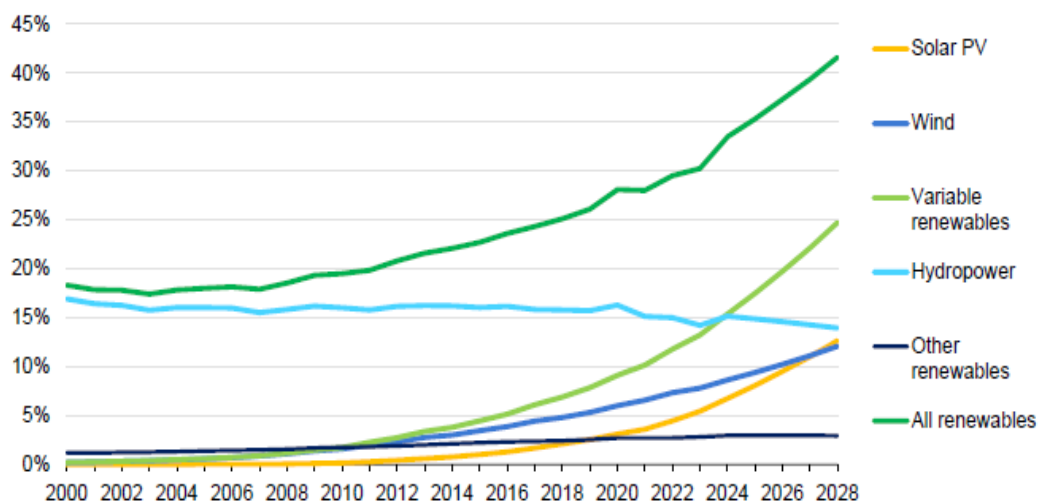


Figure I.2 : Production d'électricité par technologie, 2000-2028 [8]

### 1.3. Contexte énergétique en Algérie

L'Algérie, tout comme de nombreux autres pays dans le monde, bénéficie d'une diversité climatique entre ses saisons, offrant ainsi un vaste potentiel pour l'exploitation des sources d'énergie renouvelable en alternative au gaz naturel, qui est actuellement la principale source d'énergie utilisée pour la production d'électricité dans le pays. Consciente des enjeux environnementaux et de la nécessité de préserver ses ressources énergétiques fossiles, l'Algérie s'est engagée dans une transition vers les énergies renouvelables. Un programme ambitieux en ce sens a été lancé par le gouvernement en février 2011, puis révisé en mai 2015, et élevé au rang de priorité nationale en février 2016. Ce programme vise à installer une capacité de production d'énergie renouvelable de l'ordre de 22 000 MW d'ici à 2030 pour répondre aux besoins du marché national, tout en envisageant l'exportation comme objectif stratégique, sous réserve des conditions du marché. Cette démarche marque ainsi le début d'une nouvelle ère énergétique durable pour l'Algérie, positionnant le pays comme un acteur majeur dans la transition vers une économie énergétique plus verte et plus durable[3], [11], [17].

#### 1.3.1. Programme de développement des énergies renouvelables en Algérie

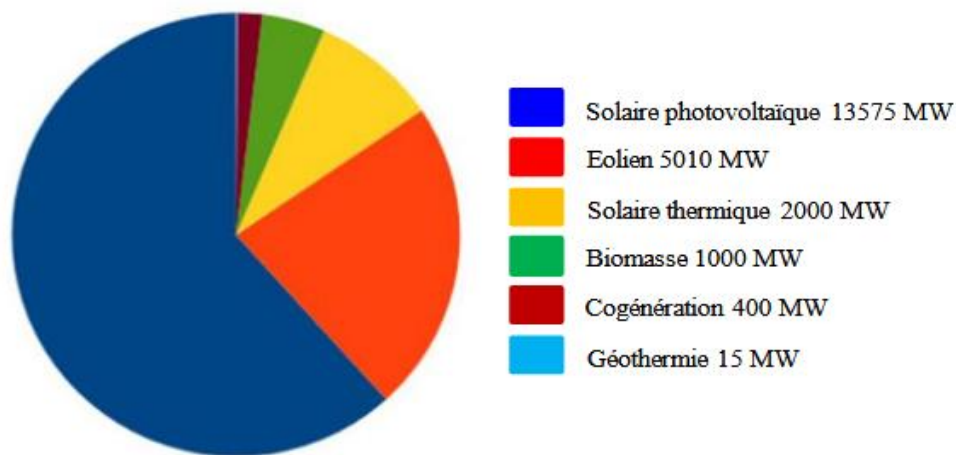
L'Algérie, à travers son programme des énergies renouvelables (EnR), vise à devenir un acteur majeur dans la production d'électricité à partir de sources renouvelables. L'objectif fixé pour 2030 est que 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale proviennent de sources renouvelables. Le potentiel national en énergies renouvelables, dominé par le solaire, est considéré comme une opportunité clé et un levier crucial pour le développement économique et social du pays. Cela inclut la création d'industries génératrices de richesse et d'emplois. Toutefois, cela n'exclut pas la mise en œuvre de projets de parcs éoliens ni d'initiatives expérimentales dans les domaines de la biomasse, de la géothermie et de la cogénération. Les projets d'énergies renouvelables visant à produire de l'électricité pour le marché national seront réalisés en deux phases [3], [11], [17] :

**Première phase 2015-2020 :** Durant cette période, il est prévu de mettre en place une capacité de production totale de 4010 MW provenant du photovoltaïque et de l'éolien, ainsi que 515 MW issus de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie.

**Deuxième phase 2021-2030 :** Le renforcement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar) ouvrira la voie à l'implantation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans des zones telles qu'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar, intégrant ainsi ces régions dans le réseau énergétique national. À ce stade, le solaire thermique pourrait devenir

économiquement viable. La stratégie de l'Algérie consiste à développer une véritable industrie des énergies renouvelables, accompagnée d'un programme de formation et de transfert de compétences, afin de mobiliser le potentiel local algérien, notamment dans les domaines de l'ingénierie et de la gestion de projets. Le programme "EnR", destiné à répondre aux besoins en électricité du marché national, devrait générer plusieurs milliers d'emplois directs et indirects.

La consistance de ce programme des projets des énergies renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22000 MW [3], [17], répartie par filière comme l'indique la Figure I.3 :



**Figure I.3** : Objectifs par filière du programme Algérien des énergies renouvelables à l'horizon de 2030 [3]

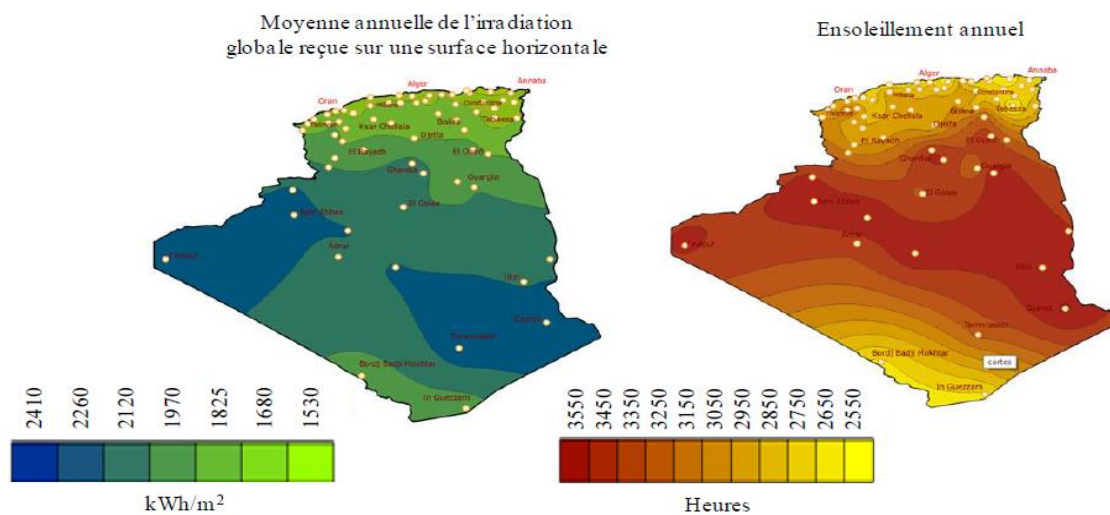
L'Algérie n'a pas réussi à mettre en œuvre le programme énergétique 2015-2030, ce qui a conduit à sa révision pour viser 15 Mégawatts d'ici 2035, en raison de plusieurs facteurs. Les difficultés de financement, marquées par des contraintes budgétaires et des problèmes pour attirer des investissements étrangers, ont freiné le développement des infrastructures nécessaires aux énergies renouvelables, telles que les parcs solaires photovoltaïques. La forte dépendance de l'économie algérienne aux revenus du pétrole et du gaz complique la transition vers les énergies renouvelables, surtout lorsque les prix des hydrocarbures sont bas, ce qui réduit les incitations économiques à diversifier les sources d'énergie. De plus, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique requiert des infrastructures adaptées, telles que des réseaux de transmission robustes et des systèmes avancés de gestion de l'énergie, ce qui pose des contraintes logistiques et techniques majeurs. Enfin, le manque de compétences

techniques spécialisées, associé à une insuffisance de formation et de personnel qualifié, limite la progression dans ce secteur.

### 1.3.2. Le solaire en Algérie, potentiel et capacité installée

En Algérie, le potentiel solaire est considérable en raison de sa position géographique privilégiée, offrant l'un des plus importants gisements solaires mondiaux. La durée d'insolation dépasse généralement les 2000 heures par an sur l'ensemble du territoire, atteignant même 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Cette abondance se traduit par une énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 mètre carré, estimée à environ 5 kWh dans la plupart des régions, avec près de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/an au nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays.

Les cartes ci-dessous (Figure I.4) illustrent la moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale en Algérie, ainsi que la durée annuelle d'ensoleillement [3], [17].



**Figure I.4 :** Irradiation globale et durée d'ensoleillement annuel en Algérie [3]

Au cours des phases du programme, plusieurs initiatives et projets ont été lancés dans le domaine du photovoltaïque. Le tableau I.1 présente la liste complète des centrales de production réalisées jusqu'en 2021. Selon le tableau 1.1 ; les centrales photovoltaïques de type RIN (Réseau Électrique Interconnecté National) ont été établies, totalisant une puissance installée de 266,1 MW, ce qui en fait des installations prédominantes. Le RIN est un système de transmission électrique qui relie les principales villes et régions du nord du pays, visant à garantir une distribution efficace et fiable de l'électricité dans cette région qui concentre la majorité de la population et des activités économiques de l'Algérie. En outre, le RIN facilite l'intégration des différentes sources de production d'électricité, y compris l'énergie solaire, dans le réseau électrique national [17].

Sept centrales de type PIAT (Réseau électrique autonome, Pole In Salah, Adrar, Timimoun) d'une capacité totale de 53 MW ont également été installées. Le PIAT est un projet d'infrastructure énergétique en Algérie visant à renforcer l'interconnexion et la distribution de l'électricité dans plusieurs régions du pays.

Cinq centrales d'une puissance installée de 37 MW ont été établies dans le cadre du Réseau Électrique PV RGS (Réseau électrique du Grand Sud). Ce réseau est spécifiquement conçu pour intégrer les installations de production d'électricité solaire photovoltaïque dans les régions du sud de l'Algérie, telles que DJANET, TAMANRASSET, TINDOUF, BADJI MOKHTAR et TIMIAOUINE. Le Réseau Électrique PV RGS permet de collecter et de distribuer l'électricité produite par ces centrales solaires photovoltaïques, contribuant ainsi à fournir une alimentation électrique stable et fiable aux communautés locales et aux industries de ces régions, tout en favorisant la transition vers une énergie plus propre et renouvelable [3], [17].

<b>Tableau I.1: Moyens de production du Parc photovoltaïque [17]</b>			
<b>Centrales</b>	<b>Puissance Installée (MW)</b>	<b>Date de mises-en Service</b>	<b>Production (GWh) en 2021</b>
Oued Nechou	1,1	10/07/2014	1,8
Ain el bel – Djelfa	53,0	06/04/2016	91,3
Lekhneg – Laghouat	60,0	08/04/2016	102,4
Oued El Kebrit	15,0	21/04/2016	22,9
Tlegh– Sidi Belabbes	12,0	29/09/2016	19,9
Labiadh Sid Cheikh	23,0	27/10/2016	40,5
Ain El Melh – M'sila	30,0	26/01/2017	35,6
El Hdjira – Ouargla	20,0	16/02/2017	51,7
Oued El Ma – Batna	2,0	31/12/2017	3,3
SedretL eghzel-Naama	20,0	03/05/2016	34,4
Ain Skhouna –Saida	30,0	05/05/2016	46,9
<b>PV RIN</b>	<b>266,1</b>		
ADRAR	20	28/10/2015	34,2
Kabertan	3	12/10/2015	4,5
Zaouiat Kounta	6	12/01/2016	10,4
Reggane	5	28/01/2016	8,5
Timimoune	9	07/02/2016	16,4
Aoulef	5	06/03/2016	9,2
In Salah	5	11/02/2016	9,1
<b>PV PIAT</b>	<b>53</b>		
DJANET	3	08/06/2015	5,1
TAMANRASSET	13	03/11/2015	19,8
TINDOUF	9	15/12/2015	13,4
BORDJ BADJI MOKHTAR	10	07/07/2021	6
TIMIAOUINE	2	12/07/2021	1,4
<b>PV RGS</b>	<b>37</b>		
<b>TOTAL PV</b>	<b>356,1</b>		<b>588,6</b>

### 1.3.3. Transition Energétique de l'Algérie : Projet de 3 GW de Parcs Photovoltaïques en 2024

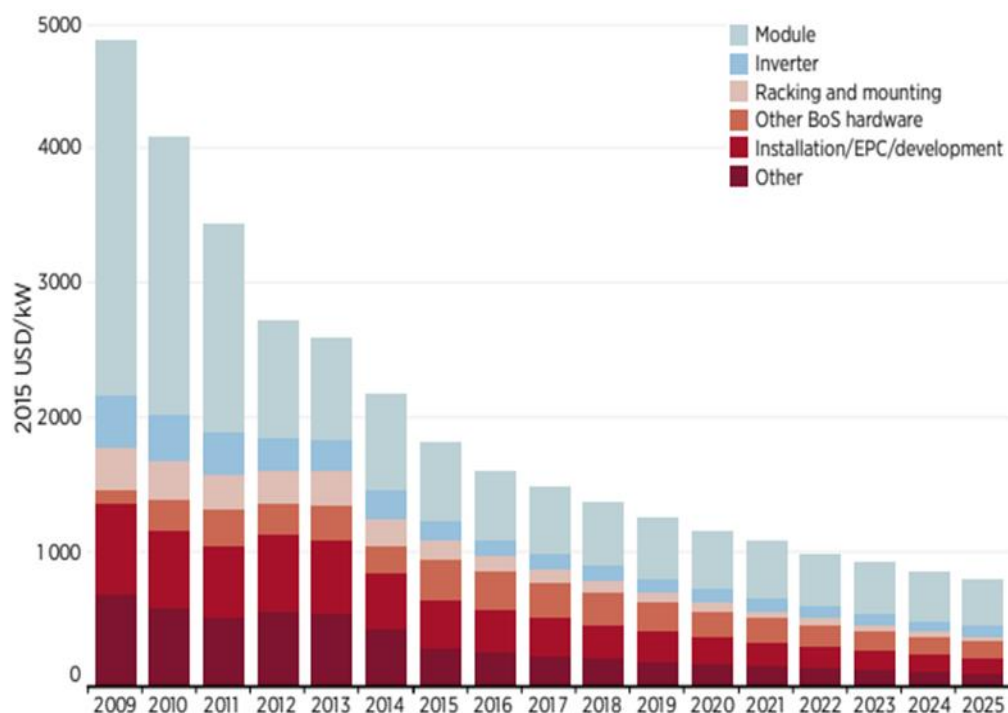
En 2024, l'Algérie marque un tournant dans sa transition énergétique avec le lancement de ses premiers projets photovoltaïques du programme ambitieux de 15 000 MW d'électricité solaire, prévu jusqu'en 2035. Les premiers kilowattheures seront produits d'ici la fin de l'année, suite à la signature des contrats pour la construction de 15 centrales solaires, totalisant 2 000 MW et 1 000 MW, entre le groupe Sonelgaz et des entreprises nationales et étrangères. Ces projets, échelonnés sur 2024 et 2025, constituent le début de la concrétisation du programme, qui inclut 6 000 MW à installer entre 2023 et 2027. Répartis sur une douzaine de wilayas, avec des puissances unitaires de 80 à 220 MW, ces projets permettront de réduire la dépendance à l'électricité à base de gaz naturel au profit de l'énergie solaire. Le programme, soutenu par des mesures présidentielles et l'installation du Haut Conseil de l'énergie, vise à atteindre 30% d'énergies renouvelables d'ici 2035 et à réduire les émissions de gaz à effet de serre entre 7% et 22% d'ici 2030. Il permettra également d'économiser des milliards de mètres cubes de gaz naturel, injectés sur le marché mondial ou valorisés localement. Près de 42% des réalisations seront assurées par des entreprises algériennes, soulignant l'engouement national pour les énergies renouvelables et l'importance de négocier des partenariats équilibrés avec l'UE pour développer l'hydrogène vert. Le programme, nécessitant un investissement de 20 milliards de dollars, vise aussi à créer des milliers d'emplois locaux et à renforcer l'intégration nationale dans ce secteur stratégique [17].



**Figure I.5 :** Installation photovoltaïque connectée au réseau dans le sud de l'Algérie

#### I.4. Potentiel de réduction des coûts

La Figure I.6 illustre l'évolution des coûts d'installation des systèmes solaires photovoltaïques (PV) à grande échelle. La baisse rapide des coûts des modules a représenté 68 % de la réduction totale des coûts, tandis que la part des coûts hors système est passée de 37 % à 60 %. Entre 2015 et 2025, cette tendance devrait s'inverser, les modules ne contribuant plus qu'à environ un quart de la réduction des coûts potentiels. Ces prévisions reposent sur des avancées technologiques et l'optimisation des processus de fabrication. Une réduction des coûts d'installation des systèmes solaires PV à grande échelle est attendue, renforcée par l'accélération du déploiement. La fabrication des cellules et modules présente les meilleures opportunités pour réaliser ces économies, ce qui devrait favoriser la convergence vers des coûts plus compétitifs, avec un objectif de réduction à 1,04 USD/W d'ici 2025[10].



**Figure I.6 :** Coûts d'installation moyens pondérés mondiaux PV, 2009-2025 [10]

##### I.4.1. Evaluation le prix de l'électricité solaire

L'évaluation des prix de l'électricité solaire joue un rôle crucial dans le paysage énergétique mondial, influençant considérablement la viabilité économique des énergies renouvelables. Voici une analyse approfondie des principaux facteurs qui influencent le coût par kilowattheure (kWh) de l'énergie solaire [8] :

### **1. Facteurs influençant les prix**

Les prix de l'électricité solaire sont directement influencés par plusieurs facteurs clés qui impactent leur compétitivité et leur coût pour les consommateurs. Tout d'abord, les progrès technologiques ayant permis une réduction significative des coûts des composants tels que les modules PV et les onduleurs jouent un rôle crucial. Cette diminution des coûts de production se traduit par une baisse du prix final de l'électricité solaire sur le marché. De plus, l'augmentation de la taille des installations solaires conduit à des économies d'échelle, réduisant ainsi le coût par unité d'électricité produite. Les politiques gouvernementales favorables, comme les subventions et les crédits d'impôt, encouragent également les investissements dans l'énergie solaire, ce qui contribue à une baisse supplémentaire des prix pour les consommateurs. Enfin, les conditions géographiques telles que l'ensoleillement et le climat local influencent directement l'efficacité et les coûts de production solaire, renforçant ainsi la compétitivité de cette source d'énergie et stabilisant les prix de l'électricité pour les utilisateurs finaux.

### **2. Mécanisme des prix garantis**

Le mécanisme des prix garantis pour l'électricité solaire, établi à travers des contrats à long terme avec des prix fixes, impacte directement le coût du kilowattheure. Bien que ces prix initiaux puissent être supérieurs à ceux observés sur le marché, ils jouent un rôle crucial en assurant aux producteurs des revenus stables. Cette stabilité financière encourage les investissements dans les installations solaires, favorisant ainsi le développement de capacités supplémentaires. À mesure que la technologie évolue et que les économies d'échelle sont réalisées, les coûts de production de l'énergie solaire ont tendance à diminuer. Ainsi, les prix garantis contribuent à long terme à rendre l'électricité solaire plus compétitive en aidant à réduire progressivement le coût du kilowattheure sur le marché énergétique.

### **3. Taxes**

Les taxes sur les énergies renouvelables jouent un rôle crucial dans l'économie du kilowattheure en influençant directement les coûts de production et de consommation. Les taxes sur la production encouragent les investissements dans les infrastructures d'énergie renouvelable en offrant des incitations fiscales aux producteurs, ce qui peut potentiellement réduire les coûts de production du kilowattheure solaire. Par conséquent, cela pourrait contribuer à rendre l'électricité renouvelable plus compétitive en abaissant ses prix sur le marché. De même, les taxes sur la consommation incitent les consommateurs à choisir des énergies renouvelables en

leur offrant des crédits d'impôt ou des réductions sur les tarifs d'électricité verte, ce qui peut réduire le coût final du kilowattheure pour le consommateur.

#### 4. Mécanisme d'appels d'offres

Le mécanisme des appels d'offres implique une compétition où les projets solaires sont évalués selon divers critères, principalement le prix de l'électricité proposé. Cette compétition stimule une baisse significative des prix offerts, favorisant ainsi une réduction globale des coûts de production de l'électricité solaire. Les projets retenus bénéficient de contrats à long terme, tels que des tarifs d'achat ou des compléments de rémunération, assurant des revenus stables pour les producteurs et encourageant les investissements durables dans le secteur solaire.

##### I.4.2. Calcul du coût de l'électricité solaire photovoltaïque

Le calcul du coût nivelé de l'électricité photovoltaïque (LCOE) revêt une importance capitale dans l'analyse de la viabilité financière des projets solaires. Ce coût moyen actualisé sur toute la durée de vie du projet dépend de divers facteurs tels que la technologie employée, la localisation géographique et les spécificités propres au projet.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (I.1)$$

Où :

- LCOE : représente le coût moyen actualisé à vie de production d'électricité.
- $I_t$  : désigne les dépenses d'investissement de l'année t.
- $M_t$  : représente les dépenses d'exploitation et d'entretien de l'année t.
- $F_t$  : correspond aux dépenses de carburant pendant l'année t.
- $E_t$  : représente la production d'électricité de l'année t.
- $r$  : représente le taux d'actualisation.
- $n$  : est la durée de vie du système.

Il est important de noter que des coûts plus élevés sur un marché ne sont pas nécessairement le signe d'une inefficacité des coûts, mais peuvent découler de divers facteurs structurels. Par exemple, des coûts de main-d'œuvre plus élevés ou des distances plus longues vers les réseaux de transport peuvent influencer considérablement les coûts. Ainsi, bien que la

comparaison des coûts installés sur différents marchés puisse révéler des disparités, elle ne permet pas toujours de déterminer la cause profonde de ces écarts.

### **I.4.3. Evaluation du prix du kilowattheure en Algérie**

L'évaluation du prix de l'électricité en Algérie est une problématique complexe en raison de plusieurs facteurs interdépendants. Parmi ces facteurs figurent la dépendance aux énergies fossiles, la politique de subvention des prix, et le coût de l'intégration des énergies renouvelables [3], [17].

#### **1. Politique de subvention des prix**

Les énergies fossiles comme le pétrole et le gaz naturel ont longtemps été prédominantes dans le mix énergétique de l'Algérie, influençant directement la politique de subvention. Cette politique crée une distorsion des prix réels de l'électricité, particulièrement notable avec l'intégration croissante des énergies renouvelables. Les coûts complets de production et de distribution ne sont pas pleinement incorporés dans les tarifs facturés aux consommateurs, rendant ainsi difficile une évaluation précise du coût véritable de l'électricité en Algérie.

#### **2. Coût de l'intégration des énergies renouvelables**

L'intégration croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique de l'Algérie pourrait avoir un impact significatif sur le prix de l'électricité. Actuellement, bien que la part des énergies renouvelables injectée dans le réseau national soit encore limitée par rapport à celle produite par les sources fossiles, le prix de l'électricité reste stable et subventionné grâce à des tarifs bas. Cependant, augmenter cette proportion impliquerait des coûts considérables. Avec le gouvernement algérien subventionnant le prix de l'électricité, la transition vers les énergies renouvelables pose un défi pour évaluer précisément son influence sur le coût final de l'électricité en Algérie.

### **I.5. Notions générales sur les systèmes photovoltaïques connectés au réseau**

#### **I.5.1. Principes de base de la conversion photovoltaïque**

La compréhension des fondements théoriques des systèmes photovoltaïques est essentielle pour appréhender leur fonctionnement et leur optimisation. Ce deuxième axe explore les principes fondamentaux de la conversion PV, les caractéristiques des modules solaires et les méthodes de modélisation utilisées dans ce domaine [1]- [7], [8]-[13].

### I.5.2. Définition de l'énergie solaire photovoltaïque

Le mot « Photovoltaïque » est la combinaison de deux mots « photo », mot d'origine grecque qui signifie lumière et « voltaïque », qui vient de « volt » et représente l'unité utilisée pour mesurer le potentiel électrique [5]. Le photovoltaïque est la technologie qui génère du courant électrique continu (CC) mesuré à partir de semi-conducteurs quand ils sont éclairés par des photons solaires.

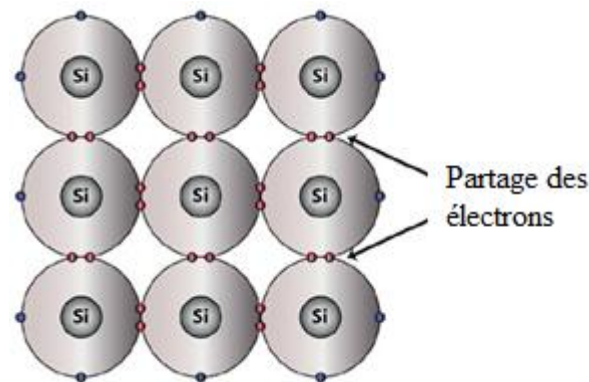


Figure I.7 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique

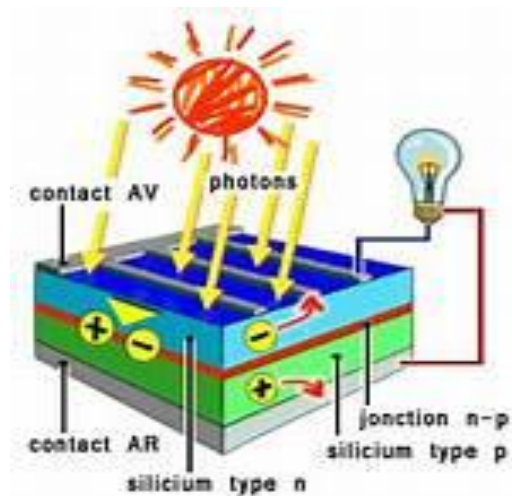
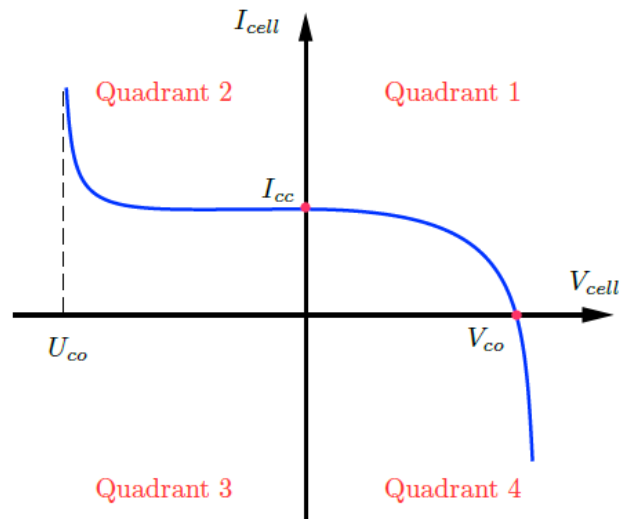


Figure I.8 : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

### I.5.3. Caractéristique électrique de la cellule PV

La caractéristique non linéaire de la cellule photovoltaïque, définissant la relation entre le courant ( $I_{\text{cell}}$ ) et la tension ( $V_{\text{cell}}$ ), est essentielle pour comprendre son fonctionnement. Souvent représentée par une courbe dans les manuels techniques et les études de recherche, elle montre comment le courant de sortie de la cellule réagit aux variations de tension appliquées. En mode normal, la cellule opère dans le quadrant 1 de cette caractéristique, produisant de l'énergie

lorsqu'une charge est connectée, convertissant efficacement l'énergie lumineuse en électricité. La tension à circuit ouvert ( $V_{co}$ ) et le courant de court-circuit ( $I_{cc} = I_{ph}$ ) sont des paramètres clés.  $V_{co}$  représente la tension maximale sans charge, variant généralement de 0,3V à 0,7V, influencée par divers facteurs.  $I_{cc}$  est le courant maximal lorsque la cellule est court-circuitée, variant selon l'éclairement solaire, les technologies utilisées et la surface de la cellule [1], [3]–[7], [12]–[15].



**Figure I.9 :** Caractéristique  $I_{cell} = f(V_{cell})$  d'une cellule PV [7]

#### I.5.4. Caractéristique réelle

La caractéristique de la cellule photovoltaïque, illustrée dans la Figure I.10, se divise en trois zones distinctes, chacune révélant un aspect clé de son comportement. Tout d'abord, dans la zone (a), la cellule agit comme un générateur de courant, produisant un courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) proportionnel à l'intensité lumineuse ( $E$ ). Ensuite, dans la zone (b), elle fonctionne comme un générateur de tension, avec une tension à circuit ouvert ( $V_{co}$ ) constante. Enfin, la zone (c) présente une variation rapide de l'impédance interne du générateur. La cellule photovoltaïque peut être considérée comme un générateur de puissance, avec son point de fonctionnement optimal ( $M_0$ ) situé à des coordonnées spécifiques ( $V_{opt}$ ,  $I_{opt}$ ) correspondant au point de contact avec l'hyperbole d'isopuissance. Ce point représente le maximum de puissance que la cellule peut fournir pour un niveau d'éclairement donné. Cette compréhension détaillée de la caractéristique de la cellule PV est cruciale pour optimiser son rendement et son efficacité dans diverses conditions d'éclairement et de charge [7].

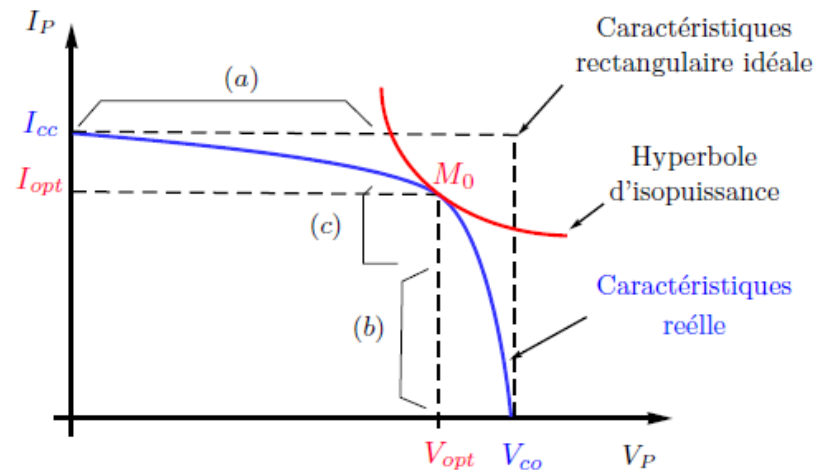


Figure I.10 : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque réelle [7]

### I.5.5. Modélisation électrique d'une cellule

Dans la littérature spécialisée, la représentation courante d'une cellule PV à jonction PN idéale la décrit comme un générateur de courant électrique, où le courant photoélectrique ( $I_{ph}$ ) est assimilé à une source de courant idéale. Cette modélisation est complétée par l'introduction d'une diode en parallèle, simulant la jonction PN, dont la polarisation détermine la tension de la cellule, comme illustré dans la Figure I.11. Cette approche fournit un cadre conceptuel pour comprendre le fonctionnement de la cellule PV en termes de génération de courant sous l'effet de la lumière et de la tension induite à travers la jonction, ce qui est essentiel pour l'analyse et la conception des systèmes PV. En adoptant cette perspective, les professionnels peuvent mieux appréhender les performances de la cellule et optimiser son rendement dans diverses applications [1], [6], [7], [16].

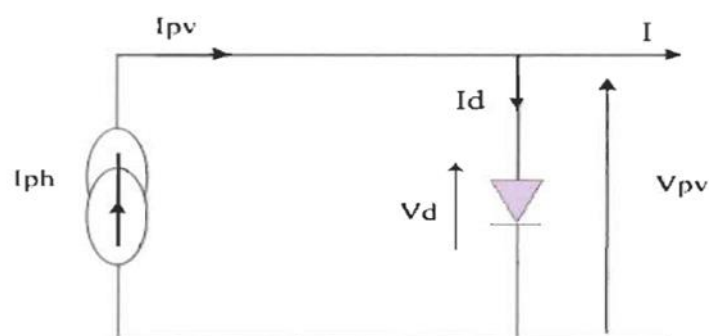


Figure I.11 : Schéma idéal d'une cellule photovoltaïque [7]

En se basant sur la Figure I.11 et la loi des nœuds, nous pouvons formuler la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (I.2)$$

En notant :

$I$  : courant fourni par la cellule ;

$I_d$  : courant de jonction ;

$I_{ph}$  : photocourant de cellule, dépend de l'intensité de l'éclairement, ce courant correspond également au court-circuit, il est donné par la relation suivante :

$$I_{ph} = I_{sc} \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (I.3)$$

Avec:

$G$  : Eclairement solaire en  $W/m^2$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation suivant :

$$I_d = I_s \left( \exp \left( \frac{V_d}{V_T} \right) - 1 \right) \quad (I.4)$$

$I_s$  : Courant saturation de la diode

$V_T$  : potentiel thermique

$$V_T = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \quad (I.5)$$

Avec:

$m$  : Indice du matériau (compris entre 1 et 2 selon de la technologie)

$K$  : Constant Boltzmann =  $1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/k}$  ;

$q$  : Charge d'électron =  $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$  ;

$T$  : Température effective de la cellule en kelvin.

Le courant fourni par la cellule équivalente est donné par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{V_d}{V_T} \right) - 1 \right) \quad (I.6)$$

Ce modèle reste théoriquement valable mais ne capture pas entièrement le comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Cependant, il demeure acceptable dans certaines circonstances, notamment lorsqu'il ne prend pas en compte des pertes de tension ou des courants de fuite [13]. Pour intégrer tous les phénomènes dissipatifs intervenant lors de la conversion d'énergie lumineuse

au niveau de la cellule, un schéma équivalent plus complet est présenté sur la Figure I.12. Ce schéma étend le modèle précédent en ajoutant deux résistances : une en série ( $R_s$ ) et une en parallèle ( $R_p$ ). La résistance série caractérise les pertes dues à l'effet Joule, tandis que la résistance parallèle représente les courants de fuite au niveau de la jonction P-N. Cette approche plus détaillée permet une meilleure compréhension et une modélisation plus précise du fonctionnement réel des cellules photovoltaïques, en tenant compte des aspects dissipatifs et des phénomènes de perte d'énergie.

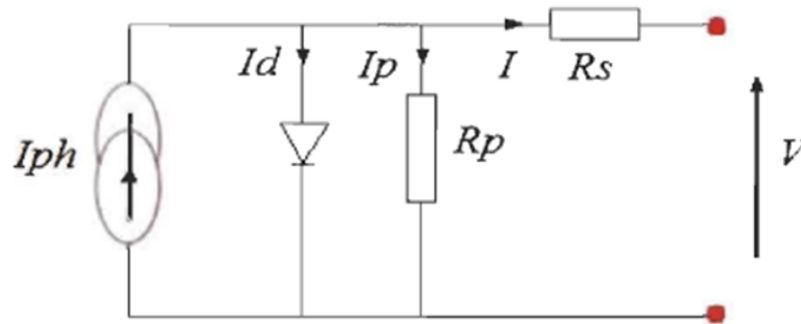


Figure I.12 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle [7]

L'expression liant le courant produit par une cellule photovoltaïque à la tension à ses bornes peut être dérivée à partir d'un système d'équations basé sur les lois de Kirchhoff.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (I.7)$$

Le courant qui traverse la résistance parallèle ( $I_p$ ) est donné par :

$$I_p = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (I.8)$$

Le courant de jonction ( $I_d$ ) est donné par:

$$I_d = I_s \left( \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{V_T} - 1 \right) \right) \quad (I.9)$$

En remplaçant les expressions d' $I_d$  et  $I_p$  dans l'équation (I.10), on obtient :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{V_T} - 1 \right) \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (I.10)$$

En substituant les expressions de  $V_T$  et  $I_{ph}$  dans l'équation (I.11), nous obtenons l'expression implicite du courant total fourni par une cellule photovoltaïque :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{q(V + I \cdot R_s)}{m \cdot k \cdot T} - 1 \right) \right) \quad (I.11)$$

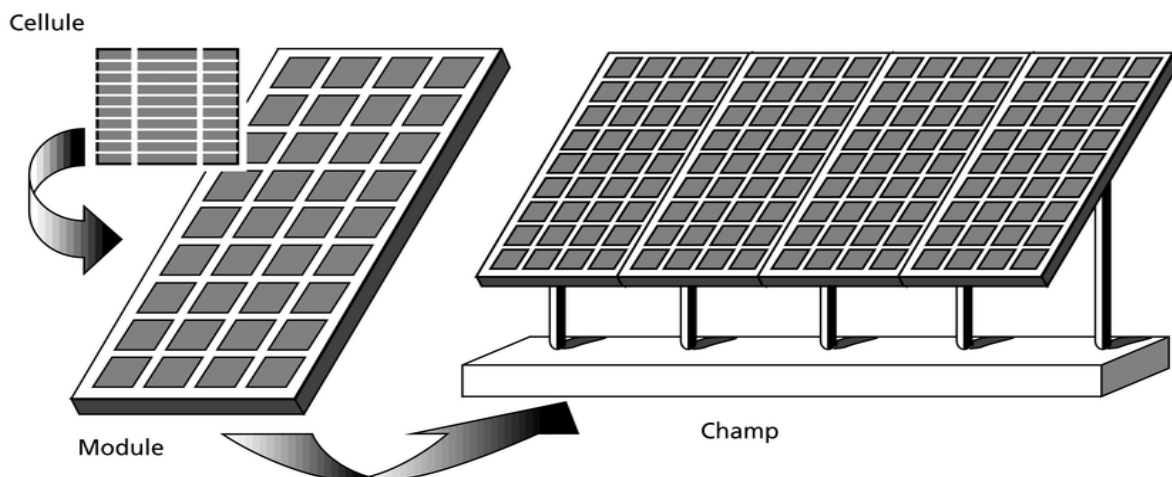
Si l'on suppose que la résistance parallèle ( $R_p$ ) est très grande (cas de silicium mono cristallin), l'équation de courant  $I$  ((I.12)) devient :

$$I = I_{ph} - I_{sc} \left( \frac{G}{1000} \right) - I_s \left( \exp \left( \frac{q(V + I.R_s)}{m.k.T} \right) - 1 \right) - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (I.12)$$

Selon cette représentation statique d'une cellule PV, il est observable que la production d'énergie de la cellule est directement proportionnelle à l'intensité de l'irradiation solaire ( $G$ ) qu'elle reçoit. De plus, il est à noter que la température joue un rôle significatif dans les caractéristiques 1-V d'une cellule PV.

### I.5.6. Constitution d'un générateur photovoltaïque

Généralement, la puissance maximale délivrée par une cellule photovoltaïque dans des conditions d'ensoleillement standard ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$ ) se situe entre 2 et 3 watts crête, avec une tension d'environ 0,5 V. Cependant, cette puissance reste souvent insuffisante pour répondre aux besoins des applications industrielles ou domestiques courantes. Pour remédier à cette limitation et obtenir un niveau de puissance compatible avec ces applications, il est nécessaire d'associer plusieurs cellules en série et/ou en parallèle pour former des modules PV. Ces modules sont ensuite eux-mêmes combinés en série et/ou en parallèle pour constituer des générateurs photovoltaïques, comme illustré dans la figure. Cette approche permet d'obtenir les caractéristiques électriques désirées et de produire la puissance requise pour une variété d'applications. La Figure I.13 indique la constitution d'un générateur photovoltaïque.[1], [3]–[6], [12]–[16].



**Figure I.13** : Constitution d'un générateur photovoltaïque

Le processus de transformation d'un module en un générateur s'effectue par l'incorporation de diodes de protection supplémentaires. Une diode est ajoutée en série pour prévenir les courants inverses, tandis qu'une autre, en parallèle (diode by-pass), n'intervient que lorsqu'il y a un

déséquilibre dans un groupe de cellules. Son rôle est de limiter la tension inverse aux bornes de ce groupe, réduisant ainsi les pertes de production associées. Cette configuration est présentée dans la Figure I.14, qui détaille la structure d'un module photovoltaïque équipé de ces diodes de protection.

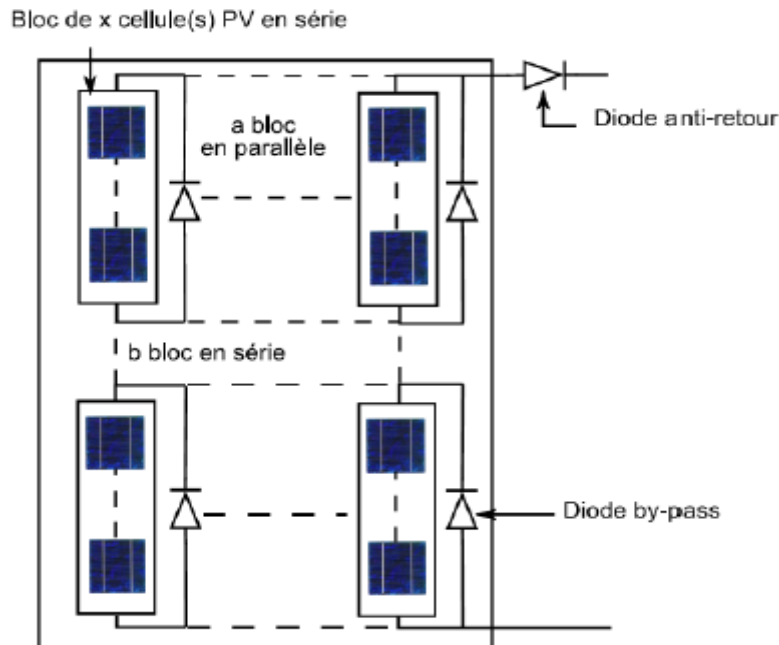


Figure I.14 : Schéma d'un module photovoltaïque avec des diodes de protection [7]

### 1. Association des cellules photovoltaïques en série

La mise en série de  $N_s$  cellules photovoltaïques aboutit à une élévation de la tension du module photovoltaïque. Cette tension équivaut à la somme des tensions individuelles de chaque cellule, tandis que le courant reste constant, égal à celui d'une seule cellule. Dans la figure I.15, on trouve le schéma équivalent ainsi que les caractéristiques électriques d'une telle configuration en série de  $N_s$  cellules PV identiques [16].

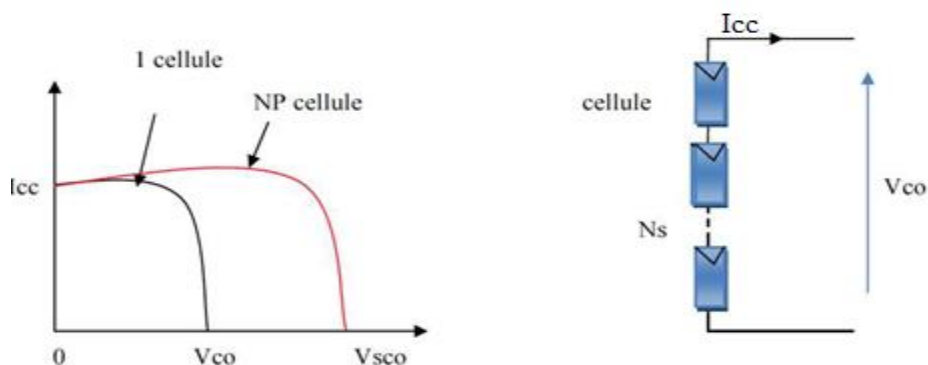


Figure I.15 : Caractéristiques électriques d'une association en série de cellules.

Avec l'équation

$$V_{CONs} = N_s * V_{co} \quad (I. 13)$$

$$I_{CCNs} = I_{cc} \quad (I. 14)$$

La tension ( $V_{mod}$ ) et le courant ( $I_{mod}$ ) du module photovoltaïque sont exprimés comme suit :

$$V_{mod} = V_{cel} * N_s \quad (I. 15)$$

$$I_{mod} = I_{cel} \quad (I. 16)$$

Où :

$V_{cel}$  et  $I_{cel}$ : représentent respectivement la tension et le courant d'une cellule photovoltaïque.

$V_{CONs}$ : somme des tensions en circuit ouvert de  $N_s$  cellules en série.

## 2. Association de cellules photovoltaïques en parallèle

Les caractéristiques des cellules connectées en parallèle sont similaires à celles des cellules connectées en série. L'objectif de regrouper les cellules en parallèle est d'augmenter le courant de sortie du module. Ainsi, le courant total produit est la somme des courants de chaque cellule, tandis que la tension de sortie reste identique à celle de chaque cellule individuelle. La Figure I.16 montre la configuration électrique d'un ensemble de  $N_p$  cellules photovoltaïques identiques connectées en parallèle, avec [16] :

$$V_{CONp} = V_{co} \quad (I. 17)$$

$$I_{CCNp} = N_p * I_{cc} \quad (I. 18)$$

$I_{CCNp}$ : Somme des courants de court circuit de ( $N_p$ ) cellule en parallèle.

$V_{CONp}$ : Tension du circuit ouvert de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.

Les équations suivantes décrivent la tension ( $V_{mod}$ ) et le courant ( $I_{mod}$ ) du module PV :

$$V_{mod} = V_{cel} \quad (I. 19)$$

$$I_{mod} = I_{cel} \quad (I. 20)$$

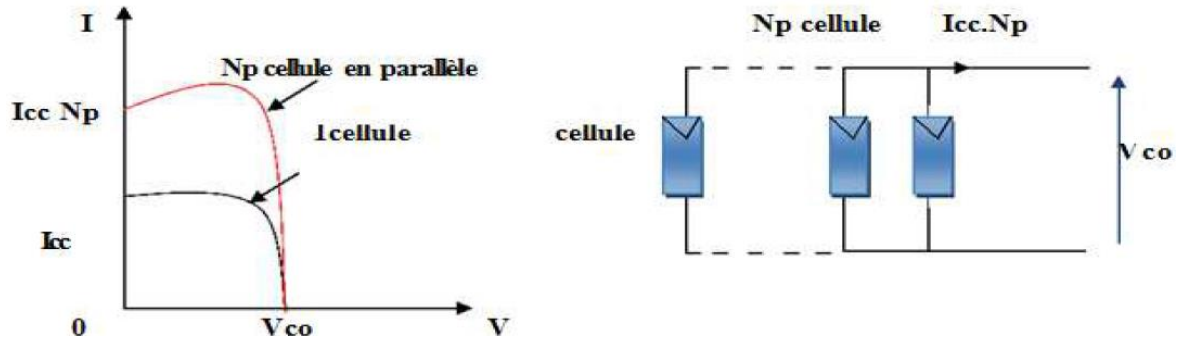


Figure I.16 : Caractéristique électrique d'une association en parallèle de cellules

### 3. Association mixte de cellules photovoltaïques

Pour obtenir un équilibre entre courant et tension dans un système photovoltaïque, on a recourt souvent à une combinaison de cellules en série et en parallèle, appelée association série-parallèle. Cette approche offre le meilleur des deux modes : l'association en série augmente la tension en additionnant les tensions individuelles des cellules, tandis que l'association en parallèle augmente le courant en combinant les courants de chaque cellule. Ainsi, en associant  $n_s$  cellules en série et  $n_p$  en parallèle, on obtient un générateur photovoltaïque avec une tension  $n_s$  fois plus élevée et un courant  $n_p$  fois plus élevé qu'une seule cellule. Cette configuration offre une solution flexible et efficace pour diverses applications photovoltaïques, alliant performance et adaptabilité. La Figure I.17 illustre visuellement cette combinaison série-parallèle [16].

La relation entre le courant et la tension dans un module PV, constitué par l'association de  $n_s$  cellules en série et de  $n_p$  cellules en parallèle, peut être exprimée comme suit

$$I = n_p \cdot I_{cc} \left( \frac{G}{1000} \right) - n_p \cdot I_s \left( \exp \left( \frac{q \left( n_s V + \left( \frac{n_s}{n_p} \right) I R_s \right)}{n_s m k T} \right) - 1 \right) - \left( \frac{n_s V + \left( \frac{n_s}{n_p} \right) I R_s}{\left( \frac{n_s}{n_p} \right) R_p} \right) \quad (I.21)$$

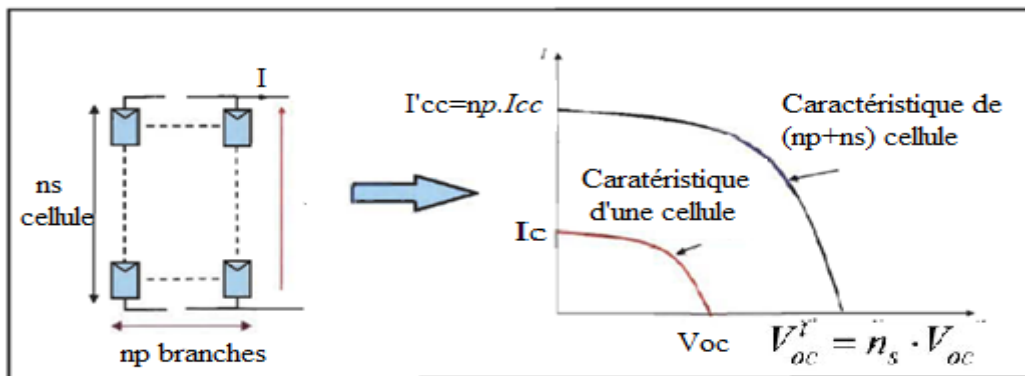


Figure I.17 : Caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules PV identiques

#### 4. Effets de l'éclairement et de la température

Les courbes qui tracent les propriétés électriques d'une cellule PV en fonction de sa tension ( $V_{cell}$ ), pour diverses intensités lumineuses et températures, sont exposées dans les Figure I.18 (a) et Figure I.18 (b). Ces représentations graphiques offrent une exploration détaillée du comportement de la cellule dans des contextes environnementaux variés, permettant ainsi une meilleure compréhension des facteurs influençant sa performance [7].

A une température de 25°C, plusieurs conclusions significatives peuvent être tirées :

Tout d'abord, il est observé que le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) évolue de manière proportionnelle à l'intensité lumineuse ( $E$ ). En conséquence, une augmentation de l'éclairement entraîne une augmentation correspondante du courant de court-circuit de la cellule PV. Cette relation linéaire entre le courant de court-circuit et l'intensité lumineuse est cruciale pour garantir une réponse dynamique efficace de la cellule aux variations de la lumière solaire incidente.

En revanche, la tension à circuit ouvert ( $V_{co}$ ) reste relativement stable, peu importe l'intensité lumineuse. Cette constance de la tension à circuit ouvert, même dans des conditions de luminosité variables, est essentielle pour maintenir la stabilité du système photovoltaïque. Elle assure une régulation efficace du système en minimisant les fluctuations de tension qui pourraient compromettre les performances globales.

L'impact combiné de ces paramètres sur les caractéristiques du générateur PV est remarquable. Par exemple, lorsqu'on maintient l'éclairement à 1000W/m<sup>2</sup> :

- La tension à circuit ouvert  $V_{co}$  diminue avec l'augmentation de la température. Cela signifie que plus la température ambiante est élevée, plus la tension à circuit ouvert de la cellule PV tend à diminuer. Cette observation met en évidence l'importance de prendre en compte les variations de température lors de la conception et de l'exploitation des systèmes PV.

- D'autre part, bien que le courant de court-circuit  $I_{cc}$  augmente avec la température, cette augmentation est généralement moins significative que la diminution de la tension. Dans la plupart des cas, l'effet de la température sur le courant de court-circuit peut être négligé sans compromettre la précision des analyses et des prévisions.

Ainsi, la température et l'éclairement solaire sont des facteurs fondamentaux à considérer lors de l'évaluation des performances et de la conception des systèmes

photovoltaïques. Une compréhension approfondie de ces influences permet une optimisation efficace de l'efficacité énergétique et de la fiabilité des installations PV.

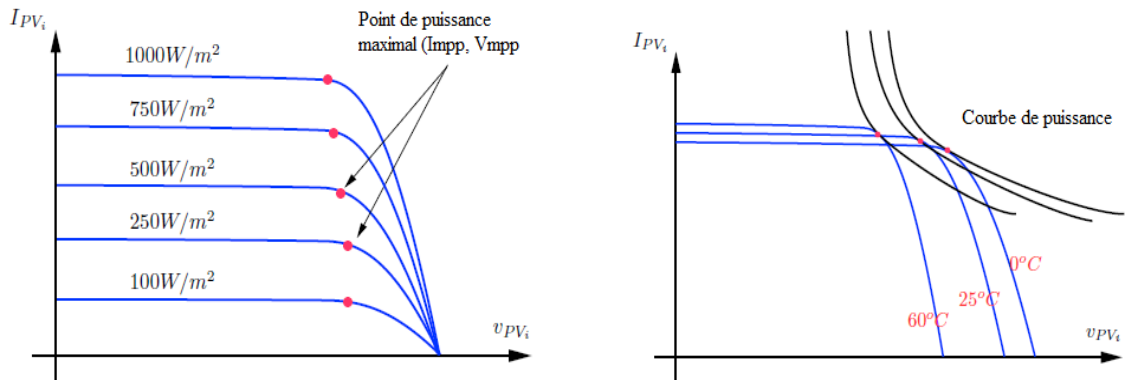


Figure I.18 : Réseau de caractéristiques d'une cellule PV : (a) pour différents éclairages, (b) pour différentes températures [6]

### 5. Rendement et efficacité des modules photovoltaïques

Grâce à l'augmentation des capacités installées et à la diminution des coûts, la recherche sur les cellules PV plus performantes avec des rendements de plus en plus élevés se développe. Les graphiques de la figure I.19 illustrent l'évolution des rendements des cellules de différentes technologies au fil du temps. Le classement des rendements montre que les cellules multi-jonctions et simples jonctions (en violet) ont les rendements les plus élevés, suivies des cellules à base de silicium cristallin (en bleu), des cellules en couches minces (en vert) et des cellules émergentes (en rouge). Parmi les technologies les plus présentes sur le marché économique, les cellules multi-cristallines ont atteint un rendement de 21,9%, tandis que les cellules monocristallines ont atteint 25,3% [6]

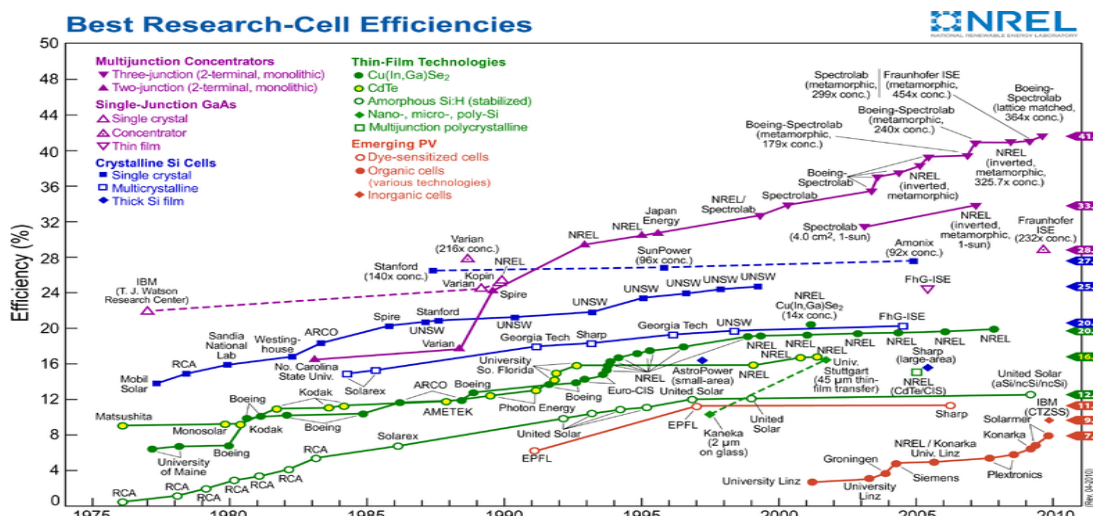


Figure I.19 : Evolution des rendements des cellules de différentes technologies [6]

## I.6. Importance du Maximum Power Point Tracker (MPPT)

L'éclairement solaire incident sur les modules photovoltaïques varie en fonction de nombreux facteurs, tels que la latitude, l'orientation du champ solaire, la saison et l'heure du jour. Ces variations, combinées aux ombres prévisibles et imprévisibles et à l'effet de la température sur la production d'énergie, nécessitent une optimisation continue pour maintenir le générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale (PPM).

Pour ce faire, des contrôleurs MPPT sont utilisés pour ajuster les paramètres du système en fonction des conditions climatiques en temps réel. Cependant, la détermination précise de la puissance maximale de référence est complexe en raison de sa dépendance aux conditions environnementales.

Afin d'optimiser le rendement du générateur PV, différentes méthodes sont utilisées, notamment la surveillance des conditions environnementales avec des capteurs de lumière et de température, en combinaison avec des algorithmes de contrôle avancés. Ces approches permettent d'ajuster les paramètres du système pour maximiser l'efficacité énergétique et la production de puissance, offrant ainsi une solution adaptable aux variations climatiques.

### I.6.1. Méthode de perturbation et observation (P&O)

La méthode de Perturbation et Observation (P&O) est largement adoptée dans la recherche de techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT) en raison de sa simplicité et de ses exigences minimales en termes de mesures, se limitant à la tension et au courant du générateur photovoltaïque ( $V_{PV}$  et  $I_{PV}$  respectivement). Cette méthode est capable d'identifier le point de puissance maximale même en présence de fluctuations de l'éclairement et de la température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O repose sur la perturbation de la tension et l'observation de son impact sur la puissance de sortie du générateur photovoltaïque.

#### Principe de méthode P&O

Le principe fondamental des commandes MPPT de type P&O implique une perturbation de la tension  $V_{PV}$  avec une amplitude réduite autour de sa valeur initiale, suivie de l'analyse du comportement de la variation de puissance  $P_{PV}$  qui en découle. Comme le montre la Figure I.20, les conclusions qui en découlent sont les suivantes :

- Si  $\Delta P > 0$ , la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers une position plus proche du PPM. En maintenant la perturbation de la tension dans la même direction, le point de fonctionnement continue de se déplacer jusqu'à ce qu'il atteigne le PPM.

- Si  $\Delta P < 0$ , le point de fonctionnement s'éloigne du PPM. Dans ce cas, une perturbation de la tension avec un signe algébrique opposé à celui précédent est appliquée pour déplacer le point de fonctionnement vers le PPM.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance  $P_{PV}$  augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM [11], [13], [16].

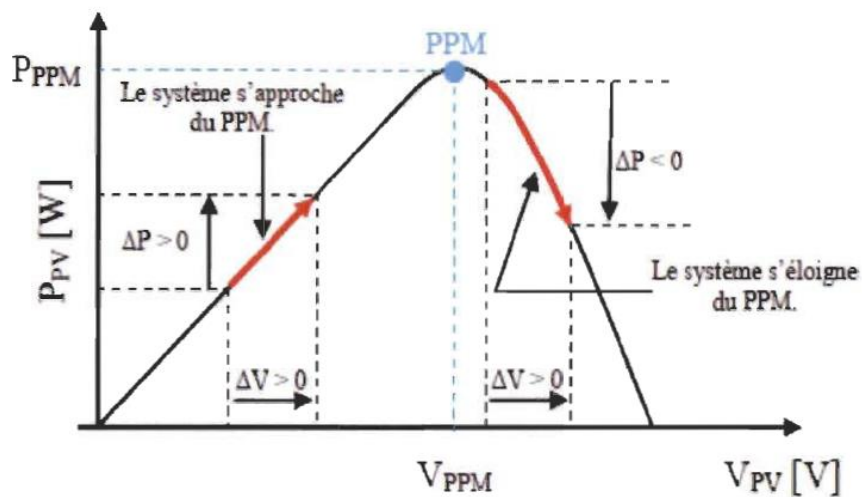


Figure I.20 : Caractéristique de fonctionnement de la méthode P&O [6]

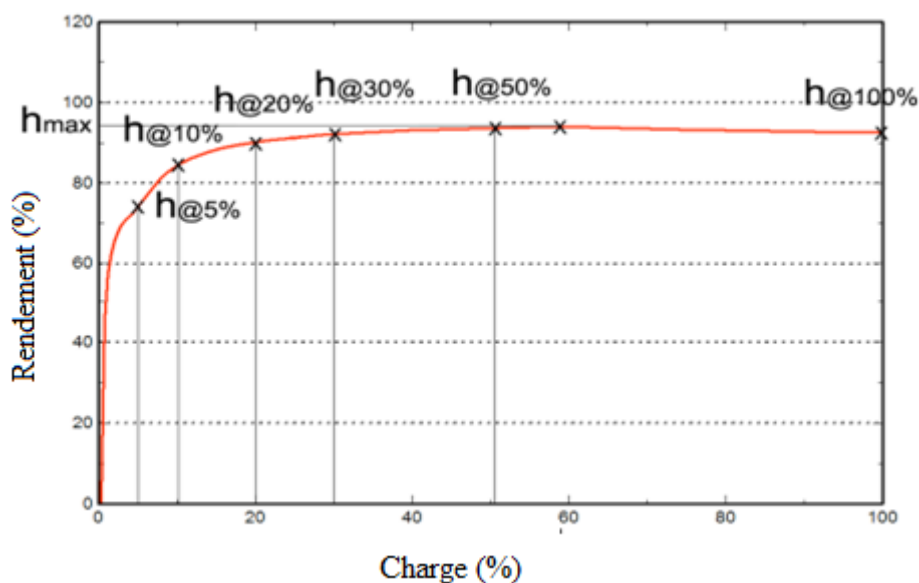
## I.7. Onduleur

L'onduleur représente un élément central dans un système PV relié au réseau électrique, agissant comme un convertisseur crucial de la tension continue (CC) produite par les modules photovoltaïques en une tension alternative (CA) nécessaire pour alimenter les équipements électriques domestiques ou pour l'injection dans le réseau. Son circuit de commande et de protection assure cette conversion en régulant efficacement le flux d'électricité. Il est primordial que l'onduleur soit capable de gérer de manière adéquate le courant et la tension maximale générés par le champ PV afin de garantir un fonctionnement stable et sécurisé. Cette capacité à s'adapter aux variations environnementales telles que les fluctuations d'ensoleillement est cruciale pour assurer une performance optimale du système PV dans des conditions diverses. En outre, la conception de l'onduleur doit prendre en compte non seulement sa capacité à traiter les fluctuations de courant et de tension, mais aussi son efficacité énergétique et sa durabilité

pour garantir un fonctionnement fiable sur le long terme. Compte tenu du fait que l'onduleur n'est pas opérationnel à pleine charge tout au long de l'année, le concept de rendement européen prend en considération la fréquence et les fluctuations de l'ensoleillement. Ce rendement est déterminé par la formule suivante [1]- [7], [13] ,[17].

$$\eta_{Euro}\% = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (I.22)$$

Les  $\eta_{Euro}\%$  correspondent aux rendements de l'onduleur pour x% de la puissance nominale (charge). La Figure I.21 présente Courbe typique du rendement d'un onduleur PV en fonction de sa charge.



**Figure I.21** : Courbe typique du rendement d'un onduleur PV en fonction de sa charge, illustrant les points nécessaires au calcul du rendement européen.

### I.8. Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques reliés au réseau adoptent diverses topologies en fonction de la manière dont le générateur PV est connecté au réseau électrique. En général, quatre types de systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, chacun conçu selon les configurations suivantes :

- Onduleur central
- Onduleur en chaîne (ou "string")
- Onduleur multi-chaînes
- Onduleur modulaire

### I.8.1. Topologie d'onduleur central

La configuration la plus courante implique l'utilisation d'un unique onduleur pour connecter le générateur PV au réseau électrique, comme illustré dans la Figure I.22. Les modules photovoltaïques sont regroupés en chaînes, chacune produisant une tension suffisamment élevée pour éviter tout besoin d'amplification supplémentaire. Ces chaînes montées en série sont ensuite connectées en parallèle pour atteindre des niveaux de puissance élevés.

Cette topologie présente comme principal avantage un haut rendement et un faible coût, grâce à l'utilisation d'un seul onduleur. Cependant, elle comporte plusieurs inconvénients, notamment des pertes de conversion solaire dues à un seul point de suivi du maximum de puissance (MPPT) pour l'ensemble des modules, des risques électriques et des pertes dans le câblage, ainsi qu'une absence d'évolutivité et de continuité de service en cas de défaillance de l'onduleur. De plus, la complexité de la maintenance peut être accrue en raison de la nécessité de gérer l'ensemble du système via un seul point d'accès. Malgré ces limitations, cette configuration reste largement utilisée dans les grandes centrales PV au sol [3], [12], [16].

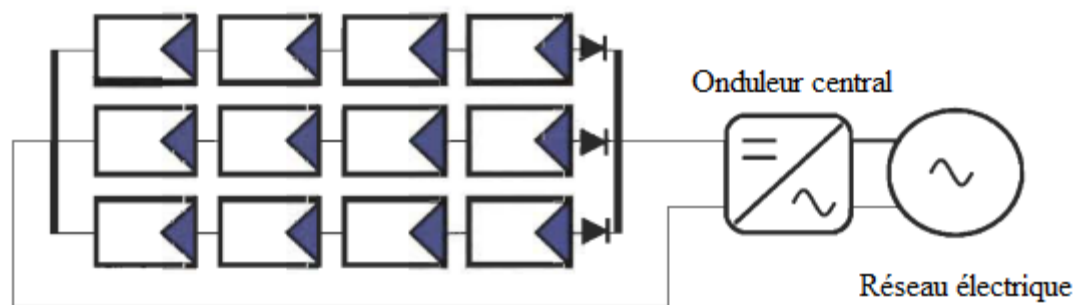


Figure I.22 : Topologie d'onduleur central [6]

### I.8.2. Topologie d'onduleur string

La topologie de l'onduleur en chaîne implique l'utilisation d'un onduleur à l'extrémité de chaque chaîne de modules PV, comme illustré dans la Figure I.23. Ces onduleurs sont ensuite connectés en parallèle au réseau électrique. Cette configuration permet un suivi individuel du point de puissance maximale (MPPT) pour chaque chaîne, ce qui améliore la fiabilité du système en éliminant la dépendance à un seul onduleur, contrairement à la topologie de l'onduleur central. En cas de panne d'un onduleur en chaîne, les autres onduleurs en chaîne peuvent continuer à fournir de l'énergie au réseau. De plus, cette configuration peut facilement évoluer en ajoutant des onduleurs en chaîne et en les connectant aux bornes d'alimentation du réseau pour augmenter la puissance nominale de l'installation.

Cependant, cette topologie présente également des inconvénients. Tout d'abord, le coût du système est plus élevé en raison des onduleurs supplémentaires nécessaires. De plus, la présence d'un onduleur sur chaque chaîne limite les problèmes de couplage entre les modules et les onduleurs, ainsi que la réduction des performances due à l'ombrage ou à une exposition différente. En outre, lorsque la production d'énergie PV est faible, les onduleurs en chaîne sont moins efficaces.

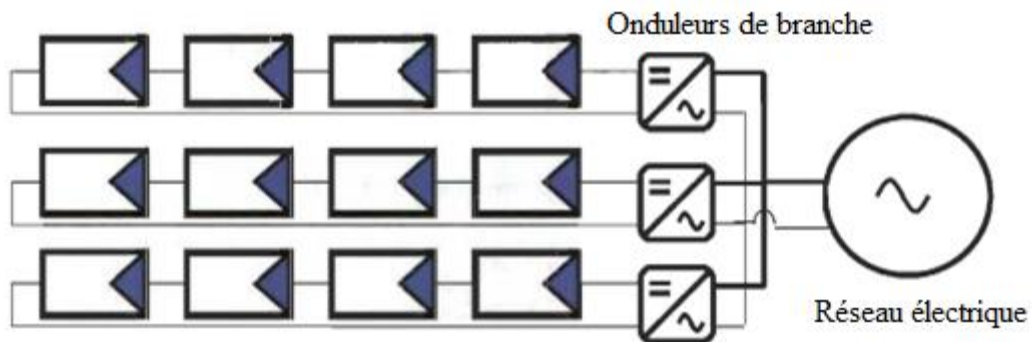


Figure I.23 : Topologie d'onduleur string [6]

### I.8.3. Topologie d'onduleur modulaire

Dans cette approche, chaque module solaire est doté d'un onduleur dédié, et pour les installations à grande échelle, tous les onduleurs sont connectés en parallèle du côté courant alternatif, comme illustré dans la Figure I.24, avec les onduleurs modulaires installés à proximité immédiate de chaque module. Cette configuration offre un rendement supérieur par rapport à celle de l'onduleur en chaîne, car un suivi individuel du point de puissance maximale (MPPT) est mis en œuvre pour chaque module. Ainsi, les pertes liées aux incohérences entre les modules PV sont éliminées, permettant une optimisation de l'onduleur pour chaque module PV et assurant un MPPT individuel pour chacun d'eux. De plus, cette configuration réduit les problèmes liés à l'ombrage et aux variations d'exposition des chaînes, ainsi que ceux associés à l'utilisation de modules différents. Cependant, cette topologie n'est appropriée que pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500 W) et son coût est relativement élevé [12].

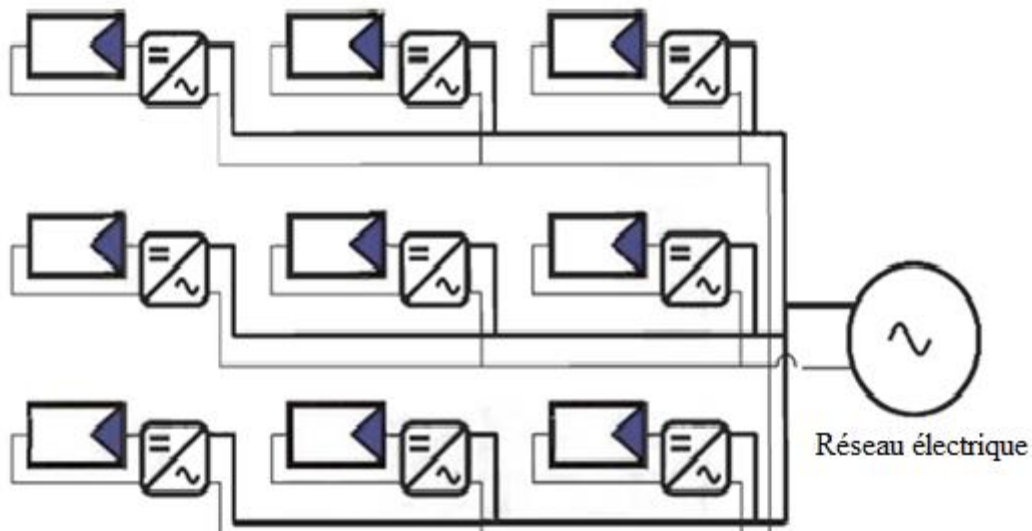


Figure I.24 : Topologie d'onduleur modulaire [6]

### I.9. Conclusion

Dans ce chapitre de thèse nous avons permis d'explorer en profondeur l'évolution des énergies renouvelables à l'échelle mondiale et en Algérie. Nous avons mis en évidence les tendances mondiales qui démontrent l'importance croissante des énergies renouvelables dans le paysage énergétique mondial, ainsi que les politiques gouvernementales mises en place pour favoriser leur développement. Les progrès technologiques rapides dans ce domaine ont contribué à rendre les énergies renouvelables plus compétitives et plus accessibles, ouvrant la voie à leur adoption à grande échelle. Cependant, nous avons également examiné les obstacles auxquels sont confrontées les énergies renouvelables, notamment en ce qui concerne leur intégration dans les infrastructures énergétiques existantes, le coût des installations et la nécessité d'améliorer l'efficacité énergétique. En nous concentrant sur les composants essentiels des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, nous avons souligné leur rôle crucial dans la transition vers des sources d'énergie durables, ainsi que leur contribution à la résilience et à la durabilité des systèmes énergétiques nationaux. En fin de compte, ce chapitre met en lumière l'importance stratégique des énergies renouvelables dans la lutte contre le changement climatique, la promotion du développement durable et la garantie d'un approvisionnement énergétique fiable et abordable pour les générations futures.

**Références**

- [1] Ahmed Ousmane Bagre, “Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso,” These de doctorat, Université du Havre, 2014.
- [2] Youssef El Basri, “Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l’optimisation de l’ énergie photovoltaïque,” These de doctorat, Université Toulouse 3 Paul Sabatier, 2014.
- [3] TOUAL Belbacem, “Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d’Energie Electrique,” Thèse de doctorat, Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd, 2018.
- [4] Saad Bella, “Modélisation, simulation et commande prédictive d'un système PV connecté au réseau à base d'onduleurs parallèles,” These de doctorat, Université de de M’SILA ,2021.
- [5] Rui Castro, “Electricity Production from Renewables,” Live, Springer, doi: 10.1007/978-3-030-82416-7. 2022.
- [6] Daha Hassan Daher, “Modélisation et analyse expérimentale d’une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime, ” Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2019.
- [7] FRI Abdelaziz, “Contribution à l’amélioration de la qualité de la tension délivrée par un système photovoltaïque dans un réseau électrique,” Thèse de doctorat, Université de Sidi Mohammed Ben Abdellah-Fes, 2017.
- [8] International Energy Agency (IEA), “Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028,” 2024.
- [9] International Energy Agency (IEA), “Renewable power generation costs in 2022,” 2023
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA), “The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025”, 2016.
- [11] Hebri Assia, “Le programme des énergies renouvelables en Algérie vers une efficacité énergétique d’ici 2030”, Revue Cahier économique, vol 8, no. 2, pp. 351–362, 2018.
- [12] XUEYANG Jiang, “Étude Comparative De Structures De Convertisseurs Pour Les

- Systèmes Photovoltaïques Connectés À Un Réseau Électrique Moyenne Tension,”  
These de doctorat, Université du Québec, 2019.
- [13] H. Colin et al, “Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, Cadre réglementaire, impacts et préconisations,” Esprit, 2010.
- [14] Dhia Eddine ZEGTOUF, “surveillance et détection de défauts d'un système Photovoltaïque connecté au réseau électrique,” These de doctorat , Université du Québec 2020.
- [15] Hajar DOUBABI, “Contribution a l'amélioration de l'efficacité d'une chaîne de conversion photovoltaïque”, These de doctorat, Université de reims champagne-ardenne, 2021.
- [16] NEHARI Larbi, “Etude, simulation et réalisation d'un onduleur pour système photovoltaïque utilisé dans traitement de l'eau et des aliments par l'ozone”, These de doctorat, Université de DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, 2021.
- [17] <https://www.sonelgaz>. Dernier accès mai 2024.

# Chapitre II

## Qualité de l'énergie électrique

## II.1 Introduction

La qualité de l'énergie, dans le contexte des systèmes électriques contemporains, revêt une importance capitale pour garantir un fonctionnement optimal et fiable des infrastructures électriques. Elle représente la mesure dans laquelle l'alimentation électrique répond aux normes et aux exigences spécifiées, assurant ainsi la sécurité des personnes et des équipements, la fiabilité du réseau électrique et l'optimisation de l'efficacité énergétique. Dans le cadre des systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau, cette qualité revêt une importance particulière en raison de la nature variable de la production solaire [18]–[24].

Les objectifs de la gestion de la qualité de l'énergie sont multiples et essentiels pour assurer un fonctionnement harmonieux des systèmes électriques. Tout d'abord, la protection des personnes et des équipements contre les risques électriques constitue une priorité absolue. Ensuite, la garantie d'un approvisionnement électrique fiable est cruciale pour éviter les interruptions coûteuses et potentiellement dangereuses. De plus, l'optimisation de l'efficacité énergétique permet de maximiser l'utilisation des ressources disponibles et de réduire les coûts d'exploitation [18]–[24].

Pour évaluer la qualité de l'énergie, divers paramètres sont pris en compte, reflétant les caractéristiques électriques de l'alimentation. Parmi ces paramètres, on retrouve la tension, qui doit être maintenue dans des limites spécifiées pour garantir un fonctionnement sûr et efficace des équipements électriques. La fréquence, également, joue un rôle crucial, car toute déviation par rapport à la fréquence nominale peut entraîner des problèmes de synchronisation et de stabilité du réseau. Les harmoniques, les transitoires et les déséquilibres de tension sont également des paramètres importants à surveiller, car ils peuvent avoir un impact significatif sur la performance des équipements électriques et sur la stabilité du réseau dans son ensemble.

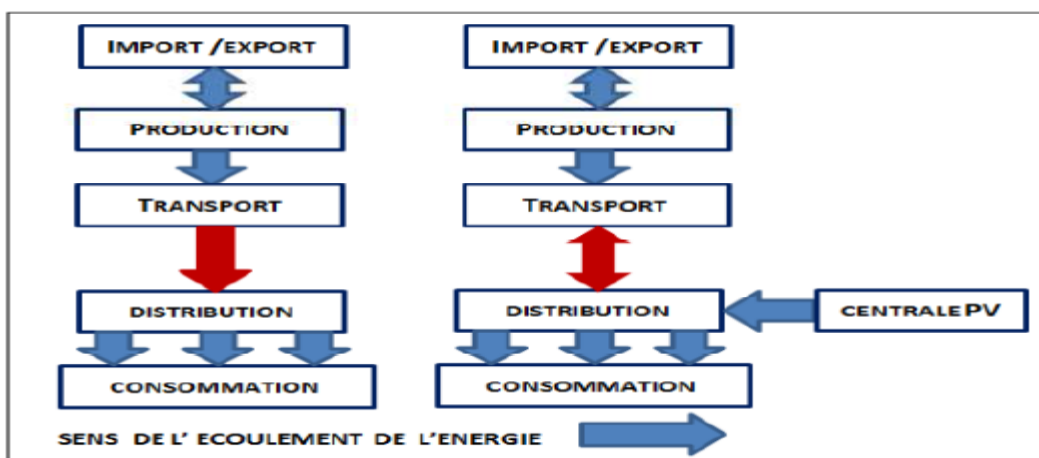
En comprenant ces différents paramètres et en surveillant de près leur évolution, les opérateurs de réseaux électriques et les gestionnaires de systèmes PV peuvent identifier les sources de perturbations et mettre en œuvre des mesures correctives appropriées pour maintenir une qualité de l'énergie optimale. Ainsi, une compréhension approfondie de la qualité de l'énergie et de ses objectifs est essentielle pour garantir un fonctionnement sûr, fiable et efficace des systèmes électriques, en particulier dans le contexte des systèmes PV

connectés au réseau où la variabilité de la production solaire peut présenter des défis uniques [20].

Ce chapitre propose un état de l'art sur les problématiques liées à la connexion des centrales photovoltaïques (CPV) au réseau de distribution. La première partie présente les réseaux électriques en Algérie et leurs spécifications. La deuxième partie aborde la problématique du couplage des systèmes PV avec le réseau électrique.

## II.2. Intégration de la production photovoltaïque au réseau électrique

Un réseau électrique est constitué d'unités de production et de consommation, de lignes de transport et de distribution, et de centres de contrôle, variant de faible capacité dans les pays en développement à une échelle continentale en Europe ou aux États-Unis. Traditionnellement, la production est centralisée dans des emplacements stratégiques, avec l'énergie transportée sous Très Hautes Tensions (THT) vers les centres de consommation, puis distribuée aux consommateurs via des réseaux Haute Tension et Basse Tension à travers des postes de transformation HT/BT. Les énergies renouvelables, comme l'énergie solaire, introduisent des productions disséminées de faibles puissances, injectant de l'énergie via le réseau de distribution et créant des flux bidirectionnels. Des études montrent que l'intégration de CPV dans les réseaux électriques a des impacts qu'il est crucial de prévoir pour une exploitation optimale. L'utilisation des sources d'énergie renouvelables pour l'électricité présente des défis en raison des incertitudes sur la production et la qualité du réseau, qui doit respecter des normes strictes. La Figure II.1 présente les schémas de production-transport et distribution d'électricité [22], [26].



**Figure II.1** : Schema de production-transport et distribution d'électricité :a) système conventionnel ; b) système avec CPV [26]

### II.3. Description du réseau électrique

#### II.3.1. Aperçu général

Les règles de construction et les caractéristiques des réseaux électriques sont souvent influencées par l'histoire et les retours d'expérience spécifiques à chaque pays. Cependant, on observe une harmonisation progressive sur un certain nombre de pratiques et de normes, notamment en ce qui concerne la sécurité des personnes et des infrastructures ainsi que la qualité du service fourni au consommateur final.

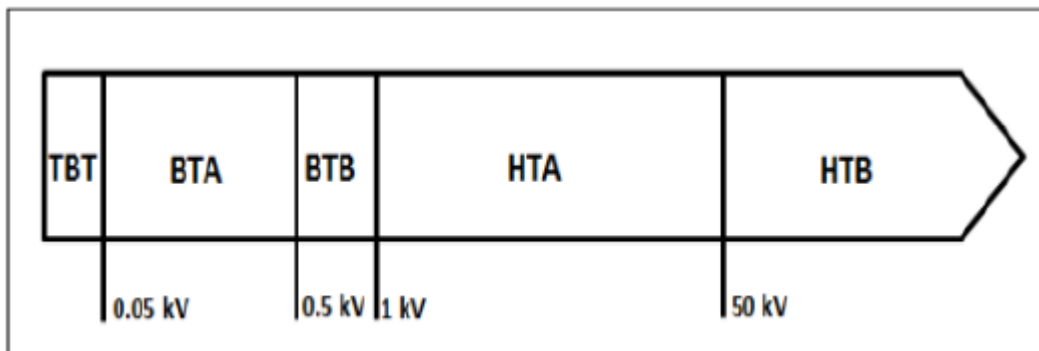
Ainsi, le niveau de tension, la fréquence du réseau et les tolérances associées peuvent varier d'un pays à l'autre. À titre d'information, la nouvelle norme CEI (Comité Électrotechnique International) [21], [22], [26] définit les niveaux de tension alternative comme illustré sur la Figure II.2 Pour simplifier, nous adopterons les désignations suivantes :

HTB : Haute Tension de catégorie B.

HTA : Haute Tension de catégorie A (anciennement appelée Moyenne Tension).

BTB et BTA : Domaine de la Basse Tension BT.

TBT : Très Basse Tension.

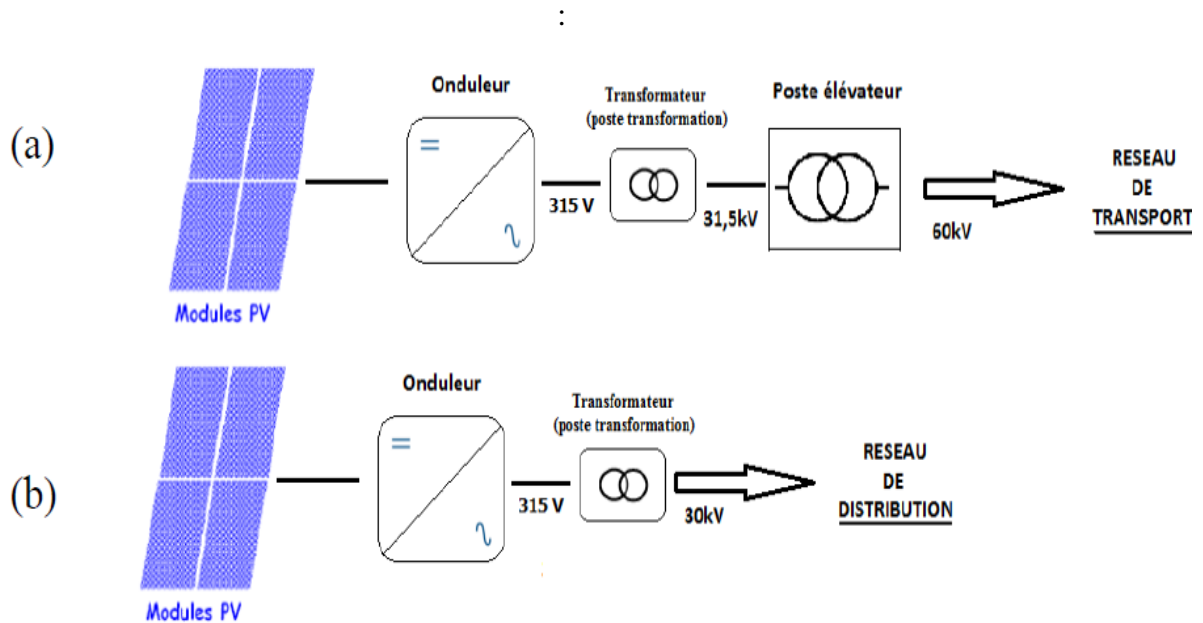


**Figure II.2** : Niveaux de tension normalisés suivant CEI [26]

#### II.3.2. Architecture d'une centrale solaire photovoltaïque en Algérie

Une centrale solaire photovoltaïque en Algérie est généralement composée de plusieurs composants électriques essentielles, telles que les modules PV, les systèmes de conversion et de transformation de l'énergie, les onduleurs et transformateurs, ainsi que les systèmes de protection des personnes et du matériel. Les études de raccordement des centrales PV ont

pour objectif de déterminer la meilleure manière d'injecter la puissance dans le réseau afin de minimiser les investissements tout en respectant les critères de sécurité et de qualité de service. Le raccordement d'une centrale PV dépend principalement de l'architecture électrique du réseau, qu'il s'agisse d'un réseau de transport ou de distribution, et du niveau de tension le plus proche de l'installation PV. En Algérie, deux configurations de raccordement sont envisagées [22], [23] comme le montre la Figure II.3.



**Figure II.3** : Schéma de raccordement : (a) au réseau de transport, (b) au réseau de distribution [22]

#### II.4. Impact de l'intégration des systèmes photovoltaïques sur un réseau électrique

Actuellement, les énergies renouvelables (EnR) représentent une part minime du bilan énergétique du système électrique algérien. Leur production est intrinsèquement intermittente et aléatoire, ce qui engendre des défis lors de leur intégration à grande échelle dans les réseaux électriques. Maintenir la fréquence et les tensions dans des marges spécifiques est essentiel pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Pour surmonter ces défis, il est primordial de prendre en considération dès le départ les aspects économiques et opérationnels, en fonction de la nature de la ressource et de la technologie utilisée. Les EnR présentent des intermittences distinctes, avec une prévisibilité plus forte pour certaines. Par conséquent, leur impact sur le réseau varie, nécessitant une gestion différenciée de chaque technologie pour garantir la stabilité et la fiabilité du système électrique [22].

**II.4.1. Problèmes liés au flux de puissance**

L'intégration à grande échelle des EnR pose des défis techniques aux opérateurs des réseaux électriques. La localisation des systèmes photovoltaïques (PV) peut entraîner une surcharge des réseaux non prévus pour cette augmentation de puissance. À faible taux d'incorporation, la gestion des sources de production intermittentes et leur impact sur le réseau peuvent être gérés par ce dernier. Cependant, à mesure que la part des EnR augmente, des moyens de production supplémentaires doivent être mobilisés pour compenser les déséquilibres potentiels. Les expériences d'intégration massive des EnR dans des pays comme l'Espagne, le Danemark ou l'Allemagne ont été facilitées par le développement d'outils de gestion des réseaux électriques adaptés à ces sources intermittentes. Ces expériences suggèrent que la limite de pénétration des EnR dans les réseaux existants sera davantage déterminée par des facteurs économiques et réglementaires que par des contraintes techniques.

**II.4.2. Problèmes liés à la gestion de réserve**

Les sources d'énergies renouvelables sont de plus en plus prévisibles grâce aux améliorations des modèles météorologiques, qui fournissent des estimations précises des paramètres tels que l'irradiation solaire. Cependant, leur intégration à grande échelle dans les réseaux électriques pose des défis en raison de leur intermittence. Une analyse de la variabilité de la production énergétique à différentes échelles temporelles est essentielle. Les variations rapides peuvent causer des problèmes lorsqu'elles représentent environ 20% de la consommation totale. Les fluctuations impactent l'ordonnancement du système électrique et nécessitent des réserves adéquates. Améliorer les modèles de prévision et les intégrer dans la planification énergétique peut atténuer ces impacts. Le principal défi pour l'intégration des EnR à grande échelle réside dans leur variabilité intrinsèque et celle du système électrique en termes de production et de demande. La question cruciale est de savoir comment prédire et gérer cette variabilité pour maintenir un équilibre constant entre l'offre et la demande énergétique [22].

**II.4.3. Problèmes liés à la stabilité du système électrique**

L'intégration des EnR dans un système électrique peut avoir des impacts significatifs sur la qualité de l'énergie. Ces impacts concernent principalement l'introduction d'harmoniques, les variations de tension et d'autres phénomènes pouvant affecter la stabilité et l'efficacité de l'alimentation électrique. Comprendre ces impacts est essentiel pour développer et mettre en

œuvre des solutions efficaces afin de garantir une alimentation électrique de haute qualité pour les consommateurs [22], [23], [26].

## **II.5. Origines de l'instabilité électriques**

Les perturbations de la qualité de l'énergie dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont influencées par divers facteurs environnementaux et les technologies employées dans ces systèmes [18] – [24] :

### **II.5.1. Onduleurs photovoltaïques**

Les onduleurs photovoltaïques sont des composants essentiels dans les systèmes PV, car ils convertissent le courant continu (DC) produit par les modules PV en courant alternatif (AC) compatible avec le réseau électrique. Cependant, cette conversion peut introduire des harmoniques et des distorsions dans la forme d'onde de la tension et du courant. Ces distorsions sont dues à la nature des onduleurs eux-mêmes, qui utilisent des commutations électroniques rapides pour effectuer la conversion. Les harmoniques résultantes peuvent entraîner des pertes supplémentaires, des inefficacités et des problèmes de compatibilité électromagnétique, affectant ainsi la qualité globale de l'énergie fournie par le réseau.

### **II.5.2. Intermittence de la production photovoltaïque**

La production d'énergie solaire est intrinsèquement variable, dépendant des conditions météorologiques telles que l'ensoleillement et la couverture nuageuse. Cette intermittence peut provoquer des fluctuations rapides et imprévisibles de la production d'énergie. Par exemple, un passage nuageux peut réduire brusquement la production d'un système PV, entraînant des variations de tension et de fréquence sur le réseau. Ces fluctuations peuvent compromettre la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Pour atténuer ces impacts, il est crucial de disposer de systèmes de stockage d'énergie ou de mécanismes de gestion de la demande pour compenser les variations de production.

### **II.5.3. Disparité entre offre et demande**

La variabilité de la production PV peut créer des déséquilibres entre l'offre d'énergie et la demande des consommateurs. Lorsque la production excède la demande, ou inversement, des variations de tension et de fréquence peuvent se produire. Par exemple, une surproduction d'énergie solaire pendant les heures de pointe peut provoquer des surtensions, tandis qu'une sous-production peut entraîner des baisses de tension. Ces déséquilibres

peuvent affecter la qualité de l'énergie et, dans certains cas, causer des dommages aux équipements connectés au réseau. Une gestion efficace de la production et de la demande, ainsi que l'intégration de systèmes de stockage, sont essentielles pour maintenir un équilibre et garantir la stabilité du réseau.

#### **II.5.4. Charges non linéaires**

Les charges non linéaires, telles que les appareils électroniques, les variateurs de vitesse et les équipements industriels, peuvent interagir avec les systèmes PV et amplifier les distorsions harmoniques. Ces charges non linéaires consomment du courant de manière non sinusoïdale, ce qui peut créer des harmoniques supplémentaires et aggraver les problèmes de qualité de l'énergie. Par exemple, les équipements industriels utilisant des convertisseurs de puissance peuvent introduire des distorsions qui se propagent à travers le réseau, perturbant d'autres consommateurs. L'installation de filtres harmoniques et l'utilisation de technologies de compensation active peuvent aider à atténuer ces effets et à maintenir une qualité d'énergie acceptable.

#### **II.5.5. Problèmes de synchronisation**

Lors de la connexion de systèmes PV au réseau, des problèmes de synchronisation peuvent survenir, notamment des déphasages entre la tension produite par les onduleurs et celle du réseau. Une synchronisation inadéquate peut provoquer des transitoires de tension et des courants d'appel, qui perturbent la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie. Les transitoires de tension peuvent causer des dommages aux équipements sensibles et perturber les opérations des autres appareils connectés. Pour éviter ces problèmes, il est essentiel de mettre en œuvre des technologies de synchronisation avancées et des protocoles de gestion de l'intégration des systèmes PV, garantissant ainsi une transition en douceur et une stabilité continue du réseau.

#### **II.5.6. Problèmes de réseau local**

La qualité de l'énergie peut également être influencée par des facteurs liés à l'infrastructure locale du réseau, tels que les lignes de distribution, les transformateurs et les équipements de commutation. Les réseaux mal entretenus, sous-dimensionnés ou obsolètes peuvent exacerber les problèmes de qualité de l'énergie lorsqu'ils sont sollicités par des systèmes PV connectés. Par exemple, des lignes de distribution surchargées peuvent entraîner des pertes de puissance accrues et des variations de tension. De plus, des transformateurs vieillissants

peuvent ne pas être capables de gérer efficacement les fluctuations de charge causées par la production PV intermittente. La modernisation de l'infrastructure réseau, l'amélioration des capacités de gestion de l'énergie et la mise en œuvre de technologies de surveillance avancées sont essentielles pour atténuer ces problèmes et garantir une alimentation électrique stable et de haute qualité.

## **II.6. Classification des perturbations électriques**

La qualité de l'électricité est souvent altérée par divers types de perturbations électriques, qui peuvent être classées en différentes catégories en fonction de leurs caractéristiques et de leurs effets [19], [21], [25], [26].

### **II.6.1 Qualité de la tension**

Dans la tension électrique qui représente la différence de potentiel électrique entre deux points dans un circuit. Dans les systèmes PV connectés au réseau, une tension stable et conforme aux normes est essentielle pour assurer un fonctionnement optimal des équipements électriques, y compris des onduleurs PV. Les variations de tension peuvent avoir un impact significatif sur la performance des systèmes PV, affectant leur efficacité de conversion et leur durabilité. Une tension inadéquate peut également entraîner des dysfonctionnements et des dommages aux équipements électriques, compromettant ainsi la fiabilité de l'alimentation électrique.

#### **1. Amplitude**

L'amplitude de la tension joue un rôle crucial dans la qualité de l'électricité, représentant souvent le premier engagement contractuel du fournisseur d'énergie. En règle générale. Idéalement, les trois phases du réseau électrique devraient avoir une amplitude de tension constante. Cependant, divers phénomènes perturbateurs peuvent altérer cette constance.

##### **a) Variation de tension**

Les fluctuations importantes de tension, telles que les sursensions et les sous-tensions, peuvent survenir en raison de charges dynamiques, de démarrages de gros équipements électriques ou de perturbations externes telles que les éclairs. Ces variations peuvent entraîner des tensions instables dans le réseau électrique, ce qui peut endommager les équipements électriques sensibles et compromettre la fiabilité des systèmes PV. Des

dispositifs de régulation de tension, tels que les régulateurs de tension, peuvent être utilisés pour atténuer ces fluctuations et maintenir une tension stable dans le réseau.

**b) Flicker**

Les fluctuations de la production solaire dans les systèmes PV peuvent avoir un impact significatif sur le niveau de flicker, affectant ainsi la stabilité de l'environnement électrique. La variabilité de la production solaire, induite par les changements d'intensité lumineuse du soleil au fil du temps, peut entraîner des variations rapides de la puissance générée par les modules PV. Lorsque cette production solaire fluctue brusquement, elle modifie la charge du réseau électrique, provoquant des fluctuations correspondantes dans la tension du réseau. Ces variations de tension peuvent, à leur tour, se traduire par des fluctuations de luminosité perceptibles dans les lampes alimentées par ce réseau, connues sous le nom de flicker.

La fluctuation du niveau de flicker peut poser des problèmes, en particulier dans les environnements où une luminosité constante est nécessaire pour le confort visuel ou le bon fonctionnement des équipements électriques sensibles. Par exemple, dans un bureau, des variations de luminosité dues au flicker peuvent entraîner de la fatigue visuelle ou des distractions pour les travailleurs. De même, dans les installations industrielles, des fluctuations de luminosité peuvent affecter le bon fonctionnement des systèmes de contrôle automatique ou des machines sensibles.

En outre, les variations de tension se manifestent par des fluctuations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude, généralement inférieures à 10 % de la tension nominale.

**c) Creux de tension**

Un creux de tension est caractérisé par une chute de tension comprise entre 10 % et 90 % de sa valeur nominale, sur une période variant de 10 ms à 1 minute. De manière similaire, une coupure brève se produit lorsque la chute de tension dépasse les 90 % de la valeur nominale, également pour une durée de 10 ms à 1 minute. Ces événements, souvent qualifiés de "sags" (terme technique utilisé pour décrire un type particulier de creux de tension), sont associés à des situations où la tension électrique connaît une chute temporaire en dessous d'un seuil spécifié. Les causes de ces creux de tension peuvent être diverses, allant de la mise en service de charges importantes à des court-circuits momentanés.

Ces creux de tension peuvent avoir des répercussions néfastes sur les équipements électriques sensibles, tels que les ordinateurs et les systèmes de contrôle industriels, entraînant ainsi des interruptions de service coûteuses et potentiellement dommageables pour les opérations. Dans le contexte des systèmes PV connectés au réseau, les creux de tension peuvent compromettre la production d'énergie et affecter la stabilité du réseau dans son ensemble. Afin de minimiser l'impact de ces événements sur les équipements sensibles, des dispositifs tels que les dispositifs d'alimentation sans interruption (ASI) peuvent être déployés. Ces dispositifs assurent une alimentation électrique stable en cas de creux de tension, garantissant ainsi la continuité des opérations et la protection des équipements sensibles.

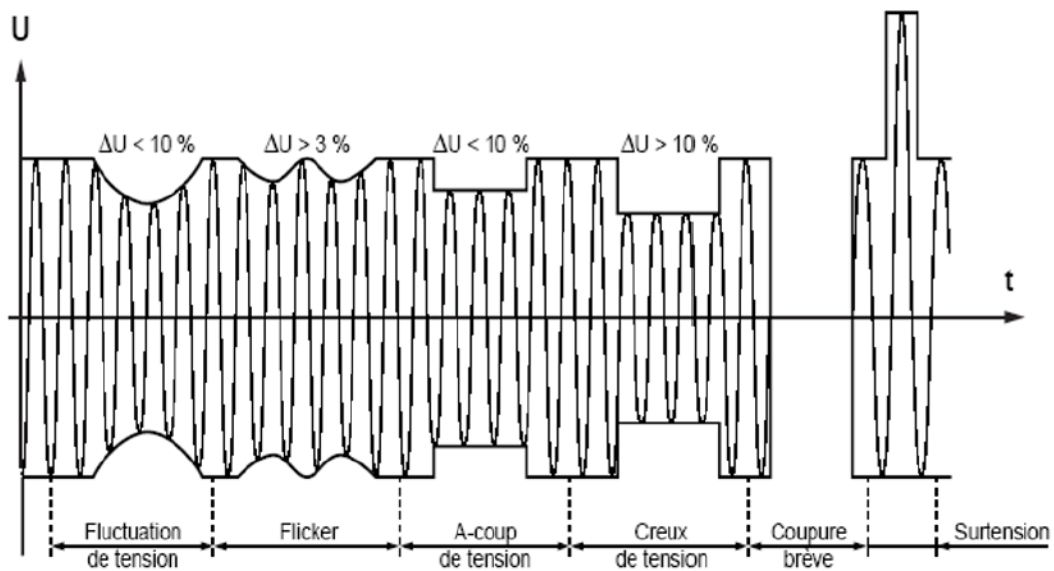
#### **d) Surtensions**

Les surtensions, fréquentes dans les systèmes PV, surviennent lorsqu'une augmentation soudaine et significative de la production solaire provoque une élévation de la tension dans le réseau de distribution électrique. Ces pics de production, souvent observés en périodes de faible consommation, comme les jours de semaine, peuvent endommager les équipements électriques et compromettre le fonctionnement des dispositifs de protection. De plus, les clients proches des installations PV peuvent également subir des surtensions si les dispositifs de régulation de tension ne sont pas correctement ajustés. La capacité à tolérer ces surtensions dépend directement de la capacité du réseau à gérer les variations de tension, comme illustré par le concept de LVRT (Low Voltage Ride Through). Pour atténuer ces risques, il est crucial de mettre en œuvre des dispositifs de régulation de tension efficaces et de surveiller attentivement les fluctuations du réseau. Une coordination étroite entre les opérateurs de réseau et les propriétaires d'installations solaires est essentielle pour garantir la stabilité et la sécurité du système électrique dans son ensemble contre les dommages liés à ces fluctuations de tension.

#### **e) Chutes de tension**

Les chutes de tension, un phénomène électrique significatif, surviennent lorsqu'il y a une diminution notable de la tension sur une période prolongée. Cette baisse de tension se produit généralement en raison d'une capacité de charge insuffisante dans le réseau électrique ou d'une résistance élevée dans les câbles de distribution. L'impact de ces chutes de tension peut être considérable, affectant négativement la performance des équipements électriques et des systèmes solaires photovoltaïques. En effet, une tension réduite peut compromettre le

fonctionnement optimal des appareils électriques, entraînant une sous-performance et une réduction de leur durée de vie. Dans le cas spécifique des systèmes PV, les chutes de tension peuvent entraîner une diminution de la production d'énergie solaire, ce qui réduit leur efficacité opérationnelle globale. Pour remédier à ce problème, des efforts sont nécessaires pour améliorer l'infrastructure électrique, notamment en renforçant la capacité de charge du réseau et en réduisant la résistance dans les câbles de distribution. De plus, la mise en œuvre de techniques de gestion de la charge peut aider à atténuer les chutes de tension en optimisant la distribution de l'énergie électrique. En agissant ainsi, il est possible de réduire les interruptions de service, d'améliorer la fiabilité du réseau électrique et de garantir un fonctionnement optimal des équipements électriques et des systèmes PV. La Figure II.4 : indique les différents types de perturbations de la tension.



**Figure II.4 :** Différents types de perturbations de la tension [8]

#### f) Déséquilibre entre phases

Dans les secteurs résidentiels, les onduleurs sont généralement de petite puissance et fonctionnent souvent en mono ou biphasé. Cependant, dans les réseaux basse tension (BT) triphasés, une répartition inégale de la production PV entre les trois phases peut causer des déséquilibres dans le réseau. Ces variations de tension peuvent avoir des conséquences néfastes, telles que la génération de courants inverses induisant des couples de freinage indésirables et des surchauffes dans les moteurs à courant alternatif. De plus, elles peuvent perturber le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase.

Il est donc crucial de surveiller et de maintenir l'équilibre des phases dans les installations PV, en particulier dans les réseaux triphasés. Des mesures correctives, comme l'installation d'onduleurs triphasés équilibrés ou l'utilisation de dispositifs de répartition de charge, peuvent s'avérer nécessaires pour atténuer ces déséquilibres de tension et garantir un fonctionnement optimal du réseau électrique. En prenant en compte ces aspects, il est possible d'améliorer la fiabilité et les performances des installations PV tout en minimisant les risques de dysfonctionnement des équipements électriques.

## **2. Instabilité en fréquence**

Idéalement, les tensions triphasées d'un réseau électrique sont alternatives, sinusoïdales et maintenues à une fréquence constante de 50 ou 60 Hz, selon le pays. Des variations de fréquence peuvent survenir à cause de pertes importantes de production, lorsque des générateurs tombent en panne ou que des sources de production sont déconnectées, de l'îlotage, où des parties du réseau se détachent et fonctionnent indépendamment, rendant difficile le maintien d'une fréquence stable par les générateurs isolés, et de défauts sur le réseau, où les chutes de tension résultantes réduisent la charge et provoquent des variations de fréquence. Bien que ces variations soient généralement faibles (moins de 1%), elles doivent être minimisées pour éviter les perturbations des équipements électroniques et électriques sensibles. En Europe, où les réseaux sont fortement interconnectés, des mécanismes sophistiqués de contrôle de la fréquence sont utilisés pour maintenir la stabilité.

### **a. Forme d'onde**

La forme d'onde des tensions dans un système triphasé doit idéalement être une sinusoïde parfaite. Toutefois, des perturbations peuvent altérer cette forme d'onde, entraînant des déviations par rapport à la sinusoïde idéale. Dans de tels cas, la tension est souvent représentée comme une onde fondamentale à 50 Hz accompagnée d'harmoniques, c'est-à-dire des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50 Hz. En plus des harmoniques, les tensions peuvent contenir des signaux non périodiques appelés bruits. Les harmoniques et les bruits peuvent avoir des impacts négatifs sur la performance des équipements et sur l'efficacité globale du réseau électrique.

### **b. Symétrie**

La symétrie d'un système triphasé est caractérisée par l'égalité des amplitudes des trois tensions et leurs déphasages relatifs de 120 degrés, ce qui assure une distribution uniforme

de l'énergie et une efficacité optimale des systèmes électriques. Toutefois, des déséquilibres peuvent survenir en raison de charges asymétriques, où des charges inégalement réparties sur les phases entraînent des courants de retour élevés et des pertes supplémentaires dans les conducteurs neutres, ou de défauts de connexion, comme des problèmes de câblage ou des connexions incorrectes, qui créent des déséquilibres de tension et de courant. Ces déséquilibres peuvent causer des surchauffes, des vibrations dans les moteurs et une dégradation générale de la performance des équipements. Les réseaux bien conçus intègrent des dispositifs de compensation et des techniques de surveillance pour maintenir la symétrie et prévenir les déséquilibres.

### **II.6. 2 Qualité du courant**

La qualité du courant fait référence à la déviation des courants de leur forme idéale, et elle est définie de manière similaire à celle des tensions, en tenant compte de quatre paramètres principaux : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie. Dans des conditions idéales, les trois courants devraient maintenir une amplitude et une fréquence constantes, être déphasés de 120 degrés les uns par rapport aux autres, et présenter une forme d'onde purement sinusoïdale.

Bien que le terme "qualité du courant" soit moins couramment utilisé, il est important de reconnaître son importance, car la qualité du courant est étroitement liée à celle de la tension et aux caractéristiques des charges électriques. En effet, la qualité de l'énergie électrique est souvent définie principalement par la qualité de la tension. Cette corrélation entre la qualité du courant et celle de la tension souligne l'importance de surveiller et de maintenir ces paramètres pour garantir un fonctionnement optimal des équipements électriques et électroniques [19].

## **II.7. Classification de l'instabilité de qualité de l'énergie basée sur la durée des perturbations**

### **II.7. 1. Perturbations transitoires**

Les perturbations transitoires sont des altérations temporaires du courant électrique qui ont une durée très courte, généralement inférieure à une demi-période fondamentale. Elles surviennent souvent en raison de manœuvres sur le réseau électrique telles que les ouvertures ou les fermetures de disjoncteurs, ainsi que des phénomènes naturels comme la foudre. Ces perturbations transitoires peuvent se propager rapidement à travers le réseau, provoquant des

variations brusques de tension et de courant qui peuvent endommager les équipements sensibles.

### **II.7. 2. Perturbations de courte durée**

Les perturbations de courte durée comprennent les creux de tension, les coupures brèves et les surtensions. Elles se caractérisent par des altérations plus prolongées que les perturbations transitoires, mais leur durée reste relativement courte. Les creux de tension se produisent lorsque la tension chute brusquement en dessous de la valeur nominale, les coupures brèves correspondent à une perte de tension importante pendant une période courte, tandis que les surtensions sont des pics de tension au-dessus de la valeur nominale. Ces perturbations sont souvent causées par des courts-circuits ou des variations soudaines de la charge électrique et peuvent avoir des conséquences graves sur les équipements électriques en perturbant leur fonctionnement normal.

### **II.7. 3. Perturbations permanentes**

Les perturbations permanentes représentent des altérations continues du courant électrique qui persistent sur une durée prolongée. Elles englobent le flicker, les harmoniques, le déséquilibre ainsi que les variations de tension et de fréquence. Contrairement aux perturbations transitoires et de courte durée, ces altérations sont souvent dues à la nature intermittente de l'énergie solaire et à la présence de charges non linéaires ou fluctuantes dans le réseau électrique. Les harmoniques, par exemple, se présentent sous forme de multiples de la fréquence fondamentale et sont couramment générées par des équipements électroniques tels que les onduleurs et les charges connectées au point de connexion au réseau. Ces perturbations permanentes peuvent entraîner des problèmes à long terme tels que des échauffements excessifs et un vieillissement prématuré des équipements électriques.

## **II.8. Effets des perturbations électriques**

Les effets des perturbations électriques peuvent avoir des conséquences à la fois à court terme et à long terme sur les équipements électriques, les systèmes électriques et les utilisateurs finaux.

### **II.8.1. Effets à court terme**

Les effets à court terme des perturbations électriques sont souvent immédiats et peuvent inclure le déclenchement inattendu des dispositifs de protection tels que les disjoncteurs ou

les fusibles. Lorsqu'une perturbation électrique dépasse les limites tolérables, les dispositifs de protection réagissent en coupant l'alimentation électrique pour éviter d'endommager les équipements électriques sensibles ou de provoquer des situations dangereuses telles que les incendies électriques. De plus, les perturbations électriques peuvent causer des dysfonctionnements temporaires ou permanents des équipements, des pannes de courant intermittentes, des microcoupures ou des fluctuations de tension qui peuvent perturber le fonctionnement normal des appareils électriques.

### **II.8.2. Effets à long terme**

les effets à long terme des perturbations électriques peuvent se manifester progressivement au fil du temps et peuvent inclure des dommages structurels ou fonctionnels permanents aux équipements électriques. Par exemple, des surtensions répétées ou des fluctuations de tension prolongées peuvent entraîner une dégradation accélérée des composants électroniques, une surchauffe des câbles et des transformateurs, voire des pannes prématurées des équipements. De plus, les harmoniques de courant peuvent générer des pertes d'énergie supplémentaires dans les câbles et les transformateurs, entraînant une inefficacité énergétique et des coûts supplémentaires pour l'exploitant du système électrique.

### **II.9. Perturbations harmoniques**

Les harmoniques sont des composantes sinusoïdales d'un signal dont les fréquences sont des multiples de sa fréquence fondamentale. Chaque harmonique est définie par son rang, représenté par un nombre réel positif, indiquant combien de fois sa fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale. Les perturbations harmoniques, souvent causées par l'introduction de charges non linéaires telles que les variateurs de vitesse et les alimentations à découpage, peuvent avoir des conséquences néfastes sur les systèmes électriques. Outre les échauffements susceptibles de réduire la durée de vie des équipements, elles peuvent entraîner des dysfonctionnements et des erreurs de mesure. L'amplitude des harmoniques diminue généralement avec la fréquence, ce qui signifie que les harmoniques de rang plus élevé ont généralement une amplitude plus faible que celles de rang plus bas. Les normes électriques, souvent limitées au rang 40, tiennent compte de cette décroissance d'amplitude. On distingue deux principaux types d'harmoniques: les harmoniques en tension, généralement observées à la source ou à proximité des machines tournantes, et les harmoniques en courant, plus souvent associées à des charges non linéaires. Cette distinction

est cruciale car elle influence les stratégies de mesure et de suppression des harmoniques dans les systèmes électriques [23].

### **II.10. Injection de courant continu**

Des recherches récentes ont révélé que tous les types d'onduleurs, qu'ils soient équipés de transformatrices hautes fréquences (HF), basse fréquence (BF) ou sans transformateur, injectent un faible courant continu dans le réseau électrique, ce qui peut compromettre le fonctionnement et la durabilité des équipements, notamment la protection différentielle et les compteurs électriques. Cette injection de courant continu perturbe les dispositifs de protection différentielle, provoquant des détections erronées de défauts et affectant la fiabilité des installations. De plus, elle peut entraîner des erreurs de facturation et exercer des contraintes supplémentaires sur les équipements du réseau, augmentant le risque d'usure prématurée. Pour assurer la sécurité, une coupure doit être déclenchée en moins de 0,2 seconde en cas de présence de courant continu dans le réseau basse tension, suite à un dysfonctionnement du générateur [19], [22], [23], [25], [26].

### **II.11. Solutions pour une intégration meilleure des énergies renouvelables**

L'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques pose des défis techniques et opérationnels, mais plusieurs solutions peuvent être mises en place pour surmonter ces obstacles et garantir une transition efficace et stable vers des sources d'énergie plus durables. Voici quelques-unes des solutions clés [22], [23]:

#### **II.11. 1. Systèmes de stockage d'énergie**

Les systèmes de stockage d'énergie, tels que les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS, "Battery Energy Storage Systems" en anglais), sont essentiels pour gérer l'intermittence des EnR. Ils permettent de stocker l'énergie excédentaire produite durant les périodes de forte production aussi (par exemple, en plein soleil pour les modules PV) et de la redistribuer lorsque la production est faible. Cela aide à stabiliser l'approvisionnement en énergie et à maintenir une fréquence et une tension constantes.

#### **II.11. 2. Technologies de prévision améliorées**

Les modèles de prévision météorologique et de production d'énergie renouvelable sont de plus en plus sophistiqués. Ils permettent de prévoir avec précision la production d'énergie solaire et éolienne, facilitant la planification et la gestion du réseau. Des prévisions précises

aident à anticiper les variations de production et à préparer les mesures nécessaires pour maintenir la stabilité du réseau.

### **II.11. 3. Réseaux Intelligents (Smart Grids)**

Les réseaux intelligents utilisent des technologies avancées de communication et de gestion pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la sécurité du réseau électrique. Ils permettent une gestion en temps réel de la production et de la consommation d'énergie, facilitant l'intégration des EnR. Les smart grids peuvent ajuster automatiquement l'offre et la demande, et intégrer facilement des sources d'énergie renouvelable.

### **II.11. 4. Dispositifs de compensation et de filtrage**

Dans les systèmes PV, les dispositifs de compensation et de filtrage modernes remplacent les anciens équipements comme les condensateurs et les réacteurs par des systèmes avancés de transmission AC flexibles (FACTS). Les dispositifs en série, tels que les régénérateurs de tension dynamique (DVR), corrigent les creux de tension, tandis que les dispositifs en parallèle, comme les compensateurs statiques de tension (SVC) et les compensateurs statiques (STATCOM), régulent la tension et améliorent la qualité de l'énergie. Les dispositifs série-parallèle, tels que le Unified Power-Quality Conditioner (UPQC), combinent ces fonctions pour optimiser à la fois la compensation de la tension et la filtration des harmoniques, assurant ainsi une stabilité et une qualité de l'alimentation dans les systèmes PV.

### **II.12. Importance du grid code**

Les grid-codes sont des spécifications techniques essentielles élaborées pour garantir le bon fonctionnement et l'intégration sécurisée des parcs éoliens et des centrales solaires photovoltaïques dans les systèmes électriques. Leur objectif principal est d'assurer que les centrales à énergie renouvelable ne compromettent pas la sécurité et la fiabilité du réseau tout en fournissant une énergie de haute qualité. Étant donné que les technologies EnR sont relativement récentes et en constante évolution, et que leur adoption dans certains pays européens a progressé plus rapidement que prévu, les grid-codes ont dû être continuellement mis à jour. Cette adaptation progressive des grid-codes permet de suivre l'évolution technologique et la croissance des EnR, garantissant ainsi une intégration harmonieuse et stable de ces sources d'énergie dans les systèmes électriques existants [22].

**II.13. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons exploré les enjeux liés à l'intégration des EnR dans les réseaux électriques, en mettant en lumière les problèmes d'instabilité et de dégradation de la qualité de l'énergie. Plusieurs causes principales ont été identifiées : la qualité de la tension et du courant due aux équipements non linéaires, l'intermittence de la production PV, et l'importance de l'utilisation de codes de réseau adaptés aux conditions locales. Des solutions pour atténuer ces problèmes ont été proposées. Les prochains chapitres analyseront en détail les impacts des EnR sur la qualité de l'énergie et examineront l'importance des codes de réseau et des systèmes de stockage pour améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.

**Références**

- [18] A. A. Elbaset and M. S. Hassan, "Design and power quality improvement of photovoltaic power system", Livre, Springer, doi: 10.1007/978-3-319-47464-9. 2016
- [19] Ashutosh K. Giri et al "Power Quality: Infrastructures and Control," Livre, Springer, doi.10.1007/978-981-19-7956-9, 2023.
- [20] V. Ignatova, "Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique," These de doctorat, Université de Grenoble, 2006.
- [21] Radu-Emil Precup et al, "Solar photovoltaic power plants," Livre , Springer, doi: 10.1155/2017/1041375, 2017.
- [22] MAKHLOUFI Saida, " Impact d ' intégration des énergies renouvelables sur le réseau isolé d ' Adrar," These de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, 2017.
- [23] BOUCHAKOUR Salim, " Contribution à l'étude et commande d'un couplage des systèmes hybrides (reseau et photovoltaïque) pour la production d'énergie électrique ," These de doctorat, Université djillali liabes de sidi-bel-abbes 2015.
- [24] César Augusto Slongo, "Low-voltage direct current distribution grids : main AC / DC converter, power quality , and protections analysis," These de doctorat, Université de bordeaux," 2023.
- [25] F R I A b d e l a z i z, "Contribution à l' amélioration de la qualité de la tension délivrée par un système photovoltaïque dans un réseau électrique,"These de doctorat, Université de Uni v e r s i t é Sidi Mohammed Ben Abde l lah, Maroc, 2017.
- [26] Ahmed Ousmane Bagre, "Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso," These de doctorat, Université du Havre, 2014.

# **Chapitre III**

## **Code du réseau des systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux**

### **III.1. Introduction**

Les codes de réseau, également connus sous le terme anglais "grid codes", sont des régulations essentielles qui guident la conception, l'installation, l'exploitation et la maintenance des systèmes électriques, particulièrement ceux intégrant des sources d'énergie renouvelable comme les systèmes photovoltaïques (PV). À mesure que la transition énergétique mondiale s'accélère, avec une augmentation significative de la capacité installée en énergies renouvelables, les codes de réseau jouent un rôle de plus en plus crucial pour garantir que ces nouvelles sources d'énergie s'intègrent harmonieusement et efficacement dans les infrastructures existantes [27].

Dans ce chapitre, nous explorerons en détail les fondements du code de réseau pour les systèmes PV connectés au réseau à l'échelle mondiale. Nous examinerons les principales caractéristiques régies par le code, telles que les spécifications techniques des systèmes PV, les exigences d'interconnexion, les normes de qualité d'électricité, les mécanismes de comptage et de facturation, ainsi que les procédures d'inspection et de certification. En outre, nous analyserons les différences entre les codes de différents pays et les avantages que ces régulations apportent aussi bien au réseau électrique qu'aux propriétaires de systèmes PV.

### **III.2. Contexte et importance des codes de réseau**

L'essor des EnR, en particulier l'énergie solaire PV, présente des défis uniques pour la stabilité et la gestion des réseaux électriques. Contrairement aux sources d'énergie traditionnelles telles que les centrales à charbon ou à gaz, les systèmes PV sont intermittents et leur production dépend de facteurs environnementaux variables comme l'ensoleillement. Cette variabilité peut introduire des fluctuations importantes dans l'alimentation électrique, ce qui nécessite des mécanismes de régulation rigoureux pour maintenir la stabilité et la qualité de l'énergie sur le réseau [27], [28].

Les codes de réseau répondent à cette nécessité en établissant des normes techniques et des protocoles que tous les acteurs du secteur énergétique doivent suivre. Ils couvrent divers aspects, allant des exigences techniques pour les équipements de production et de distribution d'électricité aux procédures de réponse en cas de perturbations ou d'urgences. En définissant des critères clairs et uniformes, les codes de réseau assurent que les systèmes PV et autres sources renouvelables peuvent être intégrés de manière efficace et sécurisée, minimisant ainsi les risques de perturbations pour l'ensemble du réseau [27], [28].

### **III.2.1. Impact du grid code sur la performance globale du réseau**

Les codes de réseau influencent profondément la performance globale du réseau électrique. En dictant les conditions techniques et opérationnelles pour les systèmes PV, ils jouent un rôle central dans la gestion de la variabilité et de l'intermittence des énergies renouvelables. Par exemple, ils exigent souvent des systèmes PV qu'ils soient capables de fournir des services auxiliaires comme la régulation de la tension et de la fréquence, contribuant ainsi à la stabilité du réseau. De plus, en imposant des limites sur les distorsions harmoniques et autres perturbations, les codes de réseau aident à maintenir une qualité d'énergie élevée, essentielle pour le bon fonctionnement des équipements électriques sensibles [27].

### **III.3. Fonctions clés des codes de réseau**

Les codes de réseau remplissent plusieurs fonctions essentielles qui garantissent la stabilité, la qualité, la sécurité et l'interopérabilité des systèmes PV connectés au réseau. Chaque fonction joue un rôle crucial pour assurer que les systèmes PV s'intègrent efficacement dans le réseau électrique existant, sans compromettre sa performance globale [1]- [3],[5], [6].

#### **III.3.1 Stabilité du réseau**

##### **1. Régulation de la tension et de la fréquence**

Les codes de réseau définissent des critères stricts pour la régulation de la tension et de la fréquence, aspects critiques pour maintenir la stabilité du réseau. Dans un réseau électrique, la production d'énergie doit être équilibrée avec la consommation à tout moment. Les systèmes PV, étant des sources d'énergie intermittentes, peuvent provoquer des fluctuations de puissance qui, si elles ne sont pas correctement gérées, peuvent déstabiliser le réseau. Les codes de réseau prescrivent des méthodes pour que les onduleurs PV réagissent aux variations de tension et de fréquence, par exemple en ajustant leur production ou en se déconnectant temporairement du réseau pour éviter des déséquilibres majeurs [27], [28], [29], [31], [32].

##### **2. Gestion des fluctuations de production**

Les systèmes PV sont soumis à des variations d'ensoleillement, ce qui entraîne des fluctuations dans la production d'électricité. Les codes de réseau imposent des exigences sur les capacités des systèmes PV à supporter ces variations sans compromettre la stabilité du réseau. Cela inclut l'utilisation de technologies de stockage d'énergie et de dispositifs de régulation qui peuvent lisser les variations de production et fournir une alimentation plus stable.

### **III.3.2. Qualité de l'énergie**

#### **1. Limitation des distorsions harmoniques**

Les codes de réseau imposent des limites strictes sur les distorsions harmoniques que les systèmes PV peuvent introduire dans le réseau. Les harmoniques sont des courants et tensions électriques à des fréquences multiples de la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz). Ils peuvent perturber le fonctionnement des équipements électriques et réduire l'efficacité énergétique du réseau. En imposant des limites sur les niveaux d'harmoniques, les codes de réseau assurent que l'intégration des systèmes PV n'entraîne pas de dégradation de la qualité de l'énergie [27]-[29], [31], [32].

#### **2. Contrôle des variations de tension**

Les variations de tension peuvent causer des dommages aux équipements électriques et réduire leur durée de vie. Les codes de réseau définissent des seuils pour les variations de tension acceptables et imposent des exigences sur les systèmes PV pour qu'ils maintiennent la tension dans ces limites. Cela inclut l'utilisation de technologies avancées de contrôle de tension et de dispositifs de compensation qui peuvent ajuster la production PV pour stabiliser la tension [1], [28], [29], [31], [32].

### **III.3.3. Sécurité**

#### **1. Protection des équipements et des personnes**

La sécurité est une priorité dans la conception et l'exploitation des systèmes électriques. Les codes de réseau établissent des protocoles de sécurité détaillés pour protéger à la fois les équipements et les personnes. Cela inclut des exigences sur la déconnexion des systèmes PV en cas de défauts ou d'anomalies sur le réseau, pour éviter des surcharges, des courts-circuits ou des incendies. Les systèmes PV doivent également être équipés de dispositifs de protection comme des disjoncteurs et des fusibles qui peuvent isoler rapidement les sections défectueuses du réseau [27]- [29], [31], [32].

#### **2. Conditions de déconnexion**

Les codes de réseau précisent les conditions sous lesquelles les systèmes PV doivent se déconnecter du réseau pour protéger l'infrastructure et les utilisateurs. Cela peut inclure des seuils pour les variations de tension et de fréquence, des conditions météorologiques extrêmes,

ou des défauts électriques. La capacité de se déconnecter rapidement et en toute sécurité aide à prévenir des incidents majeurs et à maintenir la stabilité du réseau.

### III.3.4. Synchronisation avec le réseau électrique

La synchronisation avec le réseau électrique est essentielle pour intégrer les systèmes PV sans perturber l'équilibre du réseau. Elle garantit que les systèmes PV fonctionnent en phase avec la fréquence du réseau (50 Hz ou 60 Hz) et régulent leur tension de sortie pour correspondre à celle du réseau, évitant ainsi des problèmes de surtension ou sous-tension. Une réponse rapide aux variations de fréquence et de tension est nécessaire pour assurer une intégration fluide, en tenant compte des exigences du réseau et des conditions locales [27]- [29], [31], [32].

#### Marges de la tension et de la fréquence

La connexion des onduleurs photovoltaïques au réseau électrique doit respecter des marges de tension et de fréquence pour garantir une opération sûre et fiable. En Europe, les onduleurs fonctionnent avec une tension d'entrée AC de 195 V à 253 V pour un réseau de 230 V, tandis qu'en Amérique du Nord, cette plage varie de 110 V à 130 V (120 V) ou de 220 V à 260 V (240 V). La tension d'entrée DC se situe généralement entre 400 V et 800 V. Les onduleurs doivent également respecter une plage de fréquence de 49,5 Hz à 50,5 Hz pour un réseau de 50 Hz en Europe et de 59,3 Hz à 60,5 Hz pour un réseau de 60 Hz en Amérique du Nord. Ces marges sont essentielles pour garantir la compatibilité et la sécurité des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Voici un tableau récapitulatif des marges de tension et de fréquence :

Paramètre	Plage (Europe)	Plage (Amérique du Nord)
Tension d'entrée AC	195 V - 253 V	110 V - 130 V (120 V) ou 220 V - 260 V (240 V)
Tension d'entrée DC	400 V - 800 V	400 V - 800 V
Fréquence de fonctionnement	49,5 Hz - 50,5 Hz	59,3 Hz - 60,5 Hz
Tension nominale	230 V	120 V / 240 V
Fréquence nominale	50 Hz	60 Hz

### III.3.5. Communication avec le gestionnaire du réseau

La communication avec le gestionnaire du réseau est essentielle pour une intégration réussie des systèmes PV au réseau électrique, et elle est étroitement liée au grid code. Le grid code

établit les exigences de communication bidirectionnelle entre les systèmes PV et le gestionnaire du réseau, permettant ainsi un échange d'informations en temps réel sur la production et la consommation d'électricité. Cette communication permet au gestionnaire du réseau de surveiller les performances des installations PV et de prendre des mesures proactives pour maintenir l'équilibre du réseau. En respectant les directives de communication du grid code, les systèmes PV contribuent à une intégration harmonieuse et efficace dans le réseau électrique, favorisant ainsi une transition réussie vers un système énergétique durable et renouvelable.

### **III.4. Cadre réglementaire et législation internationale**

L'élaboration du Grid Code est souvent le résultat d'une collaboration entre les gestionnaires de réseaux, les autorités réglementaires et les parties prenantes de l'industrie de l'énergie. Les organismes de normalisation internationaux, tels que l'International Electrotechnical Commission (IEC) et l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), jouent un rôle clé en développant des normes techniques qui servent de référence dans l'élaboration du Grid Code [27].

De plus, certaines régions et certains pays peuvent avoir des directives spécifiques concernant l'intégration des EnR au réseau électrique. Par exemple, dans l'Union européenne, la directive 2018/2001/UE sur l'énergie renouvelable établit des objectifs contraignants pour la part des EnR dans le mix énergétique des États membres. Le Grid Code dans ces régions doit être conforme à ces directives et prendre en compte les spécificités locales pour faciliter l'intégration efficace des systèmes PV tout en garantissant la sécurité et la stabilité du réseau électrique[27].

#### **III.4.1. Analyse des normes et directives du Grid Code**

##### **1. Normes internationales (par exemple IEC, IEEE, ISO)**

Les normes internationales jouent un rôle crucial dans la conception et la mise en œuvre du Grid Code pour l'intégration des systèmes PV au réseau électrique. Ces normes sont élaborées par des organismes de normalisation mondiaux tels que l'International Electrotechnical Commission (IEC), l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), et l'International Organization for Standardization (ISO). Elles visent à fournir des directives techniques et réglementaires pour assurer une interconnexion sûre, fiable et efficace des installations PV au réseau [27].

## **2. Normes de sécurité pour les systèmes photovoltaïques**

L'analyse des normes internationales de sécurité pour les systèmes photovoltaïques permet de comprendre les critères de sécurité essentiels à prendre en compte dans le Grid Code pour garantir la protection des personnes, des biens et du réseau électrique dans son ensemble. Ces normes fournissent des références techniques précieuses pour l'élaboration de réglementations et de lignes directrices spécifiques dans les Grid Codes nationaux et régionaux [44]- [46].

### **DIN EN 61646 :**

La norme DIN EN 61646 fait partie d'une série de normes dédiées aux modules PV. Elle définit les exigences relatives à la conception et à la fabrication de ces modules. Cette norme spécifie notamment les critères de sécurité que les fabricants doivent respecter lors de la conception et de la production des modules PV. Les tests de résistance mécanique, les essais d'endurance climatique et les évaluations d'isolation sont parmi les aspects clés couverts par cette norme. L'objectif principal de la DIN EN 61646 est de garantir la fiabilité et la sécurité des modules PV dans différentes conditions environnementales, afin d'assurer une performance durable et stable des systèmes photovoltaïques [44].

### **DIN IEC 61215 :**

La norme DIN IEC 61215 est une version allemande de la norme internationale IEC 61215, qui traite également des modules PV. Cette norme définit les exigences de performance et de qualification pour les modules PV utilisés dans les systèmes PV raccordés au réseau électrique ou en applications autonomes. Les critères de sécurité couverts par cette norme incluent les essais de résistance aux intempéries, les évaluations d'isolation et les tests de performance électrique. L'objectif principal de la DIN IEC 61215 est de garantir que les modules PV répondent aux exigences de qualité et de sécurité pour leur utilisation dans des installations PV, qu'elles soient raccordées au réseau ou autonomes [45].

### **IEC 62446**

Une norme couramment utilisée est l'IEC 62446, qui définit les exigences pour la vérification, l'inspection et les essais des installations photovoltaïques connectées au réseau. Elle fournit des lignes directrices sur les mesures de sécurité à mettre en place pour garantir une installation correcte et conforme aux normes [46].

### **III.4.2 Normes de qualité d'électricité pour l'injection dans le réseau**

Les normes de qualité d'électricité pour l'injection dans le réseau sont essentielles pour garantir que l'électricité produite par les systèmes PV et injectée dans le réseau est conforme aux exigences de qualité définies par les gestionnaires de réseaux électriques. Ces normes constituent une référence importante pour la conception et la réglementation du Grid Code, et garantissant ainsi la qualité et la fiabilité de l'électricité produite par les systèmes photovoltaïques et injectée dans le réseau [47]-[49].

Les normes suivantes ont été sélectionnées pour garantir la stabilité du réseau électrique et assurer un approvisionnement en électricité sûr et fiable pour les consommateurs. Ces normes visent à maintenir l'intégrité du réseau tout en optimisant la qualité et la continuité du service électrique.

#### **1. IEC 61000-3-2**

L'une des normes les plus importantes dans ce domaine est l'IEC 61000-3-2, qui traite des limites d'émissions d'harmoniques en courant pour les équipements électriques, y compris les systèmes photovoltaïques. Les harmoniques sont des composantes de courant ou de tension qui peuvent être générées par les équipements non linéaires et peuvent entraîner des distorsions du réseau électrique. L'IEC 61000-3-2 définit des limites pour les harmoniques afin de limiter leur impact sur la qualité de l'électricité du réseau [47].

#### **2. IEC 61000-4-15**

Une autre norme importante est l'IEC 61000-4-15, qui spécifie les méthodes de mesure et les limites de fluctuation de tension pour l'évaluation de la qualité d'électricité. Les fluctuations de tension peuvent survenir en raison de la variation de la charge du réseau ou d'autres phénomènes perturbateurs, et elles peuvent affecter les équipements sensibles aux variations de tension. Cette norme établit des critères pour évaluer la stabilité de la tension et garantir qu'elle reste dans des limites acceptables pour une alimentation fiable [48].

#### **3. IEEE519**

La norme IEEE 519 fournit des recommandations et des limites pour le contrôle des harmoniques dans les systèmes électriques, visant à assurer un fonctionnement stable et fiable des équipements électriques. Elle établit des lignes directrices pour la mesure, l'évaluation et le contrôle des harmoniques, ainsi que des directives pour la conception des installations électriques afin de réduire la génération et la propagation des harmoniques. Cette norme est

essentielle pour garantir la qualité de l'énergie électrique dans diverses applications industrielles, commerciales et institutionnelles [49].

### **III.4.3. Facteurs influençant l'adoption des codes**

Les facteurs influençant l'adoption des codes de réseau, tels que le Grid Code pour les systèmes PV connectés au réseau, peuvent être multiples et complexes qui nécessitent une attention particulière pour assurer une intégration réussie des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Ces facteurs peuvent varier selon les pays, les régions et les contextes spécifiques, mais voici quelques éléments clés qui peuvent influencer l'adoption des codes de réseau :

1. **Complexité de la mise en œuvre** : Les normes techniques peuvent être complexes et nécessiter une compréhension approfondie des exigences spécifiques. La mise en œuvre des codes peut donc être difficile, surtout pour les propriétaires d'installations ou les entreprises peu familières avec ces normes.
2. **Coûts associés à la conformité** : La conformité aux normes peut entraîner des coûts supplémentaires, notamment pour l'achat d'équipements certifiés et la réalisation d'inspections. Ces coûts peuvent représenter un obstacle pour certaines entreprises, en particulier pour les petites installations ou les projets à faible budget.
3. **Politiques gouvernementales** : Les politiques gouvernementales, telles que les incitations financières et les objectifs de production d'énergie propre, peuvent influencer l'adoption des codes de réseau. Des politiques claires et stables peuvent encourager les entreprises à se conformer aux normes.
4. **Développement du secteur des énergies renouvelables** : Le degré de développement du secteur des EnR dans un pays peut également jouer un rôle. Les pays avec une forte présence d'énergies renouvelables sont souvent plus enclins à adopter des normes techniques avancées pour faciliter leur intégration au réseau.
5. **Disponibilité des technologies et des équipements** : Si les équipements conformes aux normes sont largement disponibles sur le marché, il sera plus facile pour les entreprises de se conformer aux exigences des codes de réseau. La disponibilité des technologies peut donc influencer l'adoption des normes.

### **III.4.5. Procédures d'inspection et de certification**

La vérification de la conformité aux normes techniques pour les systèmes photovoltaïques connectés au réseau est essentielle pour assurer leur qualité, sécurité et fiabilité. Les organismes de régulation ou les entités compétentes mettent en place des procédures d'inspection pour évaluer si ces systèmes respectent les normes établies. Ces inspections couvrent divers aspects, tels que la connexion au réseau, la qualité de l'énergie produite, la protection contre les surtensions et les fluctuations de tension, ainsi que la communication avec le gestionnaire du réseau. L'utilisation d'équipements photovoltaïques certifiés est également cruciale pour garantir la conformité aux normes internationales ou nationales en matière de qualité, de performance et de sécurité. Les modules PV, les onduleurs et les systèmes de stockage doivent obtenir des certifications délivrées par des organismes indépendants et reconnus, garantissant qu'ils répondent à des normes spécifiques et sont adaptés à une intégration réussie dans le réseau électrique. Enfin, l'évaluation de l'efficacité des procédures d'inspection et de certification est nécessaire pour s'assurer que les installations PV sont conformes aux normes. Les organismes de régulation effectuent des évaluations régulières des résultats des inspections pour identifier de manière fiable les non-conformités et s'assurer que les certifications des équipements restent pertinentes face aux avancées technologiques [50], [51].

### **III.4.6. Institut Algérien de la Normalisation**

L'Institut Algérien de la Normalisation (IANOR) joue un rôle central en tant qu'autorité exclusive de certification pour les produits et les individus en Algérie, garantissant la qualité, la sécurité et la conformité des produits et services. Pour soutenir les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, l'IANOR a établi des Comités Techniques Nationaux (CTN) dédiés, tels que le CTN 60 pour l'énergie solaire et le CTN 69 pour l'efficacité énergétique. Ces comités développent des normes adaptées aux besoins du marché algérien, assurant ainsi que les produits répondent aux exigences de qualité et de performance. En collaborant avec des parties prenantes nationales et internationales, l'IANOR et ses CTN travaillent pour garantir la conformité aux normes les plus élevées tout en favorisant l'innovation et la compétitivité sur le marché mondial. Grâce à ces efforts concertés, l'IANOR renforce son engagement envers la durabilité environnementale et la promotion des technologies énergétiques avancées en Algérie.

### **III.4.7. Organisme Algérien d'Accréditation**

En 2024, l'Organisme Algérien d'Accréditation (ALGERAC), établissement public à caractère industriel et commercial, a délivré le certificat d'accréditation au laboratoire « Étalonnage des

pyranomètres » du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) selon la norme ISO/CEI 17025:2017. La mission principale d'ALGERAC consiste à accréditer les organismes d'évaluation de la conformité (OEC) en mettant en place un système national d'accréditation conforme aux normes nationales et internationales. L'organisme évalue les compétences des OEC, délivre, renouvelle, suspend et retire les accréditations, tout en renforçant l'infrastructure nationale de la qualité. L'accréditation est encadrée par la norme ISO 17011:2004 et couvre les laboratoires d'essais et d'étalonnage (ISO/CEI 17025), les organismes d'inspection (ISO/CEI 17020), ainsi que les organismes de certification [51].

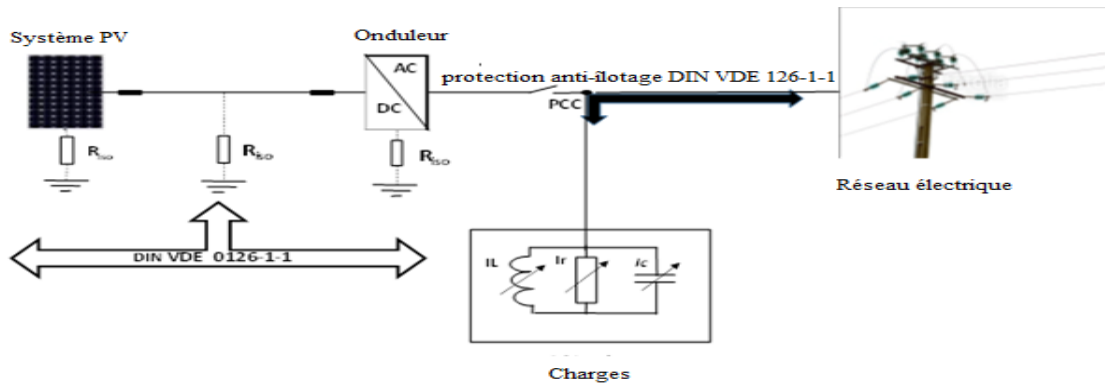
#### **III.4.8. Protection anti-îlotage dans les systèmes photovoltaïques**

La protection anti-îlotage dans les systèmes PV est cruciale pour la sécurité et la stabilité du réseau électrique. L'îlotage se produit lorsque le réseau reste alimenté par une source locale, comme un système PV, après la déconnexion de l'alimentation principale, posant des risques pour les travailleurs de maintenance et la qualité de l'énergie. La protection anti-îlotage détecte et déconnecte automatiquement les systèmes PV, évitant ainsi ces dangers. Elle prévient également les dommages aux équipements causés par les fluctuations de tension et de fréquence, protégeant ainsi les appareils sensibles. En détectant rapidement l'îlotage, elle maintient la stabilité du réseau, prévenant les déséquilibres et les pannes. Ainsi, la protection anti-îlotage est essentielle pour garantir la sécurité, protéger les équipements et maintenir la stabilité du réseau, facilitant l'intégration sûre et efficace des EnR [27], [28], [31].

#### **III.4.9. Importance du DIN VDE 0126-1-1**

La norme DIN VDE 0126-1-1 fait partie d'une série de normes allemandes qui traitent des installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution. Elle spécifie les prescriptions de sécurité pour les installations photovoltaïques connectées au réseau public de basse tension. Les aspects de sécurité électrique couverts par cette norme incluent la protection contre les surintensités, la mise à la terre, la protection contre les contacts directs et indirects, ainsi que la coordination des dispositifs de protection. L'objectif principal de cette norme est de garantir la sécurité des installations PV et des personnes en cas de défaillance ou de conditions anormales du réseau électrique. Elle vise à assurer que les installations PV sont conçues et exploitées conformément aux normes de sécurité établies pour prévenir les risques d'accidents ou de dommages électriques. La conformité à la DIN VDE 0126-1-1 est donc essentielle pour garantir que les systèmes PV sont interconnectés au réseau de manière sûre et conforme aux réglementations en vigueur. Elle encadre les méthodes passives et actives de détection de

l'îlotage, chacune ayant des rôles spécifiques dans la surveillance et la protection des systèmes PV. La figure III.1 illustre le principe de la norme.[28], [29], [31] .



**Figure III.1 :** Principe de surveillance par la norme DIV VDE 0126-1-1

Les paramètres correspondant la protections BT intégré à l’onduleur et doit respecter la pré-norme DIN VDE 0126-1-1 sont détaillés dans le Tableau III-2. Elles sont bien plus utilisées. ces protections intégrées comportent, a priori, une méthode active anti-îlotage (afin de passer les tests de la pré-norme).

<b>Tableau III-2 — Type de protections de découplage en BT[31]</b>		
<b>Protection de découplage BT</b>	<b>Protection de découplage intégré à l’onduleur suivant DIV VDE 126-1-1</b>	
<b>Séparation du réseau amont</b>	Max impédance raccordement amont $Z_{rac} < 1,25 \text{ pus}$ $dZ_{rac} < 1 \Omega$ temporisée < 5 seconde	Dispositif de circuit oscillant Délai < 5 seconde
<b>Détection des défauts polyphasés</b>	Mini de tension instantanée 80% $V_n$	
<b>Marche en réseau séparé</b>	Mini de tension instantanée 80% $V_n$	
	Maxi de tension instantanée 115% $V_n$	
	Mini de fréquence instantanée 47,5 Hz	
	Maxi de fréquence instantanée 50,6 Hz	

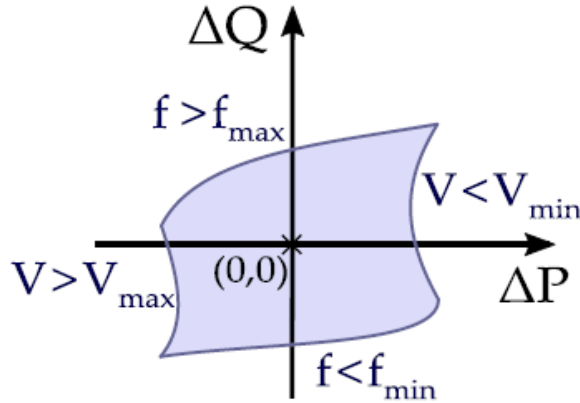
**1. Méthodes Passives anti-îlotage**

La Zone Non Détectante (ZND) est décrite comme un outil crucial pour évaluer l'efficacité des protections dans différents contextes. Elle est définie comme l'espace des conditions initiales qui ne mènent pas à la détection d'un îlot dans les systèmes de protection passive. La ZND la plus étudiée concerne les protections basées sur des seuils en tension et en fréquence, souvent représentées sur un plan  $(\Delta P, \Delta Q)$  décrivant le déséquilibre initial en puissance active et réactive avant la formation de l'îlot. Ce déséquilibre peut être contrôlé expérimentalement ou par simulation en ajustant divers paramètres du système. Le point  $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$  correspond à un équilibre parfait entre la puissance consommée et produite sur le réseau avant l'îlotage, et une fois l'îlotage survenu, le système reste généralement stable sans variation notable de tension ou de fréquence, et donc l'îlot n'est pas détecté. Ainsi, le point  $(\Delta P, \Delta Q) = (0, 0)$  est inclus dans la ZND. En modifiant  $\Delta P$  et/ou  $\Delta Q$ , la tension et la fréquence varient jusqu'à ce qu'un des seuils de protection (en tension ou en fréquence) soit dépassé, délimitant ainsi la ZND. Une représentation schématique de la ZND est fournie dans la Figure III.2 à titre illustratif.[31,32]

$$\Delta Q = Q_{load} - P_{pv} \tag{III. 1}$$

$$\left(1 - \left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta P}{P_{load}} \leq \left(1 - \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2\right) \tag{III.2}$$

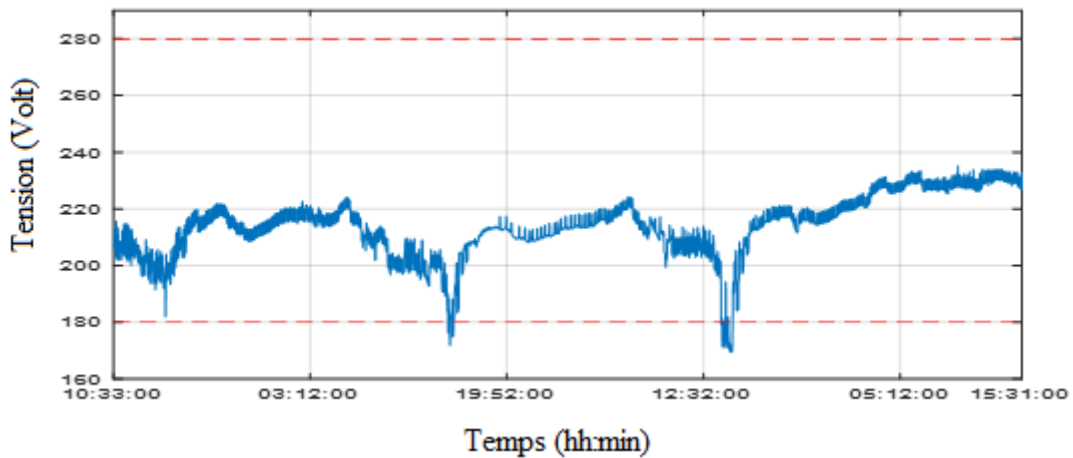
$$Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{min}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{Q_{load}} \leq Q_f \left(1 - \left(\frac{f}{f_{max}}\right)^2\right) \tag{III. 3}$$



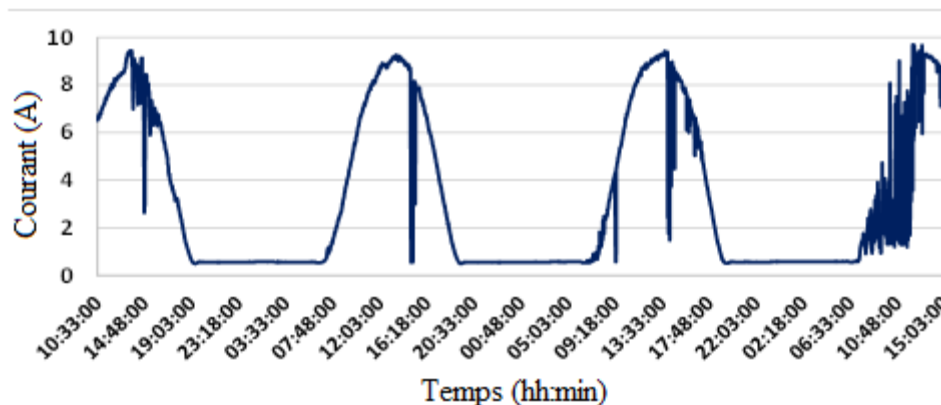
**Figure III.2:** Représentation schématique d'une ZND [31].

À titre d'exemple, la Figure III.3 illustre la déconnexion automatique de l'onduleur conformément à la norme DIN VDE 0126-1-1, détectée par une méthode passive (zone non détectante). Cette déconnexion résulte d'une chute de tension de plus de 15 % par rapport à la

tension nominale au point de couplage commun (PCC) (Figure III.4), causée par une consommation de charge excessive, que ce soit en raison de la quantité ou du type de charges.



**Figure III.3 :** Détection de la baisse de tension par la méthode passive



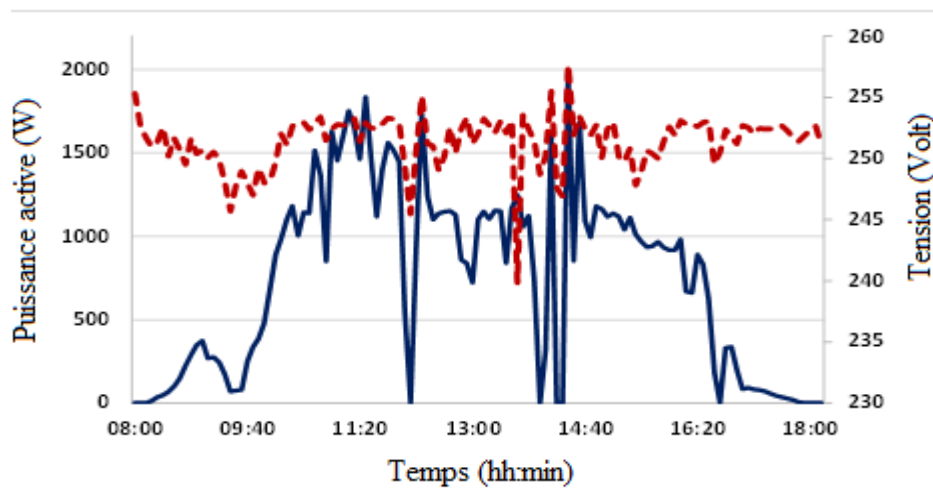
**Figure III.4 :** Déconnexion automatique de l'onduleur par méthode passive pour la protection anti-îlotage

## 2. Méthodes actives anti-îlotage

Les méthodes actives de détection d'îlots électriques se distinguent des méthodes passives par leur capacité à sonder activement le réseau pour détecter les îlots en formation. Parmi ces méthodes, l'injection de signaux et la surveillance de la cohérence sont courantes. L'injection de signaux implique l'envoi contrôlé de variations de tension, de courant ou de fréquence dans le réseau, tandis que la surveillance de la cohérence analyse les caractéristiques électriques à différents points du réseau pour détecter des divergences significatives. Bien que nécessitant une infrastructure spécifique et des algorithmes avancés, les méthodes actives offrent

généralement une détection plus rapide et plus fiable des îlots électriques que les méthodes passives [31].

La Figure III.5 illustre la déconnexion de l'onduleur par la méthode active lorsque l'impédance équivalente au point de couplage commun (PCC) augmente soudainement à  $1,676 \Omega$ , avec des valeurs de  $R = 1,675 \Omega$  et  $L = 0,1 \text{ mH}$ . Cette situation peut être classée comme un îlotage car elle dépasse les limites d'impédance de  $1,25 \Omega$  établies par la norme DIN VDE 0126-1-1. Les raisons de cette déconnexion sont liées au nombre de charges RL et à la pollution harmonique présentes dans cette phase, comme indiqué dans le Tableau III-3.



**Figure III.5 :** Déconnexion automatique de l'onduleur par méthode active pour la protection anti-îlotage

Tableau III-3 — Valeur de THD au PCC		
THD	Valeurs	Unité
$\text{THD}_V$	3,8	%
$\text{THD}_I$	67,3	%

### III.5. Étude de cas

Dans cette section, nous examinons la réponse d'un système PV dans deux scénarios critiques : sa connexion et sa déconnexion du réseau électrique. Nous analysons d'abord la gestion du courant de fuite capacitif du côté AC de l'onduleur vers la terre. Cette gestion est influencée par la topologie de l'onduleur et le régime de neutre TT, où le neutre du transformateur est mis à la

terre, tandis que les masses des équipements ont des prises de terre séparées. Ce système améliore la protection contre les chocs électriques. Ensuite, nous étudions la dégradation de la résistance d'isolement de la partie DC du système PV à l'entrée de l'onduleur, conformément à la norme DIN VDE 0126-1-1. Cette analyse aide à comprendre le comportement du système dans diverses conditions et à assurer sa conformité avec les exigences du grid code.

### **III.5.1 Description du système**

La Figure III.6 présente la configuration détaillée du système PV du Centre de Développement des Énergies Renouvelables. Ce système est constitué de 90 modules PV Isofoton d'une capacité totale installée de 9,54 kW, avec des valeurs nominales de puissance maximale de 106 Wp et des tensions nominales de 12 V. Il se compose de trois sous-systèmes distincts, chacun comprenant 30 modules PV. Pour connecter ces trois ensembles identiques au réseau triphasé, trois onduleurs monophasés de type SMA Sunny Boy 3000TLST-21, d'une puissance nominale de 3 kW, sont utilisés. Chaque sous-ensemble, tel qu'illustré dans la Figure III.7, est formé de deux chaînes parallèles de 15 modules connectés en série. Chacun de ces onduleurs est relié à une phase spécifique du réseau Sonelgaz de 230V, 50Hz. Les données acquises dans la mini-centrale PV sont enregistrées par incréments de cinq minutes et sauvegardées quotidiennement dans le registreur de données SMA Sunny WebBox. Le Sunny Sensor Box, installé sur les modules PV et équipé de plusieurs instruments de mesure des données climatiques (vitesse du vent, irradiance, température ambiante et température du module), collecte les données météorologiques. Pour assurer la sécurité des travailleurs et simplifier la gestion du système, deux dispositifs de protection sont mis en place : une protection CC entre le générateur PV et l'onduleur, et une protection CA entre l'onduleur et les phases d'injection du réseau [27]. Les détails complets des composants et du montage du système sont fournis dans l'annexe I [30,34].

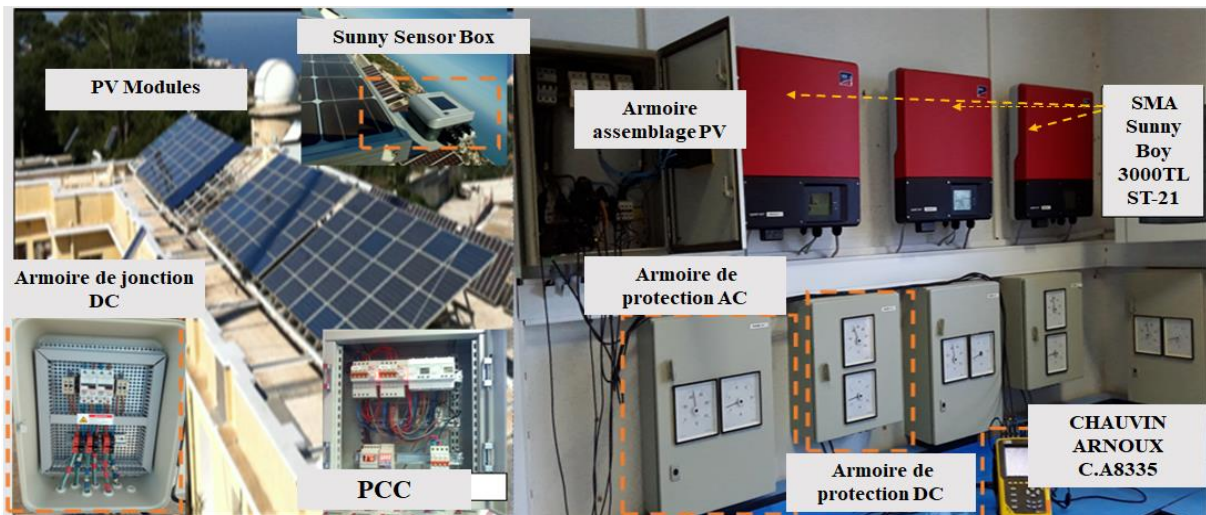


Figure III.6 : Système PV connecté au réseau de distribution basse tension de Bouzaréah (Alger)

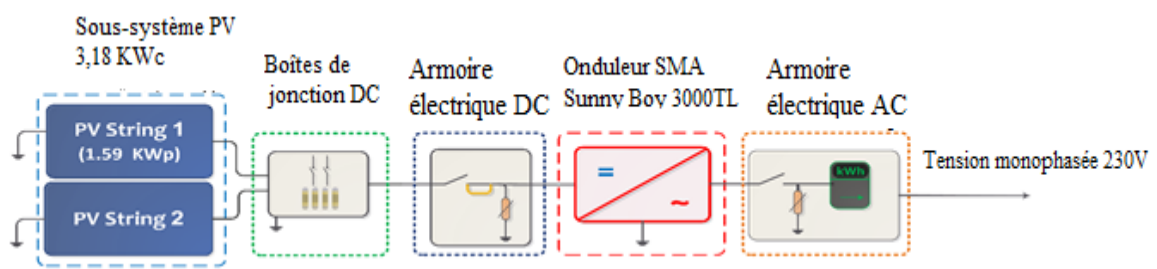


Figure III.7 : Schéma électrique du sous-système expérimental.

### III.5.2. Courant de fuite capacitif

Les systèmes photovoltaïques utilisant des onduleurs sans transformateur (TL) peuvent générer des courants de fuite en raison des caractéristiques capacitives des modules PV et de l'absence d'isolation galvanique entre les composants DC et AC. Ces condensateurs, lorsqu'ils sont exposés à un composant AC dans le circuit DC, produisent des courants de fuite dans la borne de mise à la terre, pouvant atteindre des niveaux dangereux en cas de contact direct avec le fil de mise à la terre (Figure III.8) [34,38]. Dans le premier scénario, cela entraîne une déconnexion momentanée de l'onduleur du réseau public, tandis que dans le deuxième scénario, une interruption de l'alimentation réseau se produit jusqu'à la réactivation manuelle du dispositif de courant résiduel (RCD) dans le câble d'alimentation. Les propriétés physiques du courant de fuite ( $I$ ) peuvent être expliquées comme suit [34]–[38].

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = C \cdot \frac{\Delta U}{\Delta t} = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U \quad (\text{III.4})$$

C : Capacité parasite.

I : Courant de fuite capacitif.

f : Fréquence du réseau.

#### 1. Tension en mode commun

En l'absence de transformateur, la terre du réseau et le générateur PV ne sont pas connectés galvaniquement, ce qui entraîne la formation d'un circuit résonant en mode commun [36, 38]. La tension alternative en mode commun (CM), principalement influencée par la structure topologique et la méthode de contrôle, peut activer ce circuit résonant, provoquant ainsi un courant de fuite significatif vers la terre. Cette tension en mode commun peut résulter de la structure topologique et du schéma de modulation du filtre harmonique (LC) [34,38]. La corrélation de la tension en mode commun peut être formulée de la manière suivante :

$$V_{CM} = \frac{1}{2}(V_{AN} + V_{BN}) \quad (III.5)$$

$V_{CM}$  : Valeur efficace de la tension alternative au niveau de l'onduleur PV (tension en mode commun).

$V_{AN}$  et  $V_{BN}$  : Source de tension contrôlée connectée au neutre N.

Nos topologies choisies pour les onduleurs SMA en pont complet, HERIC (Highly Efficient and Reliable Inverter Concept) et H5, représentent une classe d'onduleurs développée pour améliorer l'efficacité et la fiabilité des systèmes photovoltaïques. Ces onduleurs utilisent des topologies spécifiques permettant de réduire les pertes de puissance en minimisant les pertes par commutation et en optimisant le rendement du système. Largement utilisés dans des applications commerciales, ils réduisent efficacement le courant de fuite en intégrant un seul commutateur avec un onduleur en pont en H [28], [42], [43].

L'onduleur H5 monophasé sans transformateur, grâce à sa conception avancée, optimise l'efficacité dans les systèmes monophasés en abordant les défis liés au courant de fuite capacitif associés à l'absence d'isolation galvanique. En éliminant le besoin d'un transformateur, l'onduleur H5 minimise la taille, le poids et les coûts tout en proposant des solutions innovantes pour l'atténuation du courant de fuite capacitif. Cela représente une avancée significative, offrant des performances élevées et une meilleure gestion du courant de fuite capacitif, faisant de l'onduleur H5 une solution énergétique efficace et fiable pour les applications monophasées.

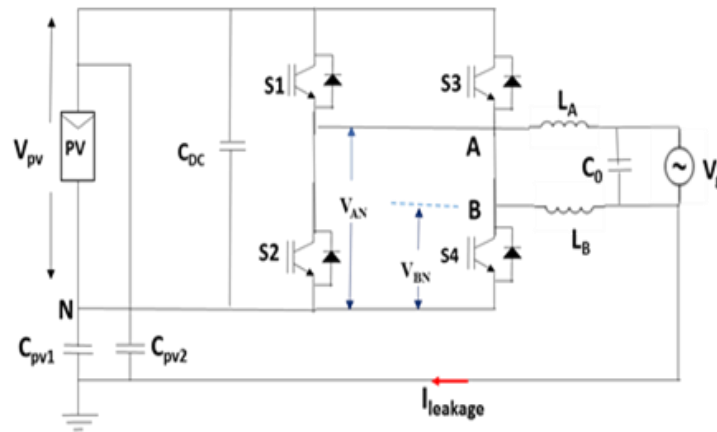
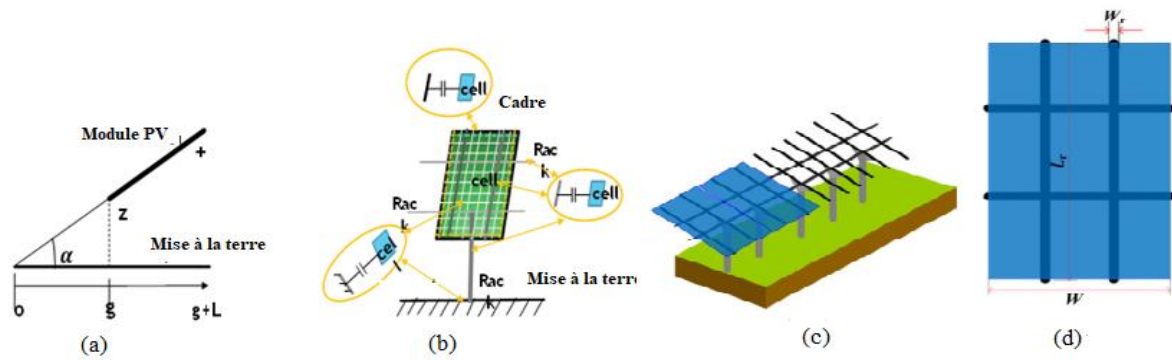


Figure III.8: Onduleur photovoltaïque à pont en H connecté au réseau.

## 2. Capacité Parasite

L'occurrence de courant de fuite dans les systèmes photovoltaïques dépend fortement de la capacité parasite entre le module PV et la terre. Le module PV génère une surface électriquement rechargeable, juxtaposée à un cadre mis à la terre [34-36]. Cette capacité parasite est influencée par divers facteurs, notamment la structure du module solaire et du cadre, la surface de la cellule, la distance entre les cellules, les conditions météorologiques, l'humidité, l'accumulation de poussière ou de sel sur les modules, et la valeur de la résistance de la terre [34, 36]. Les capacités parasites peuvent être catégorisées en tant que capacité d'image de cellule ( $C_{cf}$ ), capacité de rack de cellule ( $C_{cr}$ ), et capacité de cellule-terre ( $C_{cg}$ ) [34,36]. Les performances intrinsèques d'un module sont étroitement liées aux composants environnants, tels que le verre, l'éthylène-acétate de vinyle (EVA), la feuille arrière (Tedlar), et le cadre en aluminium. De plus, la détermination de la capacité est significativement influencée par des éléments associés tels que le cadre du module, le support de montage, ou la terre, tous servant de déterminants du potentiel capacitif (Figure III.9)[34], [36] .



(a) Position du panneau PV (b) différents courants de fuite du panneau PV (c) Structure de support de montage. (d) Vue de dessus d'un panneau photovoltaïque avec ses bandes en aluminium à l'arrière.

**Figure III.9:** Modèle de capacité parasite distribuée pour un module photovoltaïque monté

$$C = C_{cf} + C_{cr} + C_{cg} \quad (III.6)$$

$$C_{cf} = C_{cr} = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r L_r W_r}{T} = C_{in} \quad (III.7)$$

$$C_{cg} = \frac{\epsilon}{\alpha} \ln \frac{L_{pv} + g}{g} \quad (III.8)$$

$$g = \frac{z}{\tan \alpha} \quad (III.9)$$

Où:

C : Capacité parasite totale.

$C_{in} = C_{cf}$ : Capacité cellule\_ cadre.

$C_{cr}$ : Capacité de rack de cellule.

$C_{cg}$ : Capacité de cellule-terre.

$\epsilon_0$ : Permittivité du vide

$\epsilon_r$ : Permittivité relative du diélectrique entre la cellule et la bande d'aluminium.

$L_r$  : Longueur de la bande d'aluminium .

$W_r$  : Largeur de la bande d'aluminium.

T: Distance entre le support et la cellule.

z: Hauteur de montage.

$\alpha$  : Angle entre le module PV et le sol.

### 3. Régime neutre et choix d'un dispositif de courant différentiel résiduel

En Algérie, le régime de neutre TT implique la mise à la terre du neutre de l'alimentation électrique et des masses d'installation, avec un dispositif de courant différentiel résiduel obligatoire surveillant le courant résiduel. Selon les normes DIN VDE 0126-1-1, le courant de fuite admissible est de 30 mA, se déclenchant généralement entre 15 et 30 mA. En utilisant le contrôleur Chauvin ARNOUX CA6116, des tests ont examiné les sensibilités de trois différentiels à la sortie de trois onduleurs, établissant une corrélation entre la sensibilité et le passage du courant de fuite. Le Tableau III-3 montre la relation courant-temps, mettant en évidence des sensibilités distinctes et leur impact sur le passage du courant de fuite

	Courant de disjonction (mA)	Temps de disjonction (ms)
Différentiel n°1	22,7	12,5
Différentiel n°2	20,1	11
Différentiel n°3	21,8	32,9

### III.5 .3. Résistance d'isolement

La résistance d'isolation dans un système photovoltaïque revêt une importance cruciale. Les résistances d'isolation interconnectées (Riso) des modules PV agissent comme une connexion parallèle à la terre, contribuant ainsi à la réduction de la résistance globale du sol. Toutefois, cette réduction peut devenir un défi lors de la connexion de l'onduleur au réseau électrique, risquant de rendre l'ensemble du système PV inadapté à la connexion au réseau malgré le bon fonctionnement des composants individuels. Pour garantir la conformité aux normes de sécurité, telles que la norme DIN VDE 0126-1-1, il est essentiel que la résistance d'isolation (Riso) soit maintenue à un niveau spécifié. Cette norme exige que Riso soit supérieur à 1 k $\Omega$ /V, avec un minimum de 500 k $\Omega$ . L'onduleur joue un rôle crucial dans ce processus en surveillant activement la résistance d'isolation dans tout le système, incluant les modules PV, les câbles CC, le système global et l'onduleur lui-même. Cette surveillance constante est essentielle pour détecter tout défaut potentiel, car un seul court-circuit pourrait non seulement causer des dommages matériels, mais également mettre en danger la sécurité des personnes. De plus, la résistance d'isolation à la terre est influencée par divers facteurs tels que la technologie des

modules PV et de l'onduleur, la taille du réseau, les propriétés d'isolation spécifiques et la résistance en série du conducteur de protection. La valeur spécifiée de la résistance d'isolation est déterminée par une équation tenant compte de ces multiples facteurs, afin d'assurer un fonctionnement sûr et efficace du système PV dans son ensemble [34], [39]-[41].

$$R_{iso} = \frac{1}{\frac{S.M}{R_{module}} + \frac{1}{R_{inv}} + \frac{1}{R_{fault}}} + R_{EGC} \quad (\text{III.10})$$

Où:

$R_{module}$ : Isolation du module.

$R_{inv}$ : Isolation de l'onduleur.

$R_{fault}$ : Résistance de défaut.

S: Nombre de chaînes dans le groupe.

M: Nombre de modules dans une chaîne.

$R_{EGC}$  : Résistance du conducteur de terre de l'équipement (EGC).

L'exigence de résistance d'isolation pour un module photovoltaïque de 1 m<sup>2</sup>, conformément à la norme DIN EN 61646 et à la norme DIN IEC 61215, est d'au moins 40 MΩ. Lorsqu'il est connecté à un onduleur, la connexion en parallèle des résistances d'isolation de plusieurs modules PV diminue la résistance globale du système PV à la terre [39-41].

$$R_{iso} = \frac{1}{\frac{1}{R_{module1}} + \frac{1}{R_{module2}} + \dots + \frac{1}{R_{module n}}} \quad (\text{III.11})$$

$$R_{iso} = \frac{R_{iso} \text{ Panels}}{\text{number of panels}} \quad (\text{III.12})$$

Les mesures de  $R_{iso}$  sur des systèmes non mis à la terre impliquent l'injection d'une impulsion de tension à partir d'une source d'alimentation externe. L'isolation à la terre peut être calculée en analysant le courant prélevé sur la source d'alimentation, comme exprimé dans l'équation (III.13).

$$R_{iso} = \frac{V_{applied}}{I(V_{applied}) - I(V_{applied}=0)} \quad (\text{III.13})$$

### III.5 .4 Méthode

Les mesures et les tests au système photovoltaïque connecté au réseau ont été pris à l'entrée et à la sortie de l'onduleur. Les caractéristiques électriques et la résistance d'isolation (conforme à la norme DIN VDE 0126-1-1) à l'entrée de l'onduleur ont été mesurées à l'aide des données provenant de Sunny WebBox, Sunny Portal et du contrôleur de réseau électrique Chauvin ARNOUX CA6116. Les données climatiques sont enregistrées par la Sunny Sensor Box sur chaque module PV. La Figure III.10 illustre également les phases de recherche et les outils permettant d'examiner l'impact de l'échantillonnage sur les performances de l'onduleur

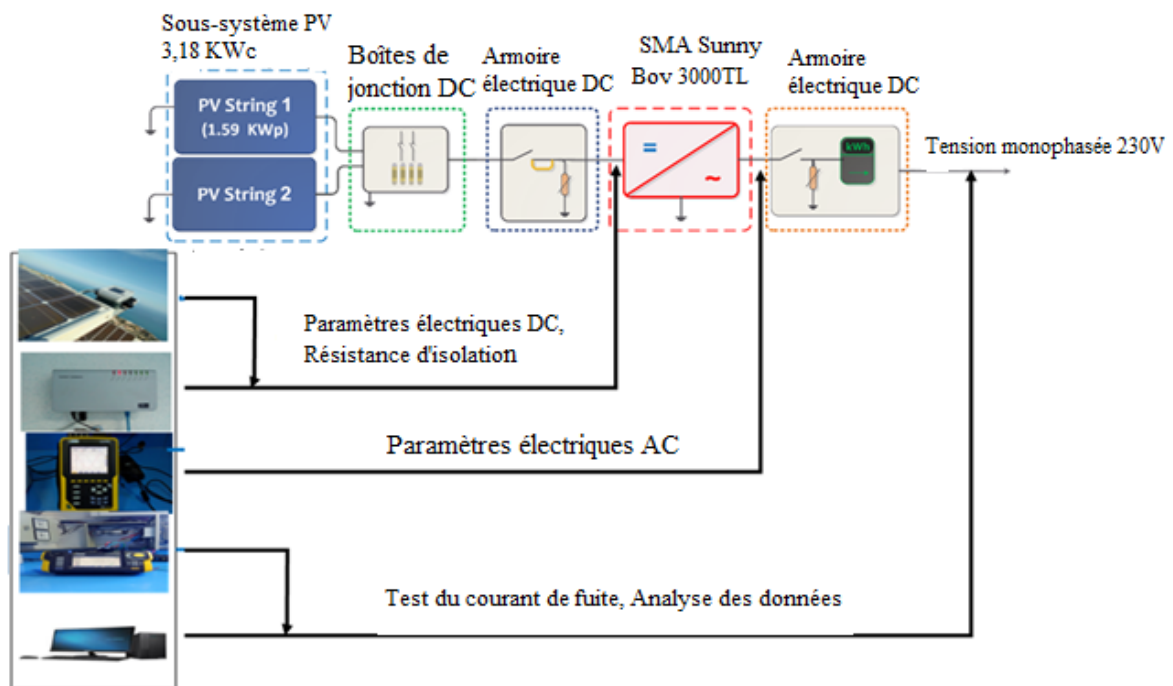


Figure III.10: Diagramme du système connecté au réseau du CDER

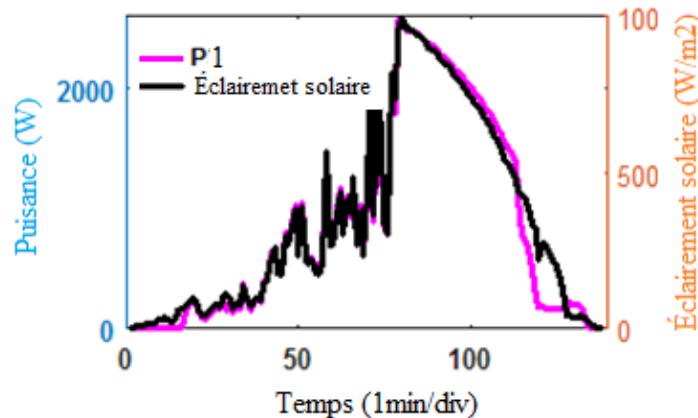
### III.6 Analyse des résultats

La Figure III.11 illustre la variation de la puissance PV du premier onduleur lors d'une journée pluvieuse et ensoleillée. L'ondeur reste inactif pendant environ une heure entre 8h00 et 9h00 en raison de la dégradation de la résistance d'isolation. La Figure III.14 (Riso1) décrit Le profil de résistance et la déconnexion sont attribués à une dégradation inférieure à 800 k $\Omega$  pendant une heure, influencée par l'humidité due à la pluie, une dégradation plus profonde des composants polymères du matériau du module PV, et la corrosion des matériaux. La condition de départ pour chaque onduleur exige une résistance d'isolation de fonctionnement de  $\geq 3000$  k $\Omega$ , en tenant compte d'une tension de circuit ouvert de 300 volts et d'une résistance d'isolation

de 1 k $\Omega$ /V, conformément à la norme DIN VDE 0126-1-1. Après optimisation de la résistance d'isolation côté entrée de l'onduleur, le système a redémarré malgré un courant de fuite capacitif de 20 mA, inférieur à la sensibilité du premier disjoncteur différentiel de 22,7 mA, comme illustré dans la Figure III.15 sur une période d'environ 3 heures.

La Figure III.12 décrit les anomalies de performance du deuxième onduleur par rapport à l'irradiation solaire. Comme pour le premier onduleur, il se déconnecte pendant environ une heure entre 8h00 et 9h00 en raison d'une dégradation de la résistance d'isolation en dessous de 1500 k $\Omega$ , comme indiqué dans la Figure III.14 (Riso2). Après ajustement de la résistance d'isolation, le système se déconnecte à nouveau en raison d'un courant de fuite capacitif de 20 mA, conforme à la valeur indiquée dans la Figure III.15 (Ileakage2). Ce courant correspond à la sensibilité du deuxième disjoncteur différentiel, qui est de 20,1 mA, avec un temps de réponse de 11 ms.

Dans la Figure III.13, les anomalies de performance du troisième onduleur le matin concernant l'éclairement solaire sont présentées. Il se déconnecte pendant environ quatre heures en raison de la dégradation de la résistance d'isolation inférieure à 100 k $\Omega$ , comme le montre la Figure III.14 (Riso3), en raison de la pluie, des problèmes de mise à la terre dans les boîtes de connexion et d'une mauvaise mise à la terre de plusieurs modules. Après optimisation de la résistance d'isolation selon la norme DIN VDE 0126-1-1, le système a redémarré malgré un courant de fuite capacitif de 20 mA (Ileakage3), inférieur à la sensibilité du troisième disjoncteur différentiel de 22,7 mA, comme le montre la Figure III.15.



**Figure III.11** : Performance du premier onduleur

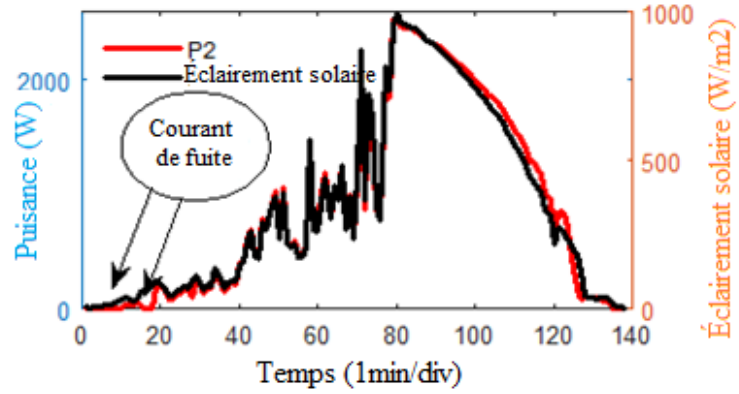


Figure III.12 : Performance du deuxième onduleur

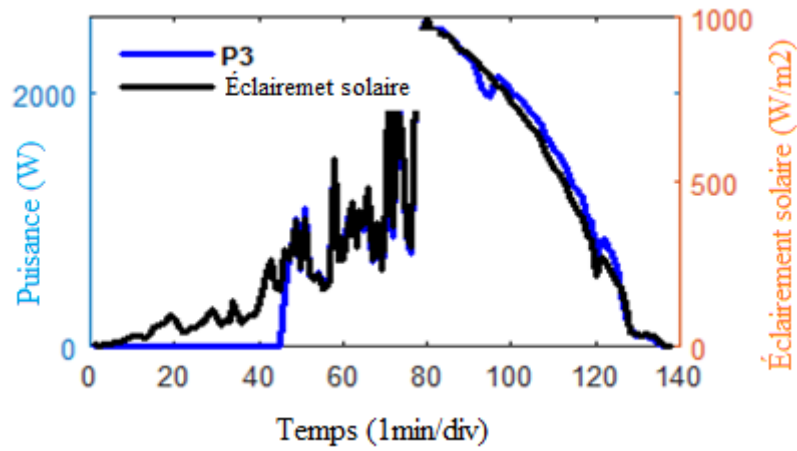


Figure III.13 : Performance du troisième onduleur

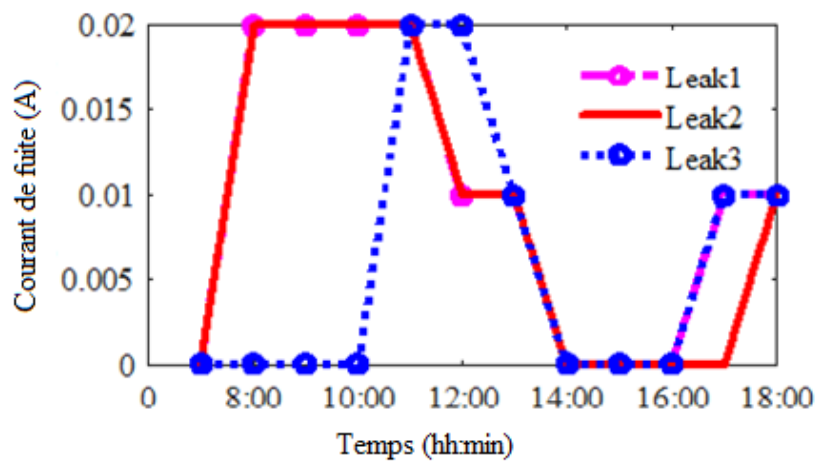


Figure III.14 : Variations du courant de fuite capacitif des trois onduleurs sans transformateur

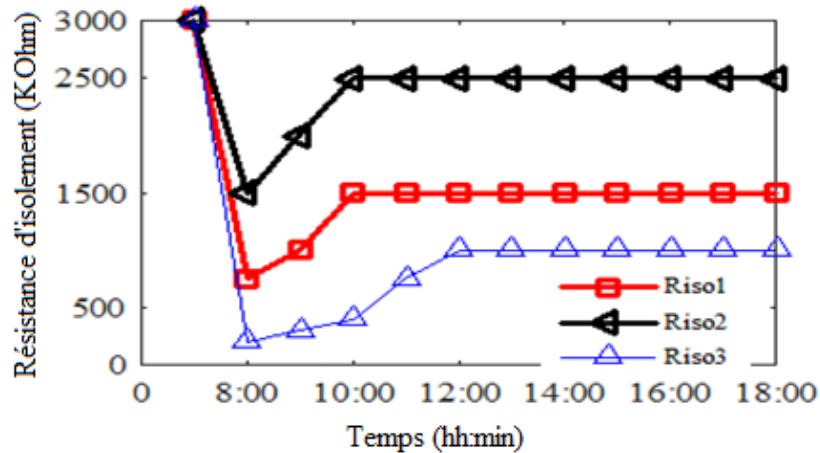


Figure III.15 : Variations de la résistance d'isolation à l'entrée des trois onduleurs sans transformateur

### III.6.1. Stratégie de gestion proactive de la résistance d'isolation et du courant de fuite capacitif

La gestion efficace de la résistance d'isolation et du courant de fuite capacitif est essentielle dans les systèmes photovoltaïques pour assurer la sécurité électrique et la fiabilité des performances. Pour cela, une approche structurée en deux étapes a été mise en place pour surveiller ces paramètres critiques de manière proactive.

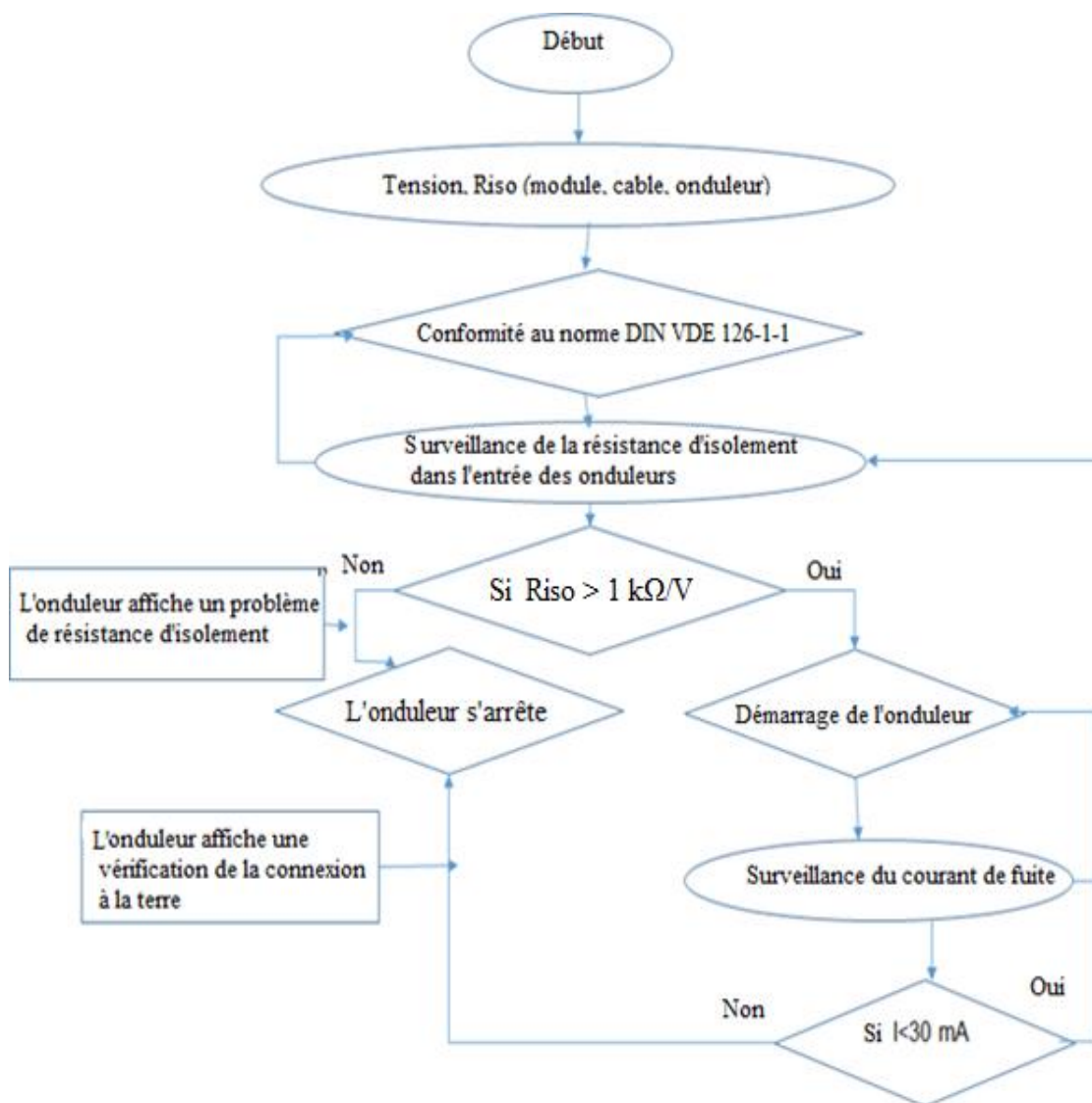
La première étape de cette stratégie consiste en une analyse détaillée des niveaux de résistance d'isolation des différents composants du système, tels que les modules PV, les câbles et l'onduleur, conformément aux normes de sécurité telles que la DIN VDE 0126-1-1. En cas de dégradation de la résistance d'isolation due à des conditions météorologiques défavorables, comme la pluie, un mécanisme de contrôle s'active automatiquement. Ce mécanisme empêche le démarrage de l'onduleur et signale immédiatement un problème de résistance d'isolation, offrant ainsi une protection préventive contre les risques électriques potentiels.

La deuxième étape de la stratégie intervient lorsque la résistance d'isolation reste dans les limites acceptables. Dans ce cas, l'onduleur peut démarrer, mais un second niveau de contrôle est activé pour surveiller le courant de fuite capacitif. Ce contrôle vise à détecter toute augmentation anormale du courant de fuite, ce qui pourrait indiquer un dysfonctionnement ou un défaut potentiel dans le système. Si le courant de fuite reste en dessous du seuil critique de 30 mA, le système fonctionne normalement.

Cependant, si le courant de fuite dépasse cette limite, compromettant ainsi la sécurité du système, des dispositifs de protection s'activent pour arrêter le fonctionnement du système.

Dans cette situation, l'onduleur affiche un message d'alerte, invitant les opérateurs à vérifier la connexion à la terre et à prendre les mesures correctives nécessaires.

La Figure III.16 illustre la mise en œuvre de cette stratégie de gestion structurée de la résistance d'isolation et du courant de fuite capacitif dans les systèmes photovoltaïques, démontrant ainsi son rôle crucial dans le maintien d'un fonctionnement sûr et fiable. En adoptant cette approche proactive, les systèmes photovoltaïques peuvent garantir une performance optimale même dans des conditions environnementales variables.



**Figure III.16 :** Schéma bloc de la résistance d'isolation et du courant de fuite de l'onduleur utilisant la norme DIN VDE 0126-1-1

### **III.7. Conclusion**

Le code de réseau se révèle être un pilier essentiel pour l'intégration efficace et sécurisée des systèmes photovoltaïques au sein du réseau électrique. En établissant des normes techniques et opérationnelles précises, il garantit la stabilité, la fiabilité et la sécurité du réseau tout en maximisant le potentiel des énergies renouvelables. L'adoption et le respect du code de réseau apportent de nombreux avantages tant aux opérateurs de réseau, en maintenant la qualité de l'électricité et en gérant l'intermittence de la production solaire, qu'aux propriétaires d'installations photovoltaïques, en assurant une intégration fluide au réseau et une meilleure rentabilité de leurs investissements. Cependant, sa mise en œuvre présente des défis liés à la complexité technique, aux coûts de conformité et à la coordination des acteurs du secteur de l'énergie. Il est donc crucial de promouvoir des politiques et des initiatives facilitant l'adoption du code de réseau, renforçant les capacités techniques et soutenant les investissements dans les infrastructures. En fin de compte, le code de réseau est un outil incontournable pour réussir la transition vers un système électrique plus propre, résilient et durable, en favorisant la conformité aux normes et en encourageant l'innovation technologique, contribuant ainsi à un avenir énergétique plus sûr et durable pour les générations futures.

**Références**

- [27] International Renewable Energy Agency (Irena), “Grid codes for renewable powered systems,” 2022.
- [28] Thi Minh Chau LE, “Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau , aspects contrôle / commande et rejet de perturbations,”These de doctorat, Université de GRENOBLE, 2012.
- [29] Julien Bruschi, “Caractérisation du phénomène d ’ îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution,”These de doctorat, Université de Grenoble Alpes, 2017.
- [30] S. Bouacha et al., “Performance analysis of the first photovoltaic grid-connected system in Algeria,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 57, pp. 1–11, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.04.002.
- [31] Olivier Arguence, “Modélisation des îlots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d’îlotage,”These de doctorat, Université de Grenoble Alpes 2018,
- [32] Ioan Viorel Banu et al, “Passive anti-Islanding protection for Three-Phase Grid-Connected photovoltaic power systems,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol.148, June 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.108946>.
- [33] M. A. Ilie et D. Floricău, “Grid-Connected Photovoltaic Systems With Multilevel Converters – Modeling and Analysis,” *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 68, no. 1, pp. 77–83, 2023, doi: 10.59277/rrst-ee.2023.68.1.13.
- [34] S. Boulahchiche et al., “Performance Investigation of Single-Phase Transformerless Pv Inverter Connected To Low Voltage Network,” *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 69, no. 1, pp. 55–60, 2024, doi: 10.59277/RRST-EE.2024.1.10.
- [35] Information technique, “Courants de fuite capacitifs Indications pour le dimensionnement d’ onduleurs sans transformateur Sunny Boy, Sunny Tripower, Sunny Highpower,”SMA.
- [36] W. Chen, X. Yang, W. Zhang, et X. Song, “Leakage Current Calculation for PV Inverter System Based on a Parasitic Capacitor Model,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 12, pp. 8205–8217, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2016.2517740.

- [37] S. Kirthiga et N. M. Jothi Swaroopan, "Highly reliable inverter topology with a novel soft computing technique to eliminate leakage current in grid-connected transformerless photovoltaic systems," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 68, pp. 192–203, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.03.022.
- [38] D. Roy et M. Singh, "Realization of a Three-Level Neutral Point Clamped Inverter Using a Novel Region Selection Approach of Bus Clamping Pwm for Electric Vehicle Application," *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 68, no. 2, pp. 139–145, 2023, doi: 10.59277/rrst-ee.2023.68.2.4.
- [39] R. Araneo et M. Mitolo, "Insulation Resistance and Failures of a High-Power Grid-Connected Photovoltaic Installation: A Case Study," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 27, no. 3, pp. 16–22, 2021, doi: 10.1109/MIAS.2020.3024490.
- [40] Information technique, "Résistance d' isolement (Riso) d' installation photovoltaïques sans séparation galvanique," SMA.
- [41] J. Flicker, J. Johnson, M. Albers, and G. Ball, "Recommendations for isolation monitor ground fault detectors on residential and utility-scale PV systems," 2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015, 2015, doi: 10.1109/PVSC.2015.7356429.
- [42] Z. Liao, C. Cao, and D. Qiu, "Analysis on topology derivation of single-phase transformerless photovoltaic grid-connect inverters," *Optik (Stuttg.)*, vol. 182, no. December 2018, pp. 50–57, 2019, doi: 10.1016/j.ijleo.2018.12.169.
- [43] H. Sridharan, S. Ramalingam, and J. Arumugam, "Wide Boost Ratio in Quasi-Impedance Network Converter Using Switch Voltage Spike Reduction Technique," *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 68, no. 3, pp. 259–265, 2023, doi: 10.59277/RRST-EE.2023.68.3.2.
- [44] IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval," DIN EN 61646, 2009.
- [45] IEC 61215: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval," DIN IEC 61215, 2005.
- [46] IEC 62446: Grid-connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests, and inspection," IEC 62446, 2016.
- [47] IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for

harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase)," IEC 61000-3-2, 2018.

- [48] IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications," IEC 61000-4-15, 2010.
- [49] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," **IEEE Std 519-2014** (Revision of IEEE Std 519-1992), pp.1-29, Jun. 11, 2014
- [50] Institut Algérien de Normalisation, <https://www.ianor.dz/>, Dernier accès Septembre 2024.
- [51] Organisme Algérien d'Accréditation, <https://algerac.dz/>, Dernier accès Septembre 2024.

# **Chapitre IV**

## **Analyse des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux : Etude de cas**

## **IV.1. Introduction**

L'essor des systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau électrique répond aux problématiques du changement climatique en favorisant une transition vers des sources d'énergie renouvelable. Toutefois, cette expansion rapide soulève des préoccupations concernant la qualité de l'énergie produite, notamment en raison de la présence potentielle d'harmoniques. Ces composantes de fréquence supplémentaires dans les formes d'onde du courant et de la tension peuvent perturber le fonctionnement du réseau électrique, entraînant des conséquences diverses, telles que des perturbations de tension et des dysfonctionnements d'équipements électriques [52]–[69] .

Les systèmes PV sont confrontés à divers facteurs qui influencent la présence et l'amplification des harmoniques. Par exemple, l'éclairement solaire variable peut entraîner des fluctuations de la puissance de sortie des modules solaires PV, affectant ainsi les niveaux d'harmoniques. De plus, le niveau de pénétration PV, représentant la proportion de puissance PV par rapport à la charge totale du réseau, peut exercer une influence significative sur les harmoniques [52]–[69]. L'emplacement de l'intégration des systèmes PV dans le réseau et la conception des convertisseurs de puissance utilisés sont également des facteurs déterminants. Par exemple, la configuration en série ou en parallèle des éléments passifs du réseau peut générer des résonances harmoniques, tandis que les topologies de commutation et les techniques de modulation des convertisseurs peuvent influencer la présence d'harmoniques [56,57].

L'objectif de ce chapitre est d'analyser l'émission harmonique à la sortie d'un onduleur monophasé et au point de connexion commun (PCC) d'un système PV connecté au réseau à petite échelle. Nous cherchons à comprendre comment la production PV, en relation avec la puissance nominale de l'onduleur et la consommation des charges, influence la distribution des harmoniques de courant et de tension au PCC. Cette analyse permettra de mieux appréhender les défis liés aux harmoniques dans les réseaux PV et de développer des mesures d'atténuation adaptées pour garantir une qualité d'énergie optimale dans ces systèmes.

## **IV.2. Normes et réglementations en matière d'harmoniques**

La gestion des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau est essentielle pour garantir l'intégrité du réseau électrique et la qualité de l'énergie distribuée. De nombreuses normes et réglementations encadrent les niveaux d'harmoniques acceptables et les méthodes de mesure, jouant ainsi un rôle crucial pour les exploitants de systèmes PV et les fournisseurs d'équipements.

La norme IEEE 519-2014 fixe les limites admises en matière d'harmoniques pour les équipements électriques connectés au réseau, définissant des niveaux de distorsion harmonique totale (THD) et des niveaux individuels d'harmoniques pour différents types de réseaux et de charges [70], le Tableau. IV.1 indique les Limites de distorsion de tension définies dans la norme IEEE 519-2014. La Commission électrotechnique internationale (CEI) a élaboré deux normes importantes : la CEI 61000-3-2 [71] pour les équipements à courant nominal inférieur ou égal à 16 A par phase, et la CEI 61000-3-12 pour les équipements à courant nominal inférieur ou égal à 75 A par phase. Ces normes définissent les limites d'harmoniques pour les équipements connectés au réseau en Europe, assurant ainsi un niveau de qualité harmonique acceptable [59].

**Tableau. IV.1** Limites de distorsion de tension définies dans la norme IEEE 519-2014[70]

Marge de tension	THD <sub>v</sub> individuel [%]	THD <sub>v</sub> [%]
$V \leq 1,0\text{kV}$	5,0	8,0
$1.0\text{kV} < V \leq 69\text{kV}$	3,0	5,0
$69\text{kV} < V \leq 161\text{kV}$	1,5	2,5
$161\text{kV} \leq V$	1,0	1,5

**Tableau. IV.2** Limites harmoniques de courant établies par la norme IEC 61000-3-2 pour un équipement de Classe A ayant un courant d'entrée maximal de 16A par phase. [71]

Ordre harmonique	Courant harmonique maximal admissible [A]
<b>Harmoniques impaires</b>	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 * (8/n)$
<b>Harmoniques paires</b>	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 * (8/n)$

### **IV.3. Méthodes de mesure des harmoniques**

Les méthodes de mesure spécifiques sont nécessaires pour évaluer correctement les harmoniques dans les systèmes PV. Pour quantifier la distorsion harmonique et comprendre la nature des harmoniques présentes, plusieurs instruments sont couramment utilisés. L'analyseur de qualité de l'énergie est l'une des techniques de mesure les plus courantes. Ils fournissent des informations sur les harmoniques individuelles et mesurent la THD.

Les équations (IV.1) et (IV.2) représentent respectivement les formes d'onde du courant et de la tension dans un système électrique. Elles sont composées d'une composante continue ( $I_0$  ou  $V_0$ ) et d'une somme infinie de termes harmoniques, chacun caractérisé par son amplitude ( $I_n$  ou  $V_n$ ), sa fréquence ( $n\omega$ ) et sa phase ( $\theta_n$ ). Ces équations montrent comment les signaux électriques peuvent être décomposés en une série de composantes harmoniques, ce qui est crucial pour comprendre et analyser les phénomènes liés aux harmoniques dans les systèmes électriques [52]–[57], [59].

$$i(t) = I_0 + I_1 \sin(\omega t + \theta_1) + \sum_{n>2} I_n \sin(n\omega t + \theta_n) \quad (IV.1)$$

$$v(t) = V_0 + V_1 \sin(\omega t + \theta_1) + \sum_{n>2} V_n \sin(n\omega t + \theta_n) \quad (IV.2)$$

### **IV.4. Quantification des harmoniques**

Les harmoniques des systèmes électriques sont quantifiées et qualifiées à l'aide de paramètres. Ils fournissent des mesures précises pour évaluer la distorsion harmonique et la qualité de l'énergie, permettant ainsi de prendre les mesures appropriées pour atténuer les harmoniques et maintenir une performance optimale du système électrique. [53], [54], [56], [57], [62], [64], [67], [68].

#### **IV.4.1. Distorsion harmonique totale**

Egalement connu sous le nom de distorsion harmonique totale (THD - Total Harmonic Distortion), ce paramètre mesure le pourcentage de distorsion harmonique dans une forme d'onde de courant ou de tension. En termes de distorsion harmonique, le THD est souvent utilisé pour évaluer la qualité de l'énergie. Il représente le pourcentage de la valeur efficace harmonique par rapport à la valeur efficace fondamentale. Ce paramètre permet de déterminer l'importance et la présence des harmoniques dans un signal.

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} 100(\%) \quad (IV.3)$$

$$THDv = \frac{\sqrt{\sum V_n^2}}{V_1} 100(\%) \quad (IV.4)$$

#### **IV.4.2. Facteur de crête**

Le Facteur de Crête (Crest Factor) est le rapport entre la valeur efficace et la valeur de crête d'une forme d'onde. La présence d'harmoniques dans une forme d'onde peut être indiquée par le facteur de crête, qui est souvent utilisé pour évaluer la distorsion harmonique.

$$F_C = \frac{I_{Max}}{I_{efficace}} = \sqrt{2} = 1.414 \quad (IV.5)$$

#### **IV.4.3. Taux d'harmoniques individuels**

Le facteur d'harmonique individuelle (Individual Harmonic Factor) évalue la contribution particulière de chaque harmonique par rapport à la valeur efficace de la fondamentale. Les harmoniques dominantes et leur impact sur la qualité de l'énergie peuvent être identifiés à l'aide de ce paramètre.

#### **IV.4.4. Facteur de Puissance**

Le facteur de puissance (PF) est le rapport entre la puissance apparente et la puissance active. Un facteur de puissance idéal est de 1; ce qui signifie que toute l'énergie de la source électrique est utilisée pour effectuer un travail utile. Cependant, en présence d'harmoniques, le facteur de puissance peut être réduit. Les harmoniques entraînent une augmentation de la consommation d'énergie réactive et réduisent le facteur de puissance en introduisant des courants réactifs supplémentaires. Ainsi, une diminution du facteur de puissance peut indiquer la présence d'harmoniques dans le système électrique.

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (IV.6)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (IV.7)$$

$$F_p = \frac{\cos \theta}{\sqrt{1 + (Tdh)^2}} \quad (IV.8)$$

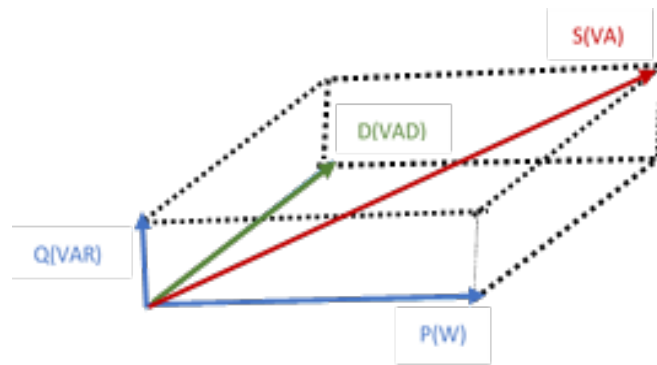


Figure IV.1 : présentation vectorielle du Facteur de Puissance

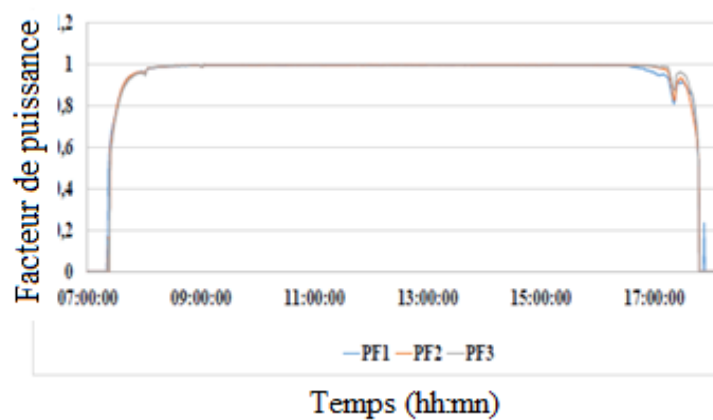


Figure IV.2: variation du facteur de puissance pendant une journée

#### IV.4.5. Facteur de déplacement

Le Facteur de Déplacement (FD) mesure la différence entre les formes d'onde de courant et de tension. Il indique la partie réelle de la puissance apparente et est souvent utilisé pour évaluer l'efficacité de l'utilisation de l'énergie électrique. En présence d'harmoniques, le facteur de déplacement peut également être affecté. Les harmoniques peuvent modifier le facteur de déplacement en provoquant des déphasages supplémentaires entre le courant et la tension. Cependant, le facteur de déplacement ne prend pas directement en compte la composante réactive de la puissance, contrairement au facteur de puissance.

$$FD = \cos \varphi \tag{IV.9}$$

$$F_p = \frac{P}{S} = \cos \theta \tag{IV.10}$$

$$P^2 + Q^2 = S^2 \tag{IV.11}$$

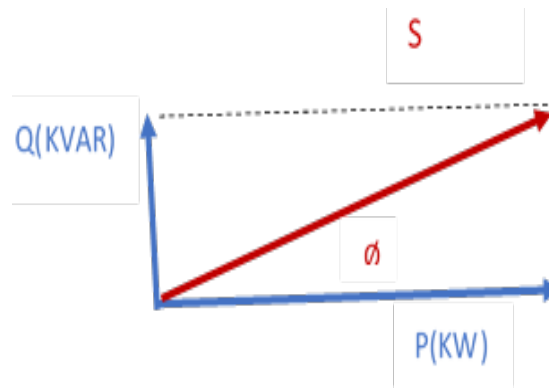


Figure IV.3 : présentation vectorielle du facteur de déplacement

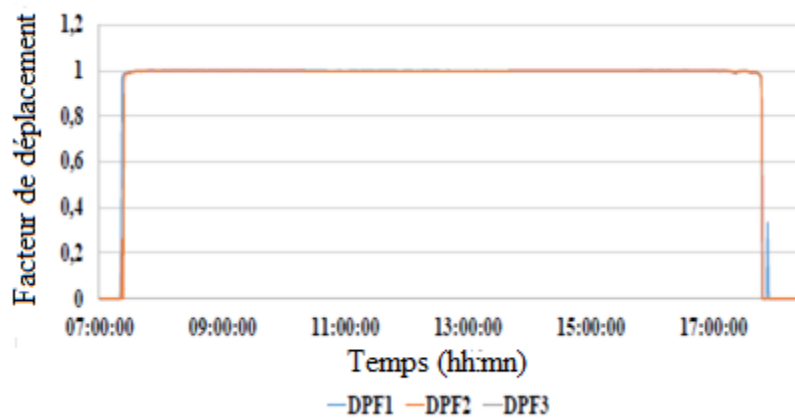


Figure IV.4 : variation du facteur de déplacement pendant une journée

#### IV.4.6. Rang de l'harmonique

Le rang de l'harmonique est un concept fondamental dans les domaines de l'électricité et de l'acoustique, utilisé pour décrire les signaux périodiques. Pour en saisir toute la portée, il est nécessaire de définir deux termes clés :

La fréquence fondamentale ( $f_1$ ) : Il s'agit de la fréquence de base d'une série d'harmoniques. Dans de nombreux systèmes électriques, comme les réseaux d'alimentation, cette fréquence est généralement fixée à 50 ou 60 Hz, en fonction de la région.

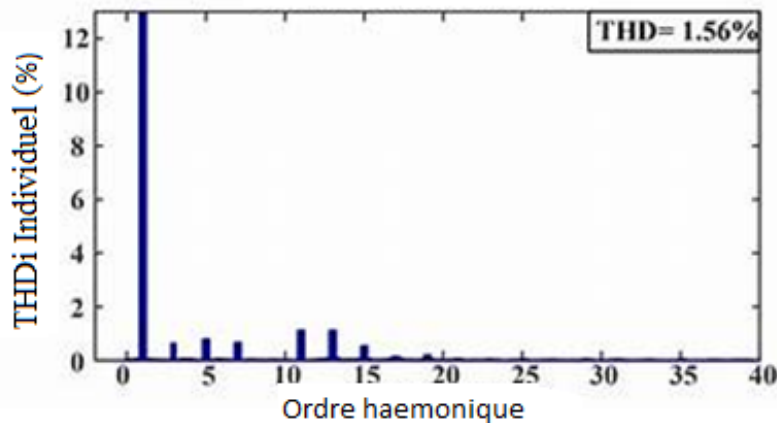
La fréquence de l'harmonique ( $f_h$ ) : C'est un multiple entier de la fréquence fondamentale. Par exemple, si la fréquence fondamentale est de 50 Hz, les harmoniques seront des multiples entiers de cette fréquence, tels que 100 Hz (2<sup>e</sup> harmonique), 150 Hz (3<sup>e</sup> harmonique), etc.

Le rang de l'harmonique (h) est défini comme le rapport entre la fréquence de cette harmonique spécifique ( $f_h$ ) et la fréquence fondamentale ( $f_1$ ). Mathématiquement, cela se représente par la formule suivante :

$$h = f_h/f_1 \quad (IV.12)$$

#### IV.4.7. Spectre harmonique

L'histogramme d'amplitude des harmoniques est un outil crucial dans l'analyse des systèmes électriques. Il représente graphiquement l'amplitude de chaque harmonique en fonction de son rang, fournissant ainsi une vue d'ensemble de la composition harmonique d'un signal électrique.



**Figure IV.5 : Spectre harmonique**

#### IV.4.8. Inter- harmoniques

Les inter-harmoniques, souvent négligés mais importants dans l'analyse harmonique des systèmes électriques, sont des composantes de fréquences non entières présentes dans les courants et les tensions. Bien que leur amplitude soit généralement relativement faible, ils peuvent poser des problèmes s'ils provoquent des résonances ou interfèrent avec les signaux de commande à des fréquences réservées. Les origines des inter-harmoniques sont diverses : elles peuvent résulter d'imperfections dans les convertisseurs et leurs commandes, telles que des chutes de tension dans les thyristors ou des variations dans les angles de commutation. Elles peuvent également être dues à l'interaction de plusieurs convertisseurs fonctionnant à des fréquences différentes, comme dans le cas des variateurs de vitesse des moteurs à courant alternatif, ou à l'utilisation de convertisseurs statiques de commande non périodique.

### **IV.5. Sources de génération des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques**

La dominance du THD dans le réseau du système électrique peut être attendue dans divers scénarios énumérés ci-dessous [52]-[54], [56]- [69].

#### **IV.5. 1. Variété de l'éclairement solaire**

Le niveau d'irradiation solaire dans le système photovoltaïque est directement lié à la puissance de sortie de l'onduleur PV. On observe fréquemment une diminution de la puissance de sortie de l'onduleur PV par rapport à sa puissance nominale lorsque le niveau d'irradiation solaire est réduit, que ce soit pendant les périodes de lever ou de coucher du soleil ou en raison de conditions nuageuses. La présence d'harmoniques de courant dans le réseau électrique peut augmenter en raison de cette variation de puissance.

#### **IV.5. 2. Niveau de pénétration photovoltaïque**

Le niveau de pénétration PV peut être exprimé en pourcentage de la production PV par rapport à la charge totale connectée au réseau. On peut s'attendre à une domination des harmoniques lorsque le pourcentage de pénétration PV par rapport à la charge linéaire et non linéaire est élevé dans le réseau. Cette situation est due à l'effet de la contribution harmonique cumulée de plusieurs onduleurs PV ainsi qu'à la contribution harmonique supplémentaire de la charge non linéaire.

#### **IV.5. 3. Emplacement de l'intégration photovoltaïque dans le réseau**

Le réseau électrique se compose de lignes de distribution et de transformateurs, et les systèmes PV peuvent être intégrés à différents endroits sur ces lignes. Lorsque les systèmes PV sont intégrés près du transformateur, au début de la ligne d'alimentation, le réseau, avec un niveau de court-circuit élevé, peut mieux absorber et atténuer les harmoniques, réduisant ainsi le niveau de THD. En revanche, à l'extrémité éloignée de la ligne d'alimentation, le niveau de court-circuit est faible, ce qui limite la capacité du réseau à absorber les harmoniques, augmentant ainsi le THD. Les onduleurs des systèmes PV, en particulier, peuvent introduire des harmoniques, et leur impact sur le THD dépend de leur emplacement par rapport au transformateur.

#### **IV.5. 4. Caractéristiques des modules photovoltaïques**

Les modules photovoltaïques peuvent également produire des harmonies. Les cellules PV des modules PV peuvent présenter des non-linéarités dans leur courant-voltage. Lorsqu'elles sont

combinées avec d'autres éléments du système, ces non-linéarités peuvent créer des harmoniques.

#### **IV.5. 5. Structure du réseau électrique**

La génération d'harmoniques peut être affectée par la configuration du réseau électrique auquel le système PV est connecté. La propagation et l'amplification des harmoniques dans un système peuvent être favorisées par des conditions telles que des réseaux avec de nombreux équipements générant des harmoniques, des déséquilibres de charge ou une impédance élevée.

#### **IV.5. 6. Influence de la résonance du réseau**

La résonance du réseau se produit lorsque les réponses des éléments capacitifs et inductifs s'égalent à une fréquence donnée. Cette résonance est influencée par l'interaction entre l'impédance de sortie des onduleurs photovoltaïques et l'impédance du réseau électrique. On distingue deux types de résonance : la résonance série et la résonance parallèle, selon que les éléments passifs du réseau sont disposés en série ou en parallèle.

La résonance peut causer plusieurs problèmes dans les systèmes PV intégrés aux réseaux électriques :

- Une distorsion harmonique notable aux 11e et 15e ordres est observée en raison de la résonance entre l'inductance du réseau et la capacité des onduleurs, ce qui affecte la qualité de la tension.
- Une injection importante d'harmoniques de 3e ordre se manifeste lorsque des charges capacitives résonnent à cette fréquence spécifique dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau.
- Une augmentation significative de la tension harmonique survient lorsque la fréquence de résonance parallèle est dominante pour les ordres harmoniques 11, 13, 17 et 23. Cette interaction entre l'impédance du réseau et l'impédance de sortie des onduleurs PV peut entraîner une résonance parallèle, augmentant ainsi le niveau de la tension harmonique.

#### **IV.5. 7. Influence du convertisseur de puissance**

L'onduleur est un élément essentiel des systèmes photovoltaïques, chargé de convertir le courant continu en courant alternatif. Cependant, les onduleurs peuvent produire des

harmoniques en raison de leur conception et de leur fonctionnement. La génération d'harmoniques est fortement influencée par la conception interne des convertisseurs, y compris les topologies de commutation et les techniques de modulation. Les convertisseurs modifient l'impédance effective du réseau et fonctionnent comme des sources de courant harmonique. Les problèmes d'harmoniques se manifestent souvent lorsque la topologie du convertisseur présente une faible impédance de sortie en fonction de la fréquence, ce qui peut amplifier les harmoniques de courant, même lorsque les harmoniques dans la tension du réseau sont faibles.

#### **IV.6. Conséquences des harmoniques dans les systèmes photovoltaïques**

Les harmoniques présentes dans les systèmes photovoltaïques ont des répercussions significatives, tant sur le rendement des systèmes PV eux-mêmes que sur les équipements connectés au réseau. Cette section se penche sur ces conséquences et met en évidence les principaux aspects à considérer [52], [55-58], [64], [68], [69].

- Les harmoniques affectent directement les performances des systèmes PV, réduisant leur efficacité.
- Les harmoniques ont des répercussions néfastes sur la longévité des composants des systèmes PV en provoquant des surchauffes. Ces perturbations peuvent accélérer l'usure prématurée des câbles, onduleurs et autres éléments essentiels, compromettant de ce fait la durée de vie opérationnelle globale du système.
- En raison de la diminution de la longévité des composants et de l'accroissement des risques de défaillance, les coûts d'entretien des systèmes PV peuvent connaître une hausse significative.
- Au-delà de leurs implications sur les systèmes PV, les harmoniques peuvent aussi avoir des conséquences néfastes sur les équipements connectés au réseau électrique.
- Les perturbations harmoniques altèrent la qualité de l'énergie distribuée par le réseau, engendrant des problèmes de stabilité du réseau électrique et impactant d'autres utilisateurs connectés au même réseau.

## IV.7. Etude de cas

Cette étude de cas a utilisé plusieurs scénarios pour étudier les caractéristiques des harmoniques produites par le système PV. Ces scénarios comprenaient les conditions variables de l'irradiation solaire, l'impact du niveau de pénétration PV, l'emplacement de l'intégration PV dans le réseau et l'impact du convertisseur de puissance. Une analyse du taux de distorsion harmonique totale a été effectuée pour le courant et la tension de l'onduleur, les charges connectées et les harmoniques au PCC par rapport à la puissance nominale ( $P_{ac}/P_n$ ).

### IV.7.1. Méthode

Le suivi du système photovoltaïque connecté au réseau est réalisé au moyen d'un banc d'essai comprenant un analyseur de puissance Chauvin Arnoux C.A8335 et un ordinateur dédié à l'acquisition de données. Les paramètres électriques et de qualité de l'énergie ont été mesurés à différentes sorties, notamment celles de l'onduleur, des charges connectées et du Point de Couplage Commun (PCC), sur une période de douze jours avec une résolution de 1 minute. L'analyseur de réseau, est équipé de neuf voies d'entrée pour les tensions et les courants, avec transfert de données via le logiciel Power Analyzer (PAT2). Cette approche méthodologique rigoureuse, associée à l'utilisation d'un équipement certifié, a permis d'obtenir des données précises sur les performances électriques du système PV. La Figure IV.6 présente le diagramme schématique de l'installation expérimentale étudiée, tandis que le branchement du Chauvin Arnoux C.A8335 est illustré dans la Figure IV.7.

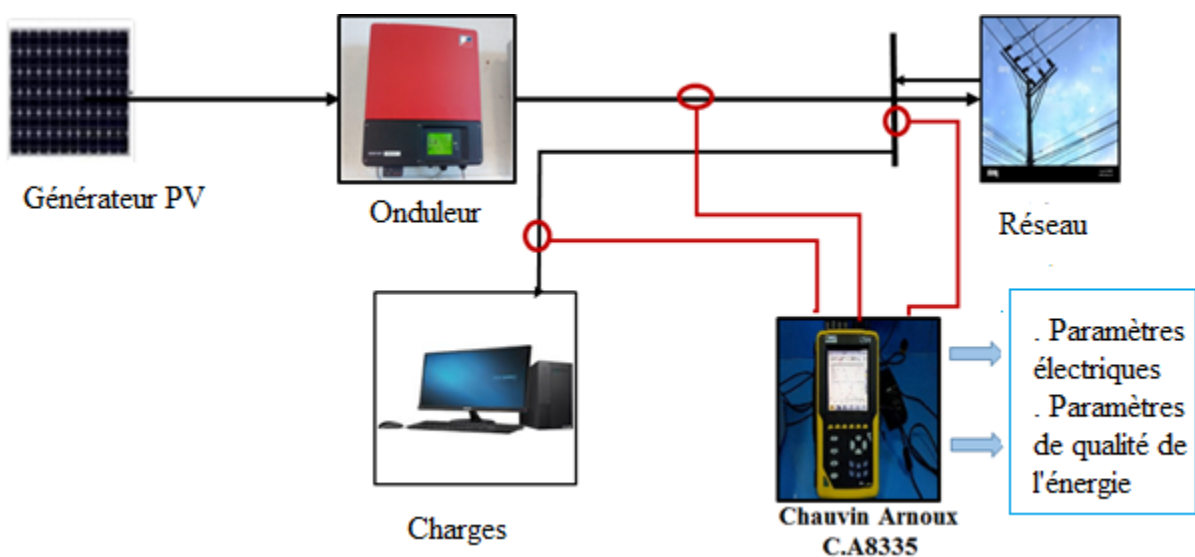


Figure IV.6 : Schéma de montage expérimental

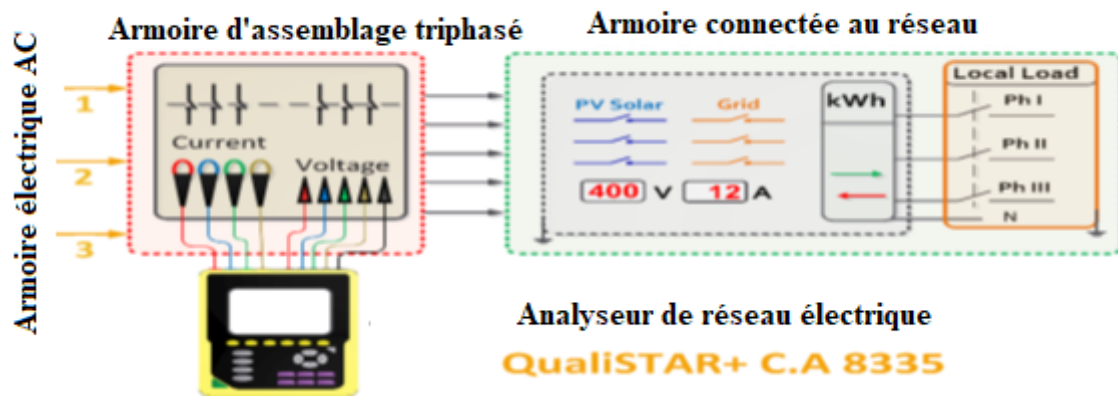


Figure IV.7 : Banc de mesure des paramètres électriques par C.A 8335

#### IV.8. Résultats et discussions

Figure IV.8 présente la production de puissance active du système PV basse tension pour l'onduleur, les charges et le PCC sur une période de douze jours, incluant divers scénarios météorologiques (ciel clair, ciel nuageux, et ciel nuageux avec pluie). Les courbes démontrent une forte corrélation entre la puissance de sortie de l'onduleur, l'ensoleillement et ses fluctuations, entraînant des variations dans la puissance active injectée dans le réseau. Toutefois, la puissance active du PCC est déterminée par l'ensoleillement et la consommation des charges. Figure IV.9 illustre les changements de tension instantanée, tandis que Figure IV.10 représente les variations de tension par rapport à la puissance nominale ( $P/P_n$ ) au cours de ces douze jours. Les niveaux de production PV, le nombre de fluctuations, et les charges connectées au PCC sont responsables de toutes les variations des limites de tension et des violations.

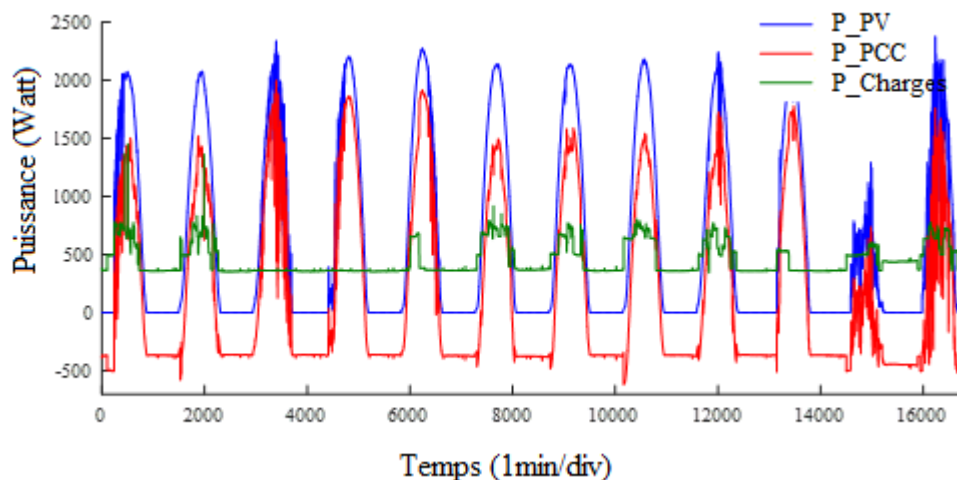


Figure IV.8 : Profils de puissance active au PCC, aux charges et à l'onduleur

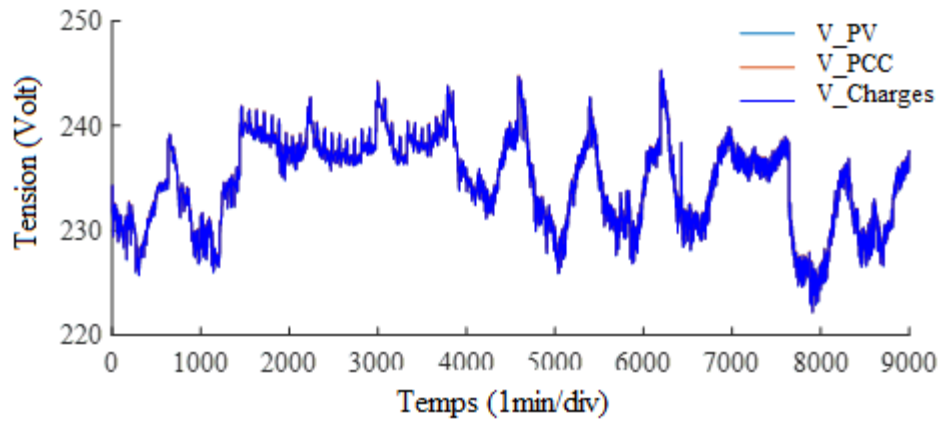


Figure IV.9 : Profils de tension à l'onduleur, aux charges et au PCC

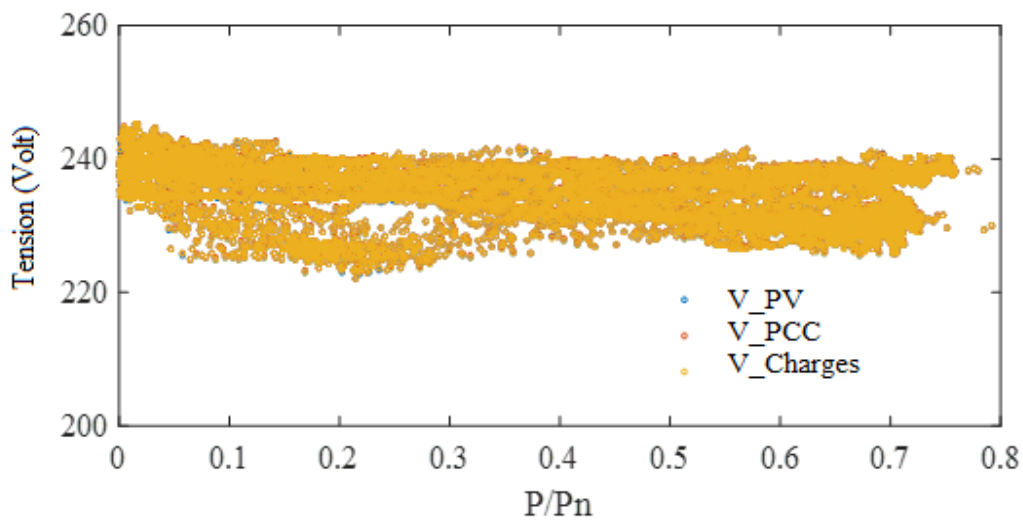


Figure IV.10 : Profils de tension en fonction de la puissance relative

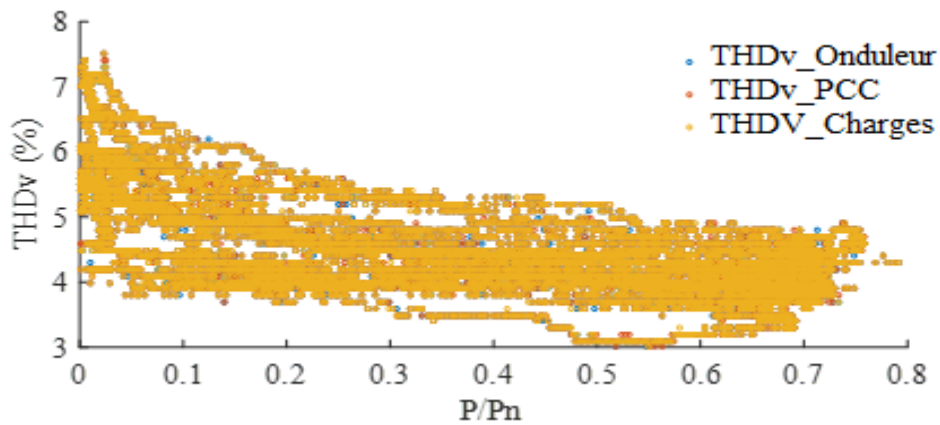
#### IV.8.1. Harmonique de tension

Les douze jours de surveillance ont permis d'analyser les THD des tensions totale et individuelle, lesquels ont été soigneusement tracés en fonction du niveau de pénétration ( $P/P_n$ ) dans Figure IV.11 et Figure IV.12. La Figure IV.11 dépeint les variations du THD de tension totale, tandis que la Figure IV.12 illustre les fluctuations du THD de tension individuelle. Ces observations ont été menées conformément aux normes IEC 61000-3-2 et ont fourni des informations cruciales sur le comportement du système sous différentes conditions.

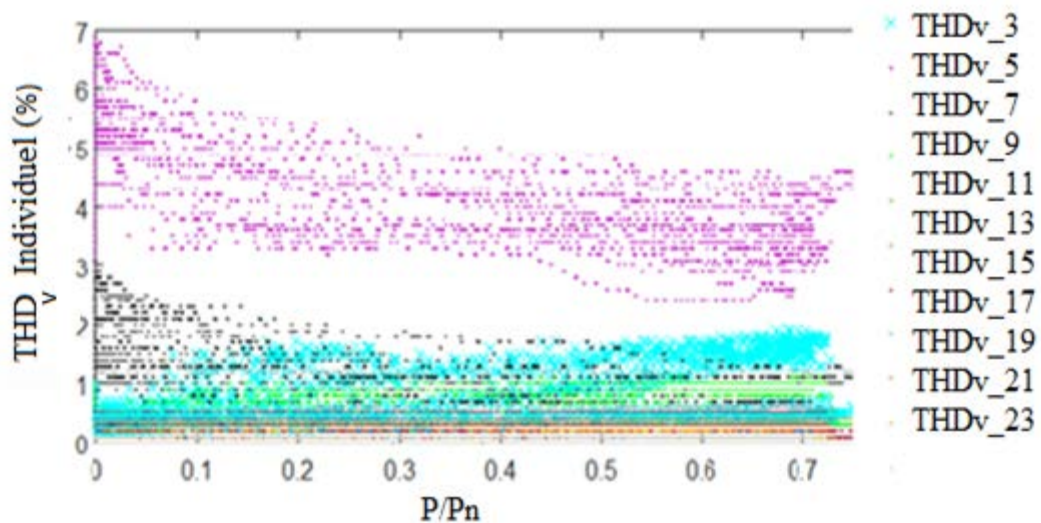
Il est notable que le THD de tension, bien que légèrement influencé par les changements d'irradiation solaire, demeure moins sensible que le THD de courant. Cette observation prend en compte la tension du système PV, du PCC et des charges en parallèle. À partir d'un taux de

pénétration (P/Pn) de 25 % environ, le système photovoltaïque commence à contribuer de manière significative à une amélioration de la distorsion de tension, équivalente à 600 W.

Les variations du THD de tension individuelle en fonction du taux de pénétration (P/Pn) sont présentées dans la Figure IV.12. Les résultats montrent que la cinquième harmonique affiche des valeurs supérieures à 4 %, atteignant même jusqu'à 8 %, ce qui ne respecte pas les normes de la IEC 61000-3-2. En revanche, la septième harmonique se situe entre 1 % et 3 %, dépassant également les limites établies par la norme. À l'inverse, les harmoniques de troisième ordre et les multiples entiers de trois restent autour de 2 %. Ces violations du THD de tension individuelle sont principalement dues à la présence des charges non linéaires connectées au Point de Couplage Commun (PCC). Les valeurs des harmoniques impairs de la troisième harmonique se maintiennent quant à elles autour de 1 %, respectant ainsi les critères spécifiés par la norme IEC 61000-3-2.



**Figure IV.11 : THDv en fonction de la puissance relative**



**Figure IV.12 : THDv individuel en fonction de la puissance relative**

### IV.8.2 . Harmonique de courant

En conformité avec la norme IEC 61000-3-2 et la norme IEEE 519 , l'analyse du niveau de pénétration du système photovoltaïque, représenté par le rapport P/Pn, est présentée à travers la Figure IV.13, qui met en lumière les pourcentages harmoniques de courant pour divers emplacement tels que l'onduleur photovoltaïque, le point de connexion au réseau (PCC) et les charges connectées. Une corrélation significative se dessine entre le ratio P/Pn et les composantes harmoniques du courant généré par l'onduleur photovoltaïque. Cette relation, de nature proportionnelle inverse, est étroitement liée à des variables environnementales telles que l'éclairage solaire, ainsi qu'à des paramètres intrinsèques, dont la puissance nominale de l'onduleur. Cette corrélation est particulièrement prononcée pendant les phases de lever/coucher du soleil et en présence de conditions nuageuses, conformément aux dispositions des normes. Lorsque l'onduleur photovoltaïque produit une puissance de sortie (PPV) nettement inférieure à 25% de sa puissance nominale réelle (Pn), Cela induit une prédominance des harmoniques de courant dans le réseau électrique, en non-conformité avec les critères de la norme IEC 61000-3-2, évoquant ainsi une divergence par rapport aux spécifications édictées par ladite norme. Les résultats obtenus soulignent également que le niveau de distorsion harmonique total (THD) du courant au PCC varie en fonction de l'emplacement de l'intégration du système photovoltaïque dans le réseau. Cette variation est également influencée par les fluctuations du THD de courant de l'onduleur et par la nature, la quantité et le type de charges connectées au PCC, tout en respectant les exigences spécifiées par les deux normes.

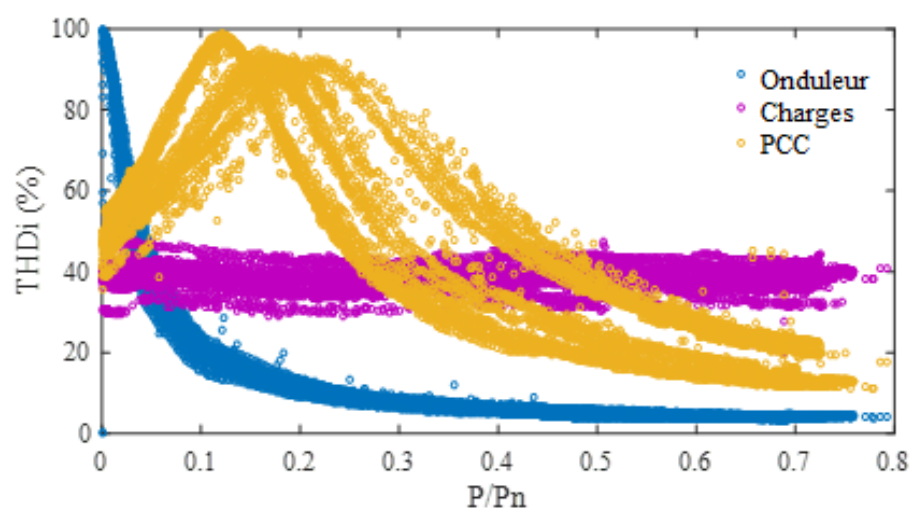
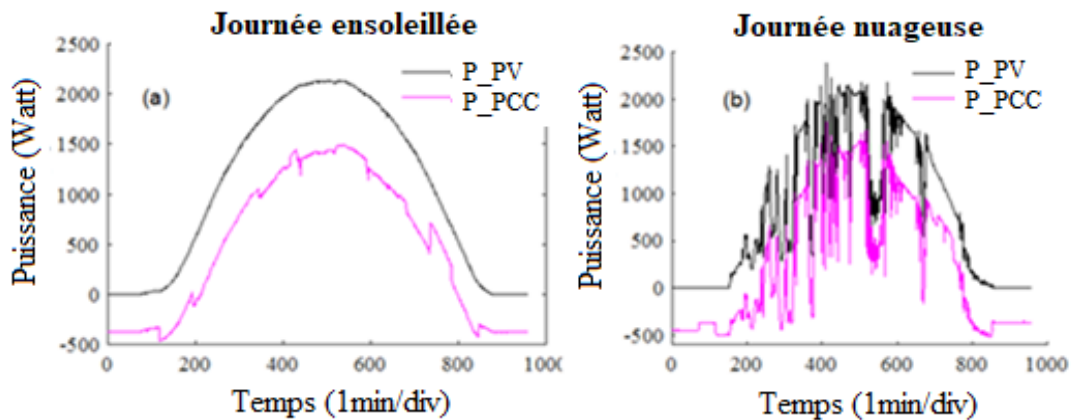


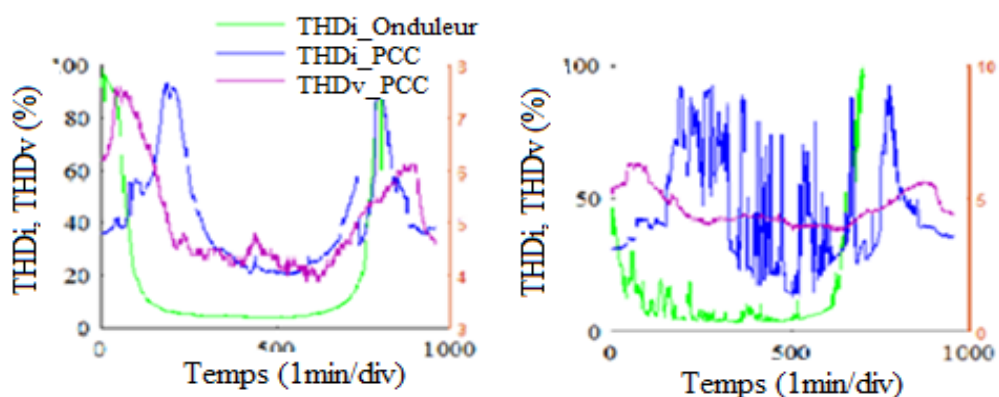
Figure IV.13 : THDi de l'onduleur, de la charge, et THDi au PCC en fonction de la puissance relative

### IV.8.3. Influence de la variation de l'éclairement solaire

La puissance active, tant à la sortie de l'onduleur qu'au Point de Couplage au Réseau (PCC), est présentée dans les Figures IV.14 (a) et IV.14 (b), qui illustrent deux journées distinctes avec des conditions météorologiques variables. Les données des Figures IV.15 (a) et IV.15 (b) examinent les paramètres de qualité de l'énergie à des points clés, tels que l'onduleur et le PCC. Les figures montrent une corrélation notable entre les harmoniques de courant et les variations de l'éclairement solaire, notamment pendant les levers et couchers du soleil, les périodes nuageuses, ainsi que la présence de charges connectées au PCC. En outre, les figures indiquent que le THD de la tension est faiblement affecté par les conditions météorologiques comparativement à l'influence des charges connectées au PCC.



**Figure IV.14 :** (a) Puissance active de l'onduleur et du PCC pour une journée ensoleillée  
(b) Puissance active de l'onduleur et du PCC pour une journée nuageuse



**Figure IV.15 :** (a) Paramètre de qualité de l'énergie de l'onduleur et du PCC pour une journée ensoleillée (b) Paramètres de qualité de l'énergie de l'onduleur et du PCC pour une journée nuageuse

#### **IV.8.4. Influence du niveau de pénétration de l'énergie photovoltaïque**

Afin d'explorer la relation entre les paramètres de qualité de l'énergie, l'éclairement solaire et le niveau de pénétration de la puissance photovoltaïque par rapport à la puissance nominale de l'onduleur, nous avons mené une série de tests. Ces tests étaient basés sur la quantité de l'éclairement solaire et les valeurs des paramètres de THD de courant et de tension, à la fois totaux et individuels. Le tableau IV.3 présente une comparaison des THD de courant total (THDi) et de tension totale (THDv) en fonction de l'éclairement solaire et du niveau de pénétration, tandis que le tableau 2 offre une comparaison entre l'éclairement solaire et les THD de courant individuel (THDi) et de tension individuelle (THDv).

Selon les résultats du Tableau. IV.3, les THDi et THDv étaient au minimum, à 4.1% pour chacun, et respectaient les normes établies lors d'un éclairement solaire maximal (1209,59 W/m<sup>2</sup>) avec un rapport de puissance PV maximal de 70,93%. Cependant, le THDi de courant a augmenté avec la diminution de l'éclairement solaire à 790,06 W/m<sup>2</sup>, associée à un rapport de puissance PV de 51,53%. À noter que les limites de THDi et THDv ne sont plus respectées, atteignant respectivement 43.5% et 6.2%, au moment du minimum solaire (348,29 W/m<sup>2</sup>). Ces constatations soulignent l'impact significatif de la variation de l'éclairement solaire sur les caractéristiques de distorsion harmonique du système, notamment pendant les conditions solaires minimales.

D'après les données du Tableau. IV.4, il est important de noter que, durant les périodes de faible ensoleillement correspondant à une puissance PV minimale, les harmoniques d'ordre impair sont élevés, dépassant les limites définies par la norme. Cette observation s'explique par la diminution du courant fondamental lors du fonctionnement de l'onduleur à faible puissance, entraînant une augmentation significative des courants harmoniques. En revanche, lors d'un éclairement solaire maximal (1209,59 W/m<sup>2</sup>) et avec un ratio de puissance PV maximal de 70,93%, le THDi individuel du courant reste dans les limites autorisées. Cependant, il augmente proportionnellement à la diminution de l'éclairement solaire jusqu'à 790,06 W/m<sup>2</sup>, associée à un ratio de puissance PV de 51,53%. Ces limites sont toutefois dépassées durant les périodes de faible ensoleillement (348,29 W/m<sup>2</sup>), entraînant des valeurs élevées pour les harmoniques impairs tels que les 5ème, 7ème et 3ème, ainsi que les multiples entiers de trois, atteignant respectivement 28,2%, 16,2% et 8,7%. Les Figure IV.16 et Figure IV.17 présentent une approche alternative pour illustrer les harmoniques individuels du courant jusqu'au 23ème

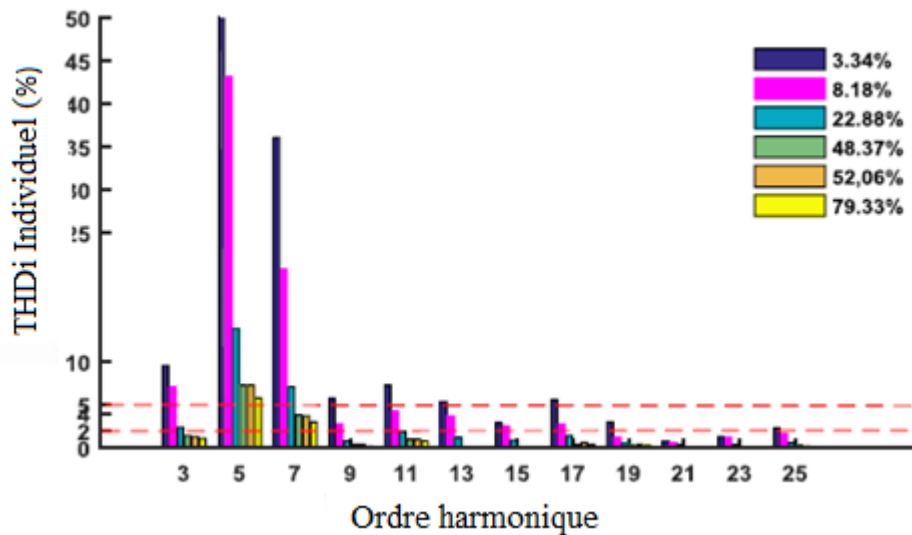
ordre, y compris le spectre harmonique et l'évolution en temps réel des valeurs harmoniques en fonction du niveau de pénétration (P/Pn).

**Tableau. IV.3** Niveau global de THD dans différentes conditions d'éclairage solaire.

Eclairage (W/m <sup>2</sup> )	Puissance PV (W)	Niveau de pénétration (%)	THDi (%)	THDv (%)
67,78	154,2	5,14	43,5	6,2
348,29	785	26,16	9,5	4,6
790,06	1546	51,53	4,9	4,4
1209,59	2128	70,93	4,1	4,1

**Tableau. IV.4** Niveau global de THD individuel dans différentes conditions d'éclairage solaire

Eclairage (W/m <sup>2</sup> )	Niveau de pénétration	3	5	7	11	13
67.78	6,53	8,7	28,2	16,2	5,9	8,2
348.29	24,79	26,16	5,7	1,0	1,8	2,7
742,28	51,23	2	3,8	1,2	1,2	1,1
1186,53	71,13	2	2,7	0,4	0,7	0,9



**Figure IV.16 :** Courants harmoniques de l'onduleur PV différentes mesures pour mesures relatives

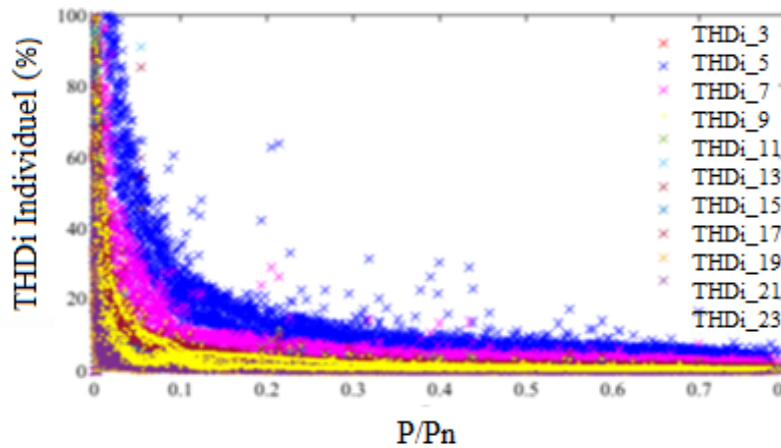


Figure IV.17 : Courants harmoniques efficaces (RMS) de l'onduleur PV en fonction de la puissance relative

#### IV.8.5. Relation entre les courants et les tensions harmoniques

Une évaluation des résultats de mesure a été effectuée pour souligner les relations entre les courants harmoniques individuels et les tensions harmoniques individuelles de l'onduleur PV. La Figure IV.18 indique L'augmentation de la tension harmonique entraîne une augmentation moyenne des courants harmoniques. En raison de l'excès des tensions harmoniques, les courants harmoniques individuels augmentent alors que les différences entre les deux sont faibles. Il est également observé que les harmoniques de courant et de tension les plus cruciales sont les harmoniques du cinquième, du septième et du triple ordre, respectivement.

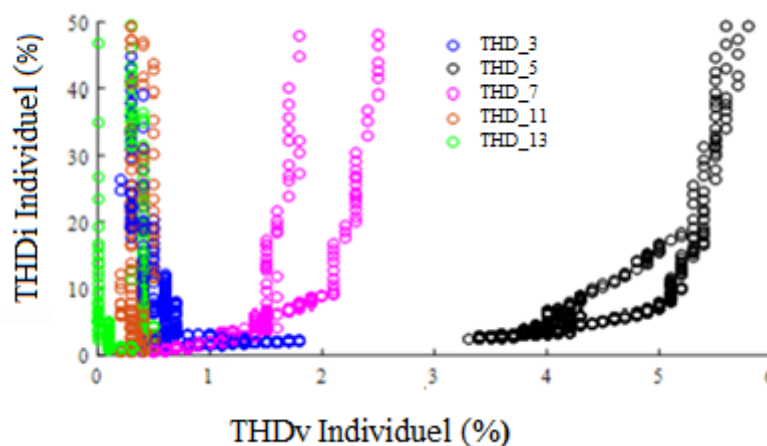
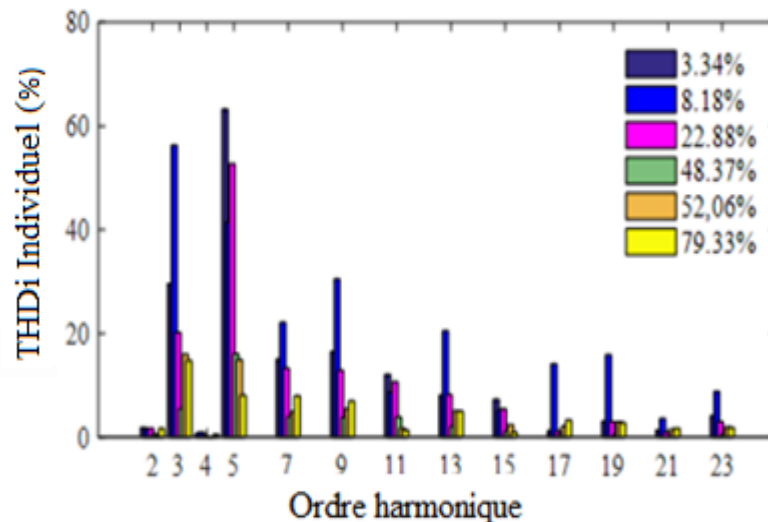


Figure IV.18 : Courants harmoniques de l'onduleur pour différentes tensions harmoniques

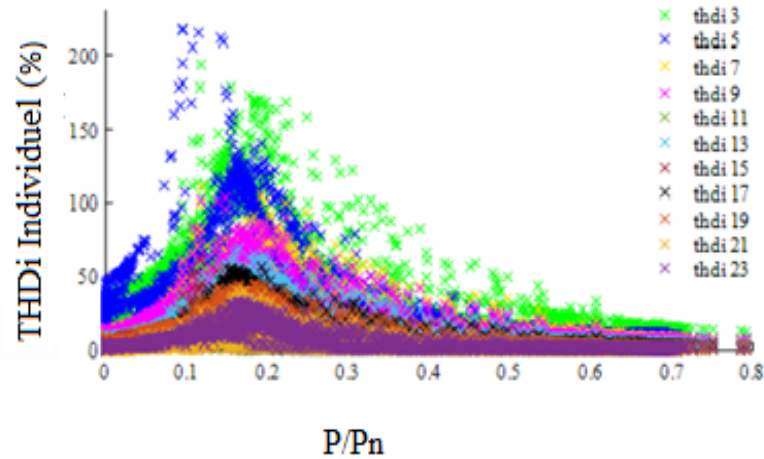
#### IV.8.6. Harmonique Individuelle de courant au PCC

Les valeurs efficaces et le spectre harmonique individuel du courant, basés sur  $(P/P_n)$ , sont présentés de manière méticuleuse dans les Figure IV.19 et Figure IV.20, respectant ainsi les

exigences de la norme IEEE 519. L'examen de ces résultats révèle une corrélation significative entre les niveaux de pénétration et les harmoniques au PCC. À des niveaux de pénétration faibles, les harmoniques montrent une augmentation marquée, amorçant leur déclin à partir de 20% du niveau de pénétration (P/Pn). Cette tendance est attribuée à l'augmentation du courant fondamental de l'onduleur, malgré l'impact indésirable des charges non linéaires, conformément aux critères des normes. Plus spécifiquement, les 5<sup>ème</sup>, 7<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> harmoniques, ainsi que leurs multiples impairs, présentent une réduction significative dans la plage de (15% à 3.8%), respectant ainsi les limites établies par la norme IEEE 519. Cette plage correspond à la plage de pénétration de la puissance photovoltaïque, s'étendant de (20,8% à 79,33%). Cette réduction persiste à mesure que la puissance solaire continue de pénétrer davantage dans le système, mettant en évidence une tendance cohérente de diminution des harmoniques avec l'augmentation de la pénétration de la puissance solaire. Ces observations suggèrent une qualité de courant progressivement optimisée, entièrement conforme à la norme IEEE 519, avec une intégration accrue de la puissance photovoltaïque dans le réseau.

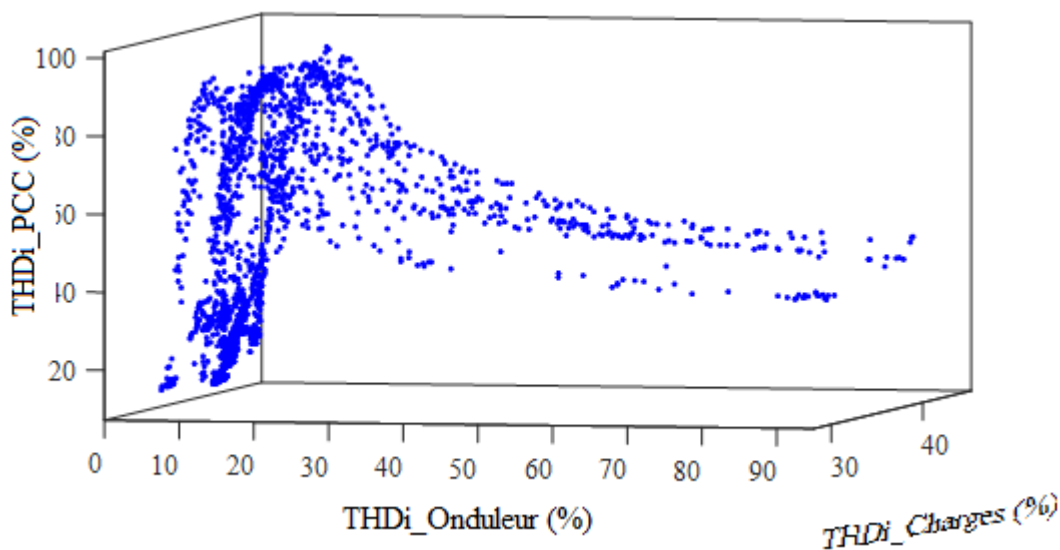


**Figure IV.19 :** Courants harmoniques au PCC pour différentes mesures relatives



**Figure IV.20 :** Courants harmoniques efficaces (RMS) au PCC en fonction de la puissance relative

Le CA8335, notre analyseur de puissance, est dédié à la mesure et à l'enregistrement exhaustifs de tous les paramètres électriques, y compris les caractéristiques de la qualité de l'énergie telle que la distorsion harmonique totale (THD) de la tension et du courant à différents points d'observation tels que l'onduleur, la charge et le point de couplage commun (PCC). La Figure IV.21 illustre la corrélation entre le THDi au PCC d'une part, et le THDi de l'onduleur et des charges d'autre part. Deux phases d'évolution sont identifiables: la première, débutant dès l'initiation de l'onduleur PV jusqu'à 25% de la puissance PV relative à la puissance nominale de l'onduleur ; la deuxième, s'étendant de la fin de la première phase jusqu'à l'arrêt de l'onduleur.



**Figure IV.21 :** THDi au PCC en fonction de THDi de l'onduleur et de THDi des charges.

#### **IV.9. Conclusion**

Cette étude exhaustive, menée sur un système photovoltaïque de 9,54 kWp connecté au réseau basse tension du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), explore en profondeur différents scénarios liés à la présence d'harmoniques. En utilisant des mesures sur le terrain, nous examinons les paramètres de qualité de l'énergie, en mettant l'accent sur des emplacements clés tels que les onduleurs, les charges et le PCC. Dans un réseau électrique intégrant le photovoltaïque, nous analysons les distorsions harmoniques en tenant compte de l'influence du contrôle des onduleurs, des techniques de commutation et des éléments du réseau des onduleurs. Les résultats révèlent une diminution de la distorsion harmonique totale (THD) du courant et de la tension avec une augmentation de la pénétration photovoltaïque. Cependant, une augmentation significative des harmoniques de courant, en particulier les ordres impairs, est observée en mode faible puissance des onduleurs, lors de conditions de faible ensoleillement.

**Références:**

- [52] s. bouchakour et al, “investigation of the voltage quality at pcc of grid connected pv system,” in *energy procedia*, elsevier ltd, 2017, pp. 66–70.
- [53] a. carretero-hernandez, e. artigao, s. martin-martinez, c. alvarez-ortega, m. ochoa-gimenez, et e. gomez-lazaro, “comparison of harmonic emission in lv side of a large grid connected pv power plant,” *electr. power syst. res.*, vol. 223, oct. 2023.
- [54] c. chen, h. yang, w. wang, m. mandich, w. yao, et y. liu, “harmonic transmission characteristics for ultra-long distance ac transmission lines based on frequency-length factor,” *electr. power syst. res.*, vol. 182, may 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106189.
- [55] a. chidurala, t. kumar saha, et r. c. bansal, “harmonic emissions in grid connected pv systems: a case study on a large scale rooftop pv site.” 2014 IEEE pes general meeting | conference & exposition, USA, doi: 10.1109/pesgm.2014.6939147.
- [56] Saliha BOULAHCHICHE et al, “Assessment of different harmonic distortion scenarios in a grid-connected pv system : a case study in alger,” The 4th International Conference on Electromechanical Engineering (ICEE2022) November 22-23, 2022.
- [57] A. Elkholy, “Harmonics assessment et mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 183, pp. 315–326, May 2019.
- [58] H. Eroğlu, E. Cuce, P. Mert Cuce, F. Gul, et A. Iskenderoğlu, “Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 48. Elsevier Ltd, Dec. 01, 2021. doi: 10.1016/j.seta.2021.101566.
- [59] J. C. Hernández, M. J. Ortega, J. De La Cruz, et D. Vera, “Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 7. pp. 1247–1257, Jul. 2011.
- [60] R. R. A. Fortes, R. F. Buzo, et L. C. O. de Oliveira, “Harmonic distortion assessment in power distribution networks considering DC component injection from PV inverters,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 188, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106521.
- [61] J. C. Hernández, M. J. Ortega, et A. Medina, “Statistical characterisation of harmonic current emission for large photovoltaic plants,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 24,

- no. 8, pp. 1134–1150, 2014, doi: 10.1002/etep.1767.
- [62] Annapoorna Chidurala et al, “Harmonic Characterization of Grid Connected PV Systems & Validation with Field Measurements,” 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA 2015. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286198.
- [63] Xiao Xu et al, “Harmonic emission of PV inverters under different voltage supply conditions and operating powers,” 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP).
- [64] P. A. Karafotis, V. A. Evangelopoulos, et P. S. Georgilakis, “Evaluation of harmonic contribution to unbalance in power systems under non-stationary conditions using wavelet packet transform,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, Jan. 2020.
- [65] M. J. Ortega, J. C. Hernández, et O. G. García, “Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 96, pp. 23–35, 2013.
- [66] S. Boulahchiche, S. Semaoui, S. Bouchakour, S. Makhloufi, A. Rezagui, et K. Abdeladim, “Experimental Harmonic Analysis of Three Single- Phase PV Inverters Connected at Low Voltage Network,” pp. 1–6.2017.
- [67] S. Boulahchiche et al, “Performance Investigation of Single-Phase Transformerless Pv Inverter Connected To Low Voltage Network,” *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 69, no. 1, pp. 55–60, 2024, doi: 10.59277/RRST-EE.2024.1.10.
- [68] S. Boulahchiche, S. Makhloufi, A. Hadjarab, S. Bouchakour, et I. Bendaas, “Harmonic characterization of grid connected PV systems and the effects caused by PV installations,” pp. 4–6, 1955.2022.
- [69] R. Asma, Z. Zoubir, et B. Saliha, “Impact of Grid Connected Photovoltaic System Under Different Weather Conditions and Load Type,” *J. Appl. Eng. Sci.*, vol. 21, no. 2, pp. 721–728, 2023, doi: 10.5937/jaes0-42456.
- [70] IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," IEEE Std 519-2014, 2014.
- [71] IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase)," IEC 61000-3-2, 2018.

## **CHAPITRE.V**

# **Effets des fluctuations de puissance sur la qualité de l'énergie**

## V.1. Introduction

L'intégration des énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique mondial est devenue une priorité pour répondre aux défis environnementaux et énergétiques contemporains. Parmi les diverses sources d'EnR, les systèmes photovoltaïques (PV) se distinguent par leur capacité à convertir directement l'énergie solaire en électricité, offrant une solution propre et durable. Cependant, la production d'énergie PV est intrinsèquement liée aux conditions météorologiques, ce qui pose des défis uniques en termes de stabilité et de qualité de l'énergie fournie [72].

Les conditions météorologiques, notamment les variations de l'ensoleillement dues aux mouvements des nuages, peuvent provoquer des fluctuations rapides et imprévisibles de la puissance générée par les systèmes photovoltaïques. Ces fluctuations de puissance, appelées "fluctuations nuageuses", peuvent avoir des effets significatifs sur la stabilité du réseau électrique, entraînant des variations de tension, des harmoniques et d'autres perturbations de la qualité de l'énergie. Comprendre et atténuer ces effets est essentiel pour garantir une alimentation électrique fiable et de haute qualité, particulièrement à mesure que la pénétration des systèmes PV augmente.

L'étude des fluctuations de puissance dues aux nuages est particulièrement pertinente dans le contexte actuel où de nombreux pays augmentent leur capacité installée en PV pour atteindre des objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone. Les fluctuations nuageuses peuvent devenir une limitation majeure à cette expansion si elles ne sont pas correctement gérées. Ainsi, il est crucial de développer des stratégies et des technologies pour atténuer leurs impacts négatifs [72], [75], [76], [78]– [83].

Les objectifs de ce chapitre sont d'approfondir la compréhension des effets des fluctuations de puissance causées par les nuages sur les systèmes PV et la qualité de l'énergie. Il s'agit d'analyser comment les variations rapides de l'ensoleillement dues aux nuages affectent la production d'énergie des systèmes PV, ainsi que d'examiner les caractéristiques de ces fluctuations de puissance et leur fréquence d'occurrence. Par ailleurs, ce chapitre vise à évaluer les perturbations de la qualité de l'énergie, telles que les variations de tension et les harmoniques, causées par les fluctuations nuageuses, et à identifier les défis spécifiques posés par ces perturbations pour le réseau électrique et les équipements connectés.

En atteignant ces objectifs, ce chapitre contribuera à la formulation de solutions pour améliorer la stabilité et la fiabilité des systèmes PV dans des conditions météorologiques variables, facilitant ainsi une intégration plus efficace des EnR dans les réseaux électriques.

## **V.2. Sources de fluctuations**

Les principales sources de fluctuations de puissance dans les systèmes PV sont principalement les conditions météorologiques, avec un accent particulier sur les conditions nuageuses. Les nuages influencent la production d'énergie solaire de plusieurs façons [78], [80]–[82], [91] :

**V.2.1. Passage des nuages** : Lorsqu'un nuage passe devant le soleil, il bloque partiellement ou totalement la lumière solaire, entraînant une diminution rapide de la production d'énergie. Lorsque le nuage s'éloigne, la production d'énergie augmente brusquement. Ce phénomène, souvent appelé "effet de bord de nuage", peut provoquer des variations soudaines et imprévisibles de la puissance générée par les systèmes PV. Ces variations peuvent entraîner des perturbations importantes dans le réseau électrique, nécessitant des ajustements rapides pour maintenir la stabilité.

**V.2.2. Type de nuages** : Différents types de nuages ont des effets variés sur l'ensoleillement et, par conséquent, sur la production d'énergie PV. Par exemple, les nuages épais et bas, comme les cumulus, peuvent bloquer une grande quantité de lumière solaire, provoquant des chutes drastiques de la production d'énergie. En revanche, les nuages fins et élevés, comme les cirrus, ont un impact moindre car ils laissent passer plus de lumière. Les nuages stratiformes, qui couvrent de vastes zones du ciel, peuvent provoquer des baisses prolongées de la production d'énergie, tandis que les nuages convectifs, plus localisés, peuvent entraîner des variations rapides et fréquentes.

**V.2.3. Vitesse et direction du vent** : Le vent joue un rôle crucial dans le déplacement des nuages à travers le ciel. Des vents rapides peuvent faire bouger les nuages rapidement, entraînant des variations fréquentes et rapides de l'ensoleillement. Ces changements rapides peuvent causer des fluctuations de puissance importantes et soudaines. À l'inverse, des vents plus lents entraînent des variations plus lentes et moins fréquentes, ce qui peut permettre une meilleure gestion de la production d'énergie mais peut aussi entraîner des périodes prolongées de faible production sous des conditions nuageuses persistantes.

### **V.3. Caractérisation des fluctuations de puissance**

Les fluctuations de puissance dans les systèmes photovoltaïques se caractérisent par des variations rapides et irrégulières de la production d'énergie. Ces variations peuvent être de courte durée, causées par le passage de nuages, ou de plus longue durée, résultant de changements météorologiques plus étendus. Les caractéristiques principales des fluctuations de puissance incluent l'amplitude des variations, la fréquence des variations, et la durée des variations [72], [80], [81], [83]–[85].

#### **V.3. 1. Amplitude des variations**

L'amplitude des fluctuations de puissance peut varier considérablement. Elle dépend principalement de la densité des nuages et de leur vitesse de déplacement. Par exemple, un nuage dense qui bloque complètement la lumière solaire peut entraîner une diminution drastique de la production d'énergie, tandis qu'un nuage plus fin peut causer une réduction moindre. Les variations d'amplitude peuvent aller de quelques pourcents à plus de 80% de la production maximale du système PV. Une forte amplitude des variations peut causer des chutes de tension significatives, impactant la stabilité du réseau électrique. De plus, une variation rapide et importante de la puissance peut également causer des contraintes mécaniques et thermiques sur les composants du système PV, réduisant leur durée de vie.

#### **V.3. 2. Fréquence des variations**

La fréquence des variations de puissance est un autre facteur critique. Dans certaines régions, les conditions météorologiques peuvent changer rapidement, entraînant des fluctuations fréquentes. Par exemple, dans les régions tropicales, où les nuages se déplacent rapidement et changent fréquemment, les systèmes PV peuvent subir de nombreuses fluctuations de puissance en une seule journée. Une fréquence élevée de variations de puissance peut poser des défis supplémentaires pour le réseau électrique, nécessitant des réponses rapides des systèmes de gestion de l'énergie et des dispositifs de compensation. Cela peut également augmenter l'usure des équipements connectés au réseau, en raison des cycles fréquents de montée et de descente en puissance.

#### **V.3. 3. Durée des variations**

La durée des fluctuations de puissance varie également, allant de quelques secondes à plusieurs minutes. Cette durée dépend de la taille des nuages et de la vitesse du vent. De petits nuages se déplaçant rapidement peuvent causer des fluctuations de courte durée, tandis que des nuages

plus grands ou des formations nuageuses étendues peuvent entraîner des variations prolongées. Les fluctuations de courte durée peuvent être particulièrement problématiques, car elles provoquent des changements brusques dans la production d'énergie, nécessitant des réponses immédiates du système de gestion de l'énergie. Les fluctuations de plus longue durée peuvent affecter l'ordonnancement des ressources énergétiques, obligeant les gestionnaires de réseau à ajuster la production et la distribution d'énergie en temps réel pour maintenir la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

#### **V.4. Effet des fluctuations sur les paramètres de la qualité de l'énergie**

Les fluctuations rapides de puissance peuvent provoquer des perturbations importantes dans la qualité de l'énergie, affectant la tension et les harmoniques du réseau. Lorsque la production d'énergie varie rapidement, la tension sur le réseau peut fluctuer, entraînant des problèmes tels que des surtensions ou des baisses de tension. Ces fluctuations peuvent également générer des harmoniques, des perturbations de fréquence qui affectent la qualité de l'alimentation électrique. Les harmoniques peuvent provoquer des échauffements dans les transformateurs et les moteurs, réduire l'efficacité des dispositifs électroniques, et causer des dysfonctionnements dans les équipements sensibles. Par conséquent, il est crucial de mettre en place des solutions de gestion et de compensation pour atténuer les effets des fluctuations de puissance et garantir une alimentation électrique stable et de haute qualité [72], [74], [75], [76], [78]- [83], [85], [87], [88].

##### **V.4. 1. Paramètres de qualité de l'énergie électrique affectés par les fluctuations des nuages**

Les fluctuations de puissance causées par les nuages peuvent avoir des répercussions sur plusieurs paramètres de qualité de l'énergie électrique. Cela comprend la tension, la fréquence, les variations de tension, les distorsions harmoniques et autres caractéristiques de la forme d'onde électrique. L'évaluation de ces paramètres est essentielle pour comprendre l'impact des fluctuations des nuages sur la qualité de l'énergie électrique. L'impact des fluctuations de puissance causées par les nuages peut avoir des conséquences sur plusieurs paramètres, notamment le flicker et les harmoniques.

##### **V.4. 2. Variation de la tension et du courant**

Les fluctuations de puissance induites par les nuages influent sur la tension et le courant générés par les modules photovoltaïques. Lorsque les nuages obscurcissent le soleil, l'intensité

lumineuse diminue, entraînant une baisse simultanée de la puissance produite par les modules PV. De manière similaire, lorsque les nuages se dispersent et que l'intensité lumineuse augmente, la tension et le courant générés par les modules PV augmentent également. Ces variations rapides dans la production d'électricité sont observables au fur et à mesure que les nuages se déplacent dans le ciel, et elles peuvent engendrer des fluctuations de tension, susceptibles de provoquer des surtensions ou des sous-tensions, affectant ainsi la stabilité et le fonctionnement du système PV.

### V.4. 3. Impact des fluctuations de puissance sur le flicker

Le flicker électrique décrit les variations rapides et périodiques de l'intensité lumineuse d'une source d'éclairage, causées par des fluctuations de la tension du réseau électrique. Dans les systèmes PV, le flicker peut être exacerbé par les variations de puissance résultant des changements d'éclairement dus aux nuages. Lorsque les nuages masquent le soleil, ils provoquent des fluctuations brusques et imprévisibles dans la production d'énergie solaire, entraînant des variations de la tension du réseau, souvent inférieures à 10%. Ces variations de tension peuvent entraîner des effets de flicker, provoquant des perturbations visuelles et pouvant affecter les équipements ainsi que la santé des utilisateurs.

#### Quantification du scintillement dans les systèmes électriques

Généralement, les mesures de scintillement sont effectuées au moyen d'un dispositif connu sous le nom de flickermètre. Ces appareils doivent passer avec succès divers tests de tension conformément aux normes établies par la Commission électrotechnique internationale (CEI), en particulier la norme CEI 61000-4-15. Ce groupe de normes a été élaboré de manière systématique pour pallier les limitations observées dans les méthodes traditionnelles d'évaluation du scintillement. La structure du flickermètre peut être subdivisée en deux sections distinctes, chacune étant dédiée à une tâche spécifique: simuler la réponse de la chaîne lampadaire-œil-cerveau ou effectuer une analyse statistique en ligne du signal de scintillement et afficher les résultats. Les mesures de scintillement sont exprimées par deux indices : l'indice de sévérité du scintillement à court terme (Pst) et l'indice de sévérité du scintillement à long terme (Plt). La formule (V.1) fournit l'indice de scintillement à Pst [73], [88], [90]:

$$P_{st} = \sqrt{aP_{0.1} + bP_{1s} + cP_{3s} + dP_{10s} + eP_{50s}} \quad (V.1)$$

Où : a = 0.0314, b = 0.0525, c = 0.0657, d = 0.28, e = 0.08

$$P_{3s} = \frac{P_{2.2} + P_3 + P_4}{3} \quad (V.2)$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{3} \quad (V.3)$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3} \quad (V.4)$$

Les valeurs de Pst sont mesurées instantanément sur une période de dix minutes, représentées par P0.1s, P1s, P3s, P10s, and P50s, couvrant respectivement 0.1, 1, 3, 10 et 50% du temps. Quant au Plt, il correspond à une moyenne mobile sur deux heures des valeurs de Pst, calculée selon la formule suivante (V.5) :

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st,i}^3}{12}} \quad (V.5)$$

Le tableau 4 expose les données de Pst et Plts selon les directives de la norme CEI 61000-4-15, qui définit les paramètres pour évaluer les variations de tension. Ces valeurs sont différenciées en fonction du niveau de tension du système électrique, offrant ainsi une référence cruciale pour l'évaluation comparative du scintillement entre différents systèmes électriques.

<b>Tableau V.1 : Pst et Plts selon la norme CEI 61000-4-15 [90]</b>		
Niveau de tension	Sévérité absolue du Pst	Sévérité absolue du Plt
Système LV	1	0,8
11kV à 33kV	0,9	0,7
> 33kV	0,8	0,6

#### **V.4. 4. Variation très courte de tension**

Les variations très courtes de tension (VSV) sont des fluctuations de tension qui surviennent sur une période de temps extrêmement courte, généralement de l'ordre de quelques millisecondes à quelques cycles de réseau. Dans les systèmes PV, ces variations peuvent être causées par les fluctuations rapides de la production d'électricité dues aux changements de l'éclairement solaire, tels que ceux causés par le passage des nuages. Ces variations de tension très courtes peuvent avoir un impact significatif sur les équipements électriques sensibles, tels que les appareils électroniques et les systèmes de contrôle industriels, en perturbant leur fonctionnement normal. De plus, des VSV prononcées peuvent compromettre la qualité de l'énergie électrique, entraînant des problèmes tels que des interférences dans les équipements, des dysfonctionnements des dispositifs de protection et des pertes de production dans les

processus industriels. La norme IEC 61000-4-15 établit deux intervalles de temps agrégés pour les variations de tension efficace quadratique moyenne (RMS) dans les mesures de qualité de l'énergie électrique : une période très courte de 3 secondes et une courte période de 10 minutes. Les performances du système sont évaluées en utilisant les valeurs sur 10 minutes, tandis que les impacts sur les équipements sensibles, comme les fluctuations de tension à court terme, sont évalués avec des valeurs sur 3 secondes ( $U_{sh}$ ), qui sont calculées comme suit [79], [87], [88] :

$$U_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k U_{us}^2(t_i)} \quad (V.6)$$

Où

$N$  : Nombre de valeurs sur 3 secondes dans l'intervalle de 10 minutes.

$t_k$  : Temps d'échantillonnage correspondant à la fin d'un intervalle de 10 minutes.

Nous avons utilisé la méthode des variations de tension à des intervalles de 10 minutes pour examiner l'impact des fluctuations de puissance sur les caractéristiques des charges au point de couplage au réseau (PCC). D'un côté, elle détermine la différence entre les valeurs de trois secondes  $U_{sh}$  et celles des 10 dernières minutes, et d'un autre côté, elle définit les variations très brèves de trois secondes  $U_{us}$  comme la différence entre la tension efficace quadratique moyenne (RMS) de trois secondes et la valeur RMS des valeurs de trois secondes au cours des 10 dernières minutes.

$$U_{us}(t_k) = U_{us}(t_k) - U_{sh}(t_k) \quad (V.7)$$

$$\Delta U_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k \Delta U_{us}^2(t_i)} \quad (V.8)$$

$\Delta U_{us}(t_k)$  : Variation de tension pendant 10 minutes

$\Delta U_{sh}(t_k)$  : Variation de tension très courte pendant 3 secondes

#### V.4.5. Impact des fluctuations de puissance sur les harmoniques

Les changements brusques de la production d'énergie, souvent observés lors du passage des nuages, peuvent introduire des distorsions harmoniques dans le réseau électrique. Ces fluctuations, influencées par les variations de production, peuvent perturber la forme d'onde de la tension ou du courant, surtout au niveau des onduleurs photovoltaïques chargés de convertir le courant continu des modules PV en courant alternatif. De même, bien que les systèmes PV individuels aient un impact moindre sur la fréquence du réseau par rapport aux grandes centrales

électriques conventionnelles, une pénétration élevée de l'énergie solaire peut contribuer aux fluctuations de fréquence en cas de variations rapides et imprévisibles de la production. Ces fluctuations de fréquence peuvent perturber le fonctionnement normal des équipements électriques et compromettre la stabilité du réseau. En outre, les fluctuations de la production PV peuvent influencer le facteur de puissance, qui mesure l'efficacité de l'utilisation de l'électricité dans le système. Des variations fréquentes et importantes du facteur de puissance peuvent accroître les pertes d'énergie et réduire l'efficacité globale du système électrique, entraînant des implications financières significatives pour les exploitants de réseau et les consommateurs [72], [74], [79], [85],[86].

## **V.5. Facteurs influençant la qualité de la tension à cause de fluctuation de puissance**

### **V.5.1 . Impact du niveau de pénétration de la production photovoltaïque**

L'impact du niveau de pénétration des systèmes PV en termes du nombre de systèmes PV et de la production PV pendant la journée, sur le flicker, les harmoniques, et le VSV est significatif. Plus le nombre de systèmes PV connectés au réseau et la production PV sont élevés, plus les fluctuations de puissance associées peuvent être importantes. Cela peut augmenter la probabilité de variations de tension plus prononcées, entraînant un flicker perceptible dans les charges connectées.

### **V.5.2 . Impact de la longueur de rampe de puissance**

La longueur de la rampe de puissance décrit la vitesse à laquelle la puissance produite par les panneaux photovoltaïques varie en fonction des changements de l'ensoleillement causés par le passage des nuages. Une rampe de puissance longue traduit une variation progressive et lente de la puissance solaire, tandis qu'une rampe courte reflète des variations rapides et brusques. Cette propriété influence directement le niveau de scintillement : une rampe de puissance longue génère des fluctuations de tension et de puissance plus douces et continues, minimisant ainsi l'effet du scintillement, car les variations sont moins perceptibles pour les utilisateurs. À l'inverse, une rampe de puissance courte entraîne des fluctuations rapides de tension et de puissance, augmentant le niveau de scintillement et rendant les variations de luminosité plus visibles [79].

La différence de puissance de sortie photovoltaïque entre deux instants successifs ('t' et 't+1') est calculée selon l'équation (V.9). Cette variation de puissance entre la valeur maximale et minimale à l'instant ('t') est exprimée par l'équation (V.10).

$$RR_p(t) = \frac{P(t) - P(t-dt)}{dt} \quad (V.9)$$

$$P_{val} = (\max P(t + \Delta t) - \min P(t + \Delta t)) \quad (V.10)$$

La variation de puissance RR dépend de la sortie électrique photovoltaïque. Pour atténuer les conséquences néfastes des fluctuations du réseau électrique, il est impératif de maintenir le taux de montée en puissance de la production PV en dessous de la limite de 10 % de la capacité nominale PV chaque minute. L'équation (V.11) illustre la contrainte habituelle imposée au taux de montée en puissance de la production PV.

$$RR(\%) \leq 10\% \quad (V.11)$$

### V.5.3 . Contribution des charges liées au point de raccordement à la qualité de l'énergie

Dans les petits systèmes PV, l'effet des charges sur la qualité de l'énergie au point de connexion au réseau électrique est important et peut avoir plusieurs conséquences. Voici une explication détaillée de cet effet :

#### a) Variation de la demande d'énergie

Les charges connectées aux petits systèmes photovoltaïques peuvent varier en termes de puissance demandée et de profil de charge. Lorsque les charges consomment de l'énergie, cela peut entraîner une fluctuation de la puissance électrique au point de connexion au réseau. Ces variations de puissance peuvent avoir un impact sur la stabilité du réseau électrique, car elles peuvent entraîner des fluctuations de tension et de courant.

#### b) Perturbations harmoniques

Les charges connectées aux systèmes photovoltaïques peuvent également générer des perturbations harmoniques. Les équipements électroniques tels que les convertisseurs de puissance, les onduleurs ou les appareils sensibles peuvent produire des courants harmoniques indésirables. Ces harmoniques peuvent se propager dans le réseau électrique et perturber la qualité de l'énergie fournie. Ils peuvent provoquer des distorsions de tension et de courant, ce qui peut affecter le fonctionnement des autres équipements connectés au réseau.

#### c) Puissance réactive

Les charges peuvent également avoir un impact sur la puissance réactive. Cette dernière est nécessaire pour maintenir une tension stable dans le réseau électrique. Si les charges consomment de la puissance réactive de manière excessive, cela peut entraîner une mauvaise

compensation de la puissance réactive, provoquant ainsi des fluctuations de tension et de courant. Cela peut également augmenter les pertes d'énergie et réduire l'efficacité globale du système.

## **V.6. Propagation de l'effet de fluctuation de puissance sur la propagation des flicker**

L'impact des fluctuations de puissance et des nuages sur le niveau de flicker en fonction de l'emplacement des systèmes PV par rapport au point d'injection au réseau :

### **V.6.1. Grands parcs solaires**

Les grands parcs solaires, qui comprennent une installation centralisée de plusieurs modules PV, peuvent être situés à une distance significative du point d'injection au réseau. Les fluctuations de puissance causées par les nuages dans ces installations peuvent se propager sur une plus grande échelle, affectant potentiellement plusieurs points d'injection au réseau. Cela peut entraîner des variations de tension à grande échelle, qui peuvent générer un flicker perceptible dans les zones environnantes où les charges sont connectées. La gestion avancée de la puissance et des fluctuations est nécessaire pour minimiser l'impact du flicker dans ces installations.

### **V.6.2. Effets dans les réseaux de distribution**

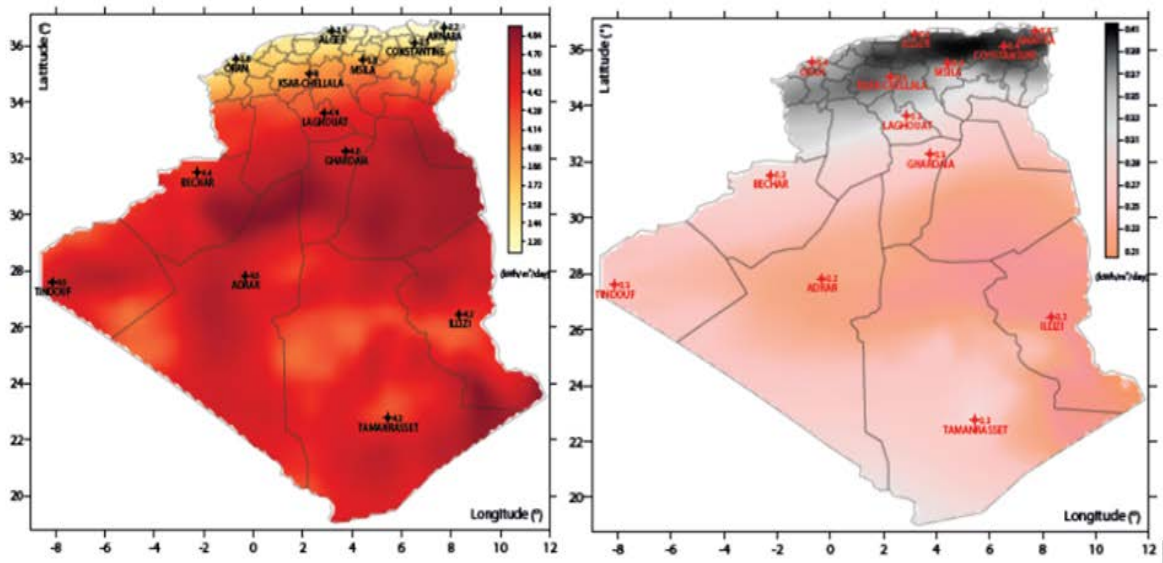
L'emplacement des systèmes PV par rapport au point d'injection au réseau peut également influencer l'impact des fluctuations de puissance et des nuages sur le niveau de flicker dans les réseaux de distribution. Les variations rapides de la puissance solaire injectée dans le réseau peuvent se propager le long du réseau, affectant potentiellement d'autres charges connectées. Les fluctuations de tension et les variations du flicker peuvent être ressenties par les consommateurs situés à différents endroits du réseau. Une planification soignée et des stratégies de gestion des fluctuations sont nécessaires pour minimiser l'impact du flicker sur l'ensemble du réseau de distribution.

## **V.7. Etudes de cas**

L'Algérie se démarque comme l'un des endroits les plus ensoleillés de la planète, avec un potentiel solaire exceptionnel, selon les évaluations du Centre allemand de recherche aérospatiale (DLR). Ce potentiel, estimé à 169,440 TWh par an, fait de l'Algérie le pays affichant le plus haut potentiel solaire dans le bassin méditerranéen. Le territoire national bénéficie en moyenne de plus de 2000 heures d'ensoleillement par an, avec une moyenne quotidienne variant entre 5 et 6 kWh/m<sup>2</sup> par jour. Cette abondante énergie solaire permet

d'obtenir environ 5 kWh par jour sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> dans la plupart des régions du pays, soit environ 1,700 kWh/m<sup>2</sup> par an dans le Nord et 2,65 kWh/m<sup>2</sup> par an dans le Sud.

Cependant, malgré ce potentiel solaire prometteur, la présence de nuages dans le nord-est du pays peut entraîner une diminution significative de l'ensoleillement. En effet, les nuages peuvent réduire la production d'énergie solaire jusqu'à 3,17 kWh/m<sup>2</sup> par jour par rapport aux jours ensoleillés. Cette variation de l'ensoleillement due aux nuages a un impact direct sur la production d'énergie des systèmes photovoltaïques en Algérie. La Figure V.1 présente la carte de l'irradiation solaire globale à l'inclinaison optimale, ainsi que la carte de la couverture nuageuse [77],[79], [84].



**Figure V.1 :** (a) Carte de l'irradiation solaire globale à l'inclinaison optimale, (b) carte de la couverture nuageuse

Dans cette section, nous analysons en profondeur l'impact des fluctuations de puissance dues aux nuages sur la qualité de l'énergie électrique. Nous explorons plusieurs scénarios, y compris les systèmes bidirectionnels avec des charges non linéaires, la comparaison entre les jours nuageux et ensoleillés, l'effet des fluctuations à différentes capacités de production, l'impact de l'emplacement du système PV, et l'effet sur les variations très courtes de tension (VSV). Nos tests et analyses sont effectués sur plusieurs emplacements de l'installation de systèmes PV connectés au réseau du CDER.

La figure V.2 illustre les variations de l'éclairement solaire enregistrées sur le système photovoltaïque connecté au réseau du bâtiment administratif du CDER. Ces fluctuations sont observées pratiquement tout au long de l'année et sont attribuables aux variations de l'éclairement solaire, ce qui affecte la qualité de la tension électrique produite.

La figure V.3 présente les statistiques cumulatives de la longueur des rampes par mois. On remarque que les longueurs de pente maximales des événements d'augmentation de l'éclairement solaire atteignent  $1000 \text{ W/m}^2$  en mars et plus de  $800 \text{ W/m}^2$  en avril et mai. Cela s'explique par la production accrue pendant ces mois de printemps, ainsi que par la présence de nuages. En revanche, les pentes des événements radiatifs sont faibles pendant l'été, ne dépassant pas  $400 \text{ W/m}^2$ , en raison de l'absence de nuages. Malgré le passage de gros nuages pendant l'automne et l'hiver, les longueurs de pente restent entre  $600$  et  $800 \text{ W/m}^2$  car la quantité de l'énergie solaire entrant est moyenne pendant ces saisons.

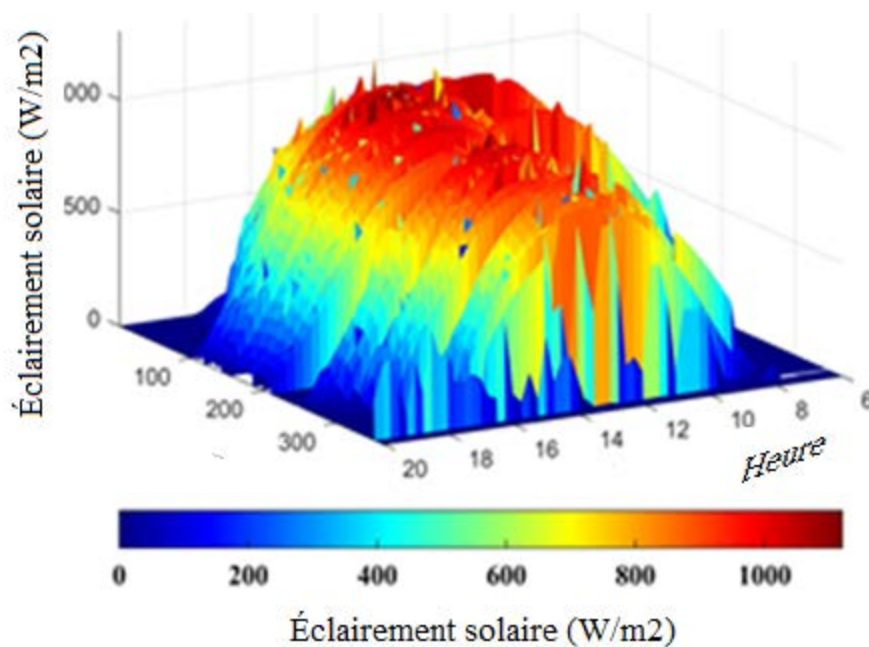


Figure V. 2 : Eclairement solaire sur une année entière

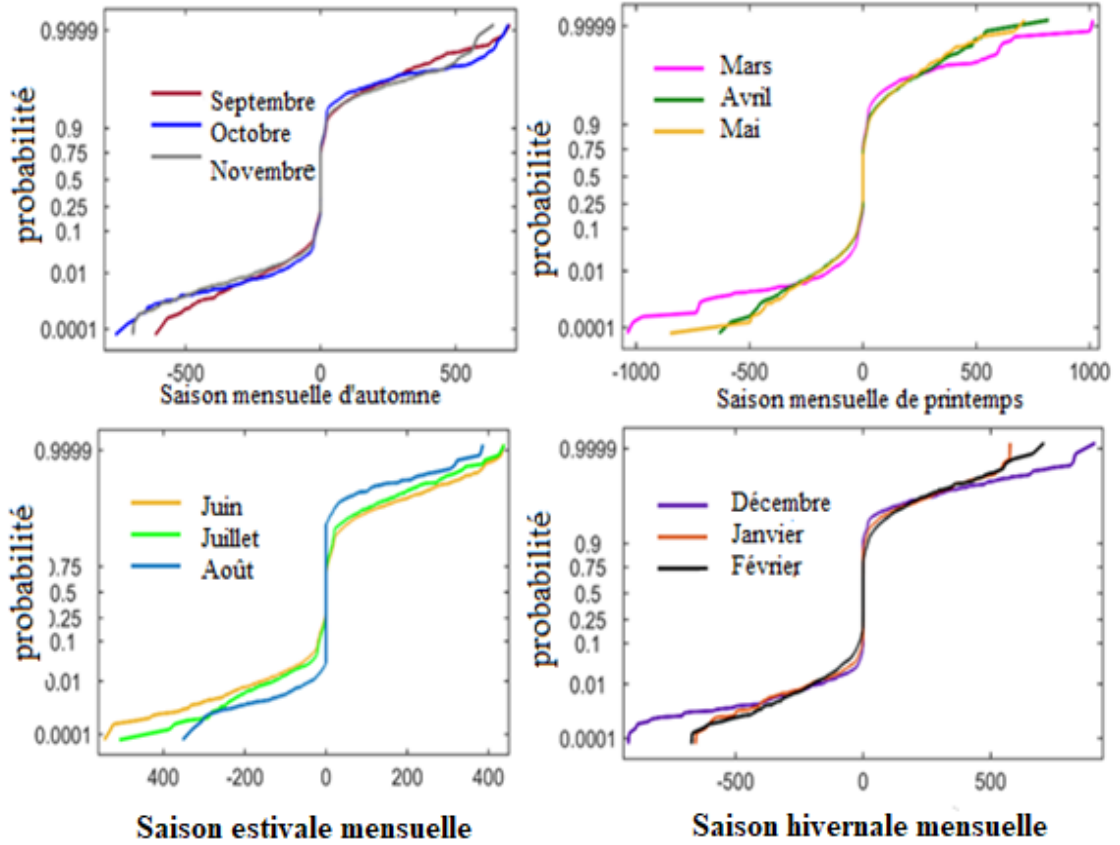


Figure V.3 : Événements de rampes saisonnières de l'éclairement solaire

### V.7.1. Méthodologie des mesures

Les mesures ont été effectuées au laboratoire de recherche sur un système photovoltaïque connecté au réseau. Les mesures ont été effectuées sous différentes variations d'éclairement sur plusieurs périodes., notamment du 23 au 29 avril 2021, le 11 mars 2021, ainsi que les 5 et 6 avril 2021. Il convient de noter que la température n'a eu aucun effet discernable sur les variations de tension observées. Les paramètres électriques, tels que la tension, la puissance active, le scintillement à court terme (Pst), le scintillement à long terme (Plt), le taux de distorsion harmonique (THD) du courant et de la tension, ont été mesurés en présence de charges non linéaires telles que les ordinateurs personnels, les onduleurs solaires, les lampes et les équipements de mesure, qui sont des dispositifs électroniques de puissance ou des éléments de circuit qui consomment de l'énergie, qu'elle soit active ou réactive, sur le réseau électrique. Ces charges sont alimentées par des tensions sinusoïdales, mais produisent des courants non sinusoïdaux. L'instrument de mesure utilisé, le Chauvin Arnoux C.A8335, dispose d'une résolution d'une minute pour la collecte de divers paramètres électriques. Les différentes étapes

de la recherche, ainsi que les instruments utilisés pour étudier l'impact de l'échantillonnage sur la qualité de l'énergie, sont détaillés dans le diagramme de la figure V.4.

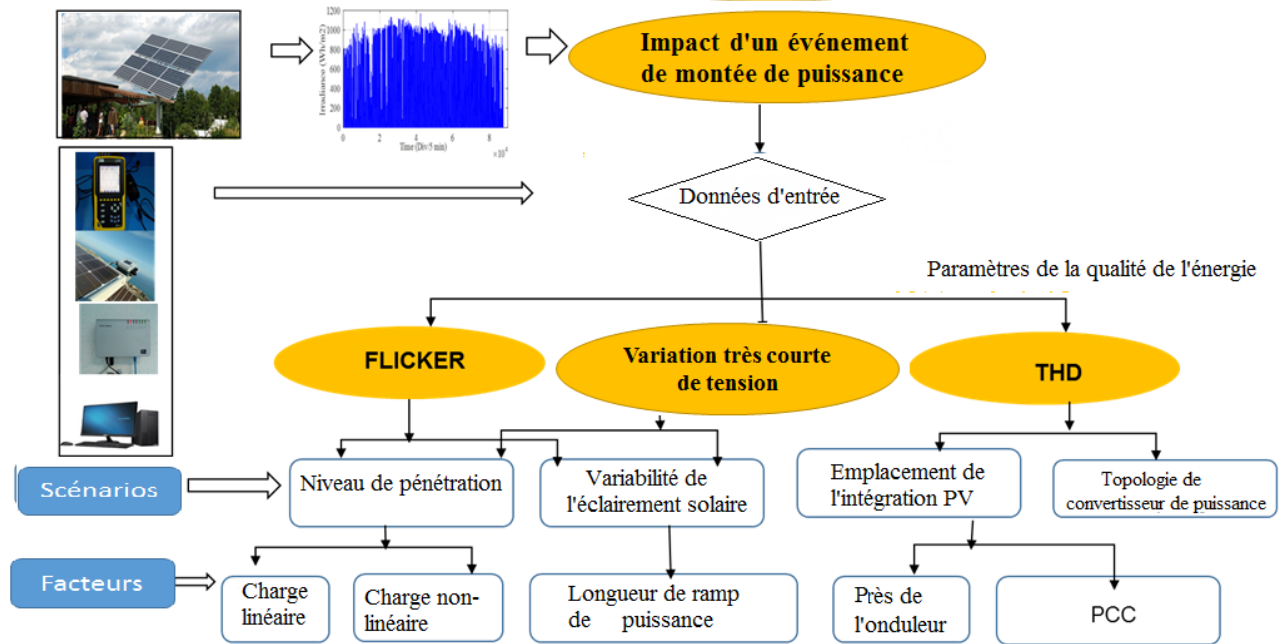
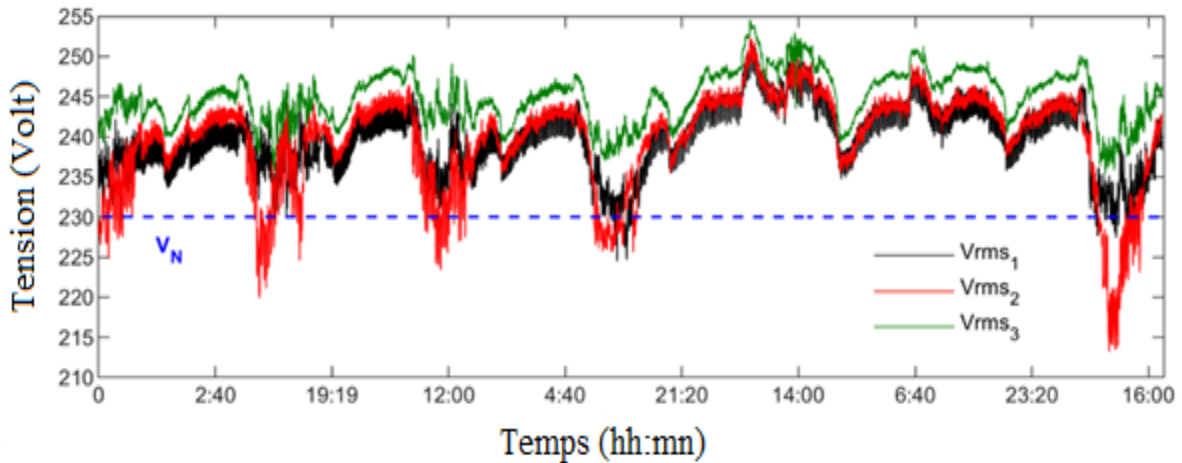


Figure V.4 : Etape de recherche de l'impact de fluctuation de puissance [8]

### V.8. Résultats et discussion

Les résultats expérimentaux concernant l'influence des variations de puissance sur les caractéristiques de qualité de l'énergie au point de couplage commun, lors de l'intégration de petits systèmes PV au réseau du CDER, sont détaillés dans la section qui suit.

Les profils de tension quotidienne des trois phases du système PV sont présentés dans la figure V.5. Ces jours ont été sélectionnés pour permettre une évaluation précise des effets des charges au point de couplage commun sur chaque phase, par rapport aux jours de charge de connexion du 23, 24, 25, 26 et 29 avril (jours ouvrables au laboratoire) et les jours de déconnexion du week-end du 27 et 28 avril 2021. La plupart des tensions se situent en dehors de la plage attendue ces jours-là en raison des variations de l'ensoleillement et des conditions nuageuses.



**Figure V.5 :** Variation de tension des trois phases au point de connexion commun

Les Figures V.6 à V.8 présentent une analyse détaillée de l'évolution de l'énergie active générée par le système photovoltaïque, ainsi que des indices de scintillement Pst et Plt pour chaque sous-système. Ces données fournissent un aperçu précieux des performances du système dans des conditions variables. En observant ces graphiques, nous pouvons constater une corrélation significative entre l'énergie active produite et les niveaux de scintillement ce qui souligne l'importance de comprendre comment les variations de puissance affectent la stabilité du réseau. Pour le premier sous-système, nous remarquons que les fluctuations de puissance causées par les nuages ont un impact relativement faible sur les niveaux de scintillement par rapport à l'influence notable des charges non linéaires. Cette observation met en lumière l'importance de prendre en compte la nature des charges connectées au réseau pour maintenir une qualité d'énergie stable. De même, l'examen du deuxième sous-système révèle une variation significative de l'indice de scintillement en fonction de la puissance active, mettant en évidence la nécessité de surveiller attentivement ces fluctuations pour garantir un fonctionnement optimal du système. Pour le troisième sous-système, bien que le niveau initial de scintillement soit relativement bas, nous constatons une augmentation du Plt calculé, suggérant une influence croissante des charges non linéaires. Ces résultats soulignent l'importance de mettre en œuvre des stratégies de gestion efficaces pour atténuer les effets des fluctuations de puissance sur la qualité de l'énergie. Enfin, malgré des fluctuations minimales pendant les heures de production PV, le premier sous-système se distingue par son impact sur les charges connectées, soulignant la nécessité de prendre des mesures pour garantir la conformité aux normes de qualité de l'énergie au point de connexion.

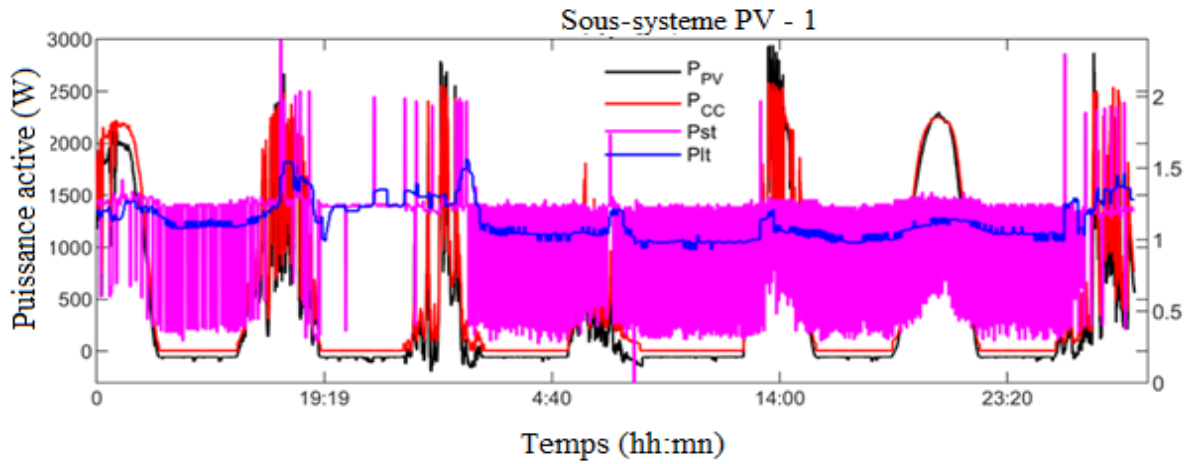


Figure V.6 : Puissance active produite par le système PV et les indices de scintillement Pst et Plt du premier sous-système

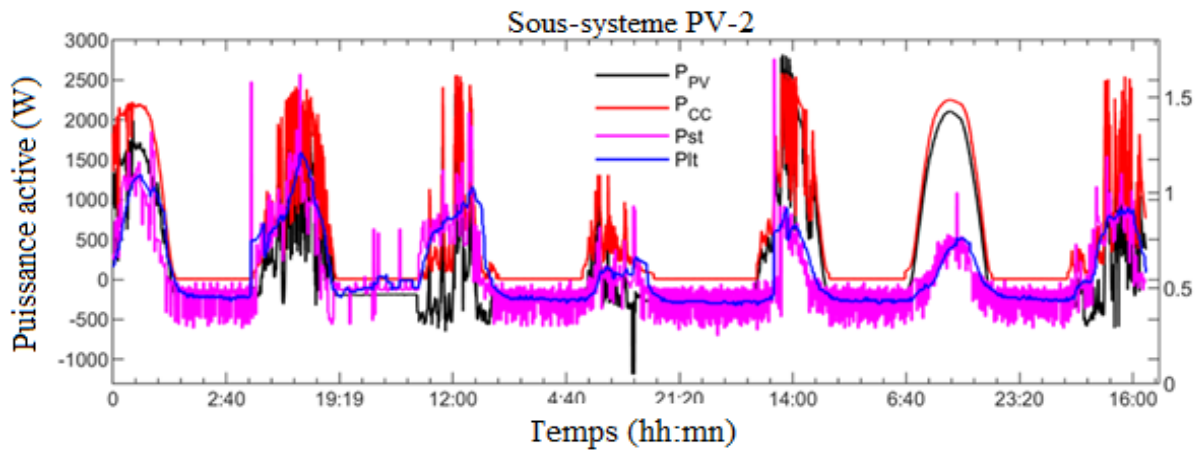


Figure V.7 : Puissance active produite par le système PV et les indices de scintillement Pst et Plt du deuxième sous-système

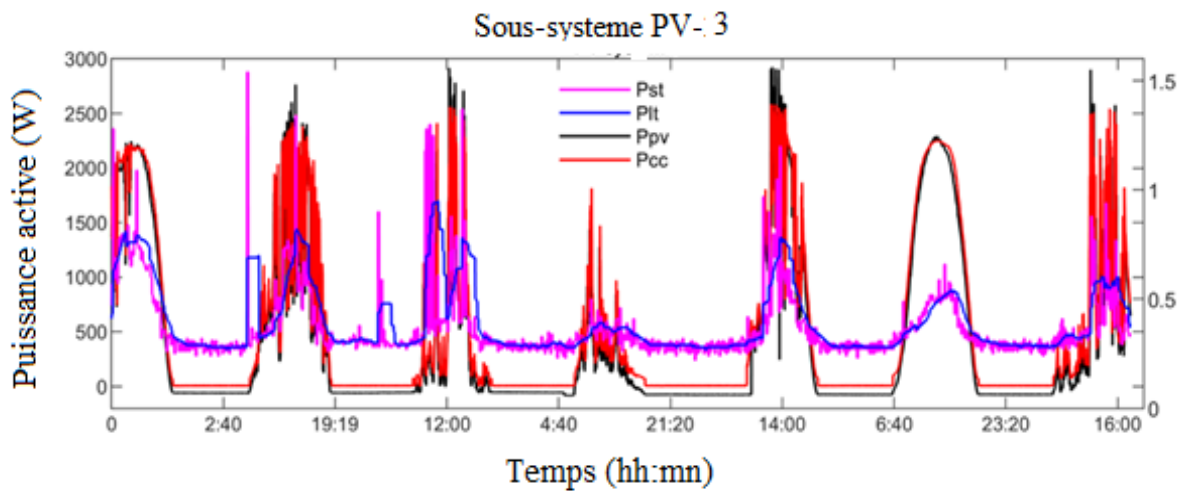


Figure V.8 : Puissance active produite par le système PV et les indices de scintillement Pst et Plt du troisième sous-système

### **V.8.1 Impact de la pénétration du système photovoltaïque sur les indices de scintillement Pst et Plt**

Dans cette partie, nous examinons de près l'impact de la pénétration du système PV sur les indices de scintillement Pst et Plt, en mettant en lumière trois sous-systèmes photovoltaïques distincts. L'étude se déroule sur deux jours spécifiquement choisis pour révéler de manière détaillée les effets des variations de puissance et des charges connectées sur ces indices.

Le premier jour, le 27 avril 2021, est sélectionné comme jour de référence. C'est un week-end, ce qui signifie que les influences du réseau et des charges au PCC sont minimales. Le deuxième jour, le 24 avril 2021, est particulièrement intéressant car il nous permet d'observer l'impact de la variation de puissance du système photovoltaïque sur les indices de scintillement Pst et Plt, ainsi que sur les charges connectées au PCC.

Dans la Figure V.9, nous pouvons voir comment les interactions entre le réseau et la pénétration de puissance du système PV influent sur les indices de scintillement Pst et Plt du premier sous-système. Nous remarquons que les valeurs de ces indices pour le jour de référence, lorsque le système PV n'est pas connecté au réseau (0% de la capacité de génération), sont significativement différentes de celles observées lorsque le système est connecté. Cette variation est due à plusieurs facteurs, notamment l'impédance de connexion entre le système PV et le réseau, ainsi que les charges connectées au PCC.

Les résultats pour le deuxième sous-système, présentés dans la Figure V.10, révèlent des tendances similaires. Nous observons une augmentation significative des indices de scintillement Pst et Plt à mesure que la capacité PV augmente, ce qui souligne l'importance de la fluctuation de puissance dans la dynamique des indices de vacillement.

La Figure V.11 illustre l'effet des fluctuations de l'ensoleillement sur le troisième sous-système. On constate une corrélation directe entre l'activité des systèmes PV, les fluctuations de puissance et les variations des indices de scintillement. Ces résultats soulignent l'importance de comprendre l'interaction complexe entre les systèmes PV, les charges connectées et les conditions environnementales pour évaluer précisément les effets sur la qualité de l'énergie électrique.

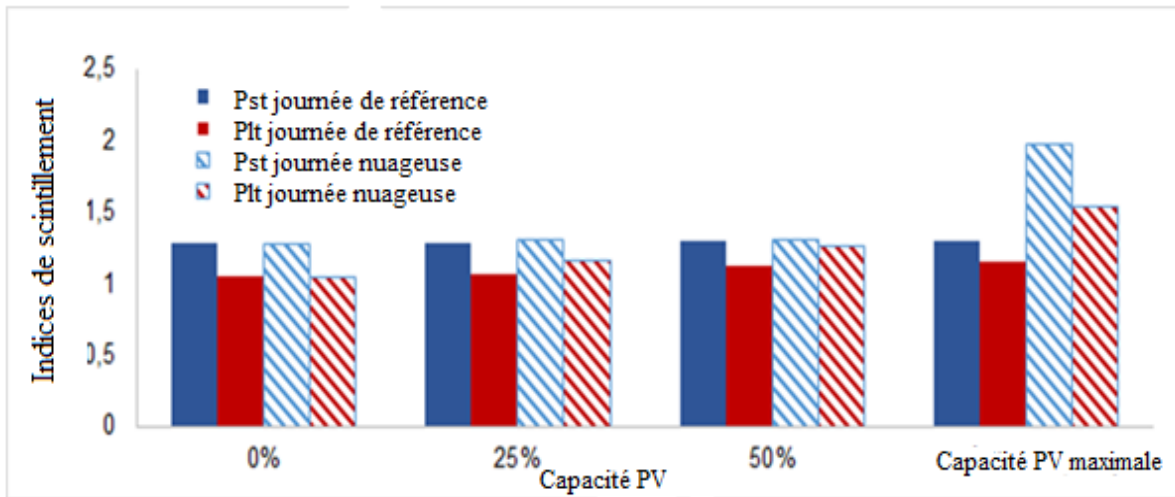


Figure V.9 : Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du premier sous-système PV

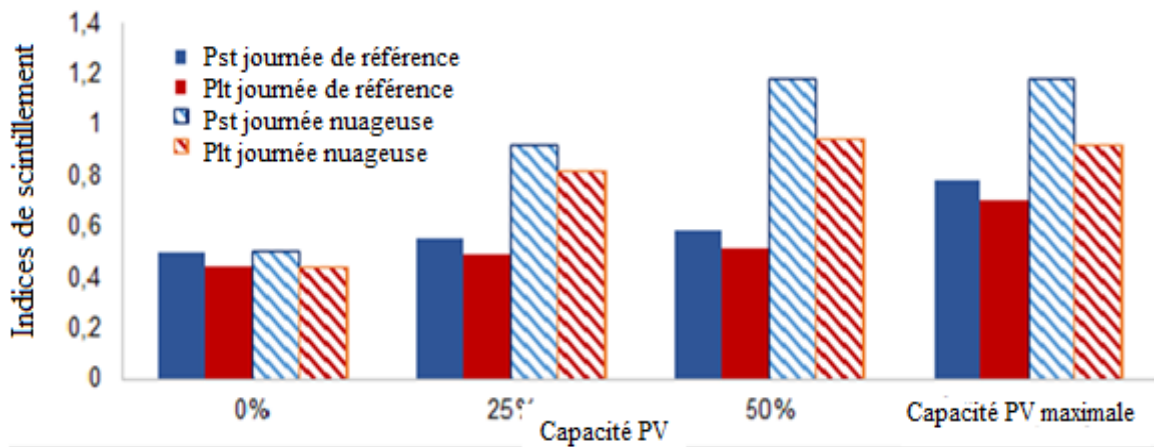


Figure V.10 : Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du deuxième sous-système PV

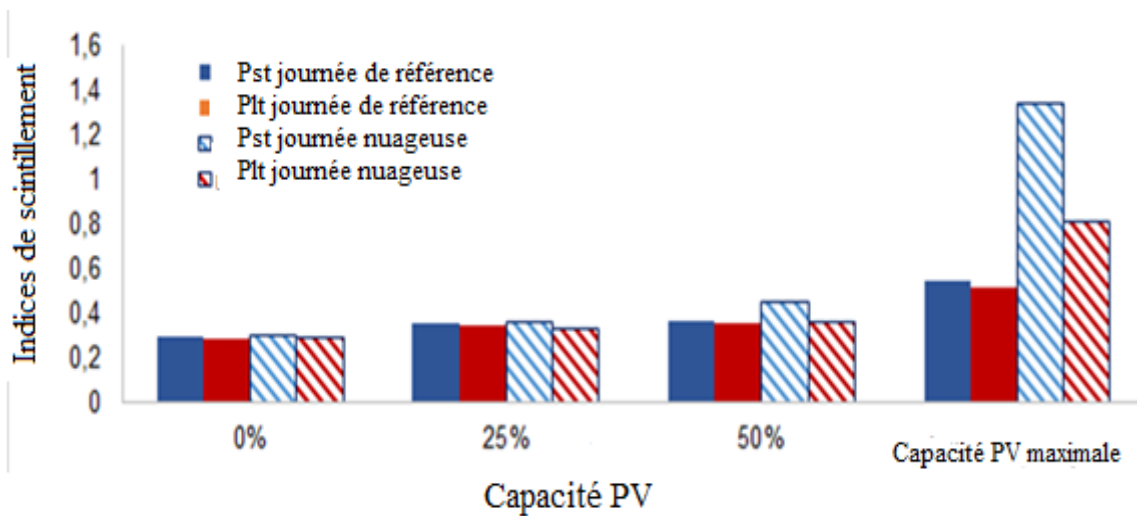


Figure V.11 : Indices de scintillement Pst et Plt pour différentes capacités de production du troisième sous-système PV

### V.8.2. Impact des variations de l'éclairement sur la forme d'onde de puissance et de tension

L'analyse approfondie porte sur l'incidence des variations de l'irradiation solaire sur la dynamique des formes d'onde et la qualité de la puissance électrique. Pour ce faire, trois journées météorologiques distinctes sont prises en considération : une journée couverte (le 24 avril 2021), une journée nuageuse (le 26 avril 2021) et une journée ensoleillée (le 28 avril 2021). L'objectif principal est d'établir les liens entre les indices de scintillement et les caractéristiques des courants, étroitement liés aux fluctuations de l'éclairement. Les tracés des courants, des tensions et des indices de scintillement pour ces trois types de conditions météorologiques sont visibles dans les figures V.12, V.13, V.14 et V.15. Ces observations révèlent des associations complexes entre les conditions météorologiques, les niveaux de scintillement et les caractéristiques des tensions.

Les données recueillies suggèrent que les fluctuations de tension sont principalement influencées par l'intensité de l'ensoleillement et le courant généré par les systèmes PV. Les figures V.14 et V.15 illustrent de manière significative les variations du scintillement à court et à long terme lors de journées respectivement nuageuses, pluvieuses et ensoleillées. Il est à noter que la quantité d'irradiation produite pendant les journées nuageuses est notablement plus élevée que celle observée lors des journées ensoleillées ou des journées avec un ciel nuageux. Cette analyse souligne ainsi l'importance cruciale de comprendre l'impact des conditions météorologiques sur la qualité de l'énergie électrique générée par les systèmes photovoltaïques, ainsi que sur la stabilité globale du réseau électrique.

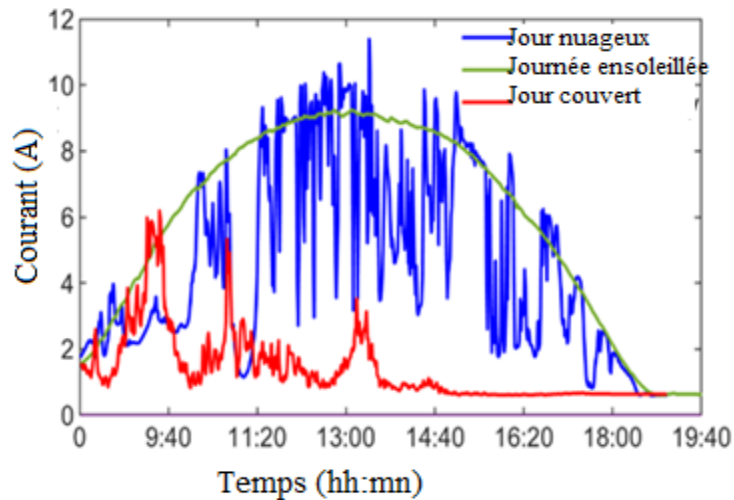


Figure V.12 : Courant injecté lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte

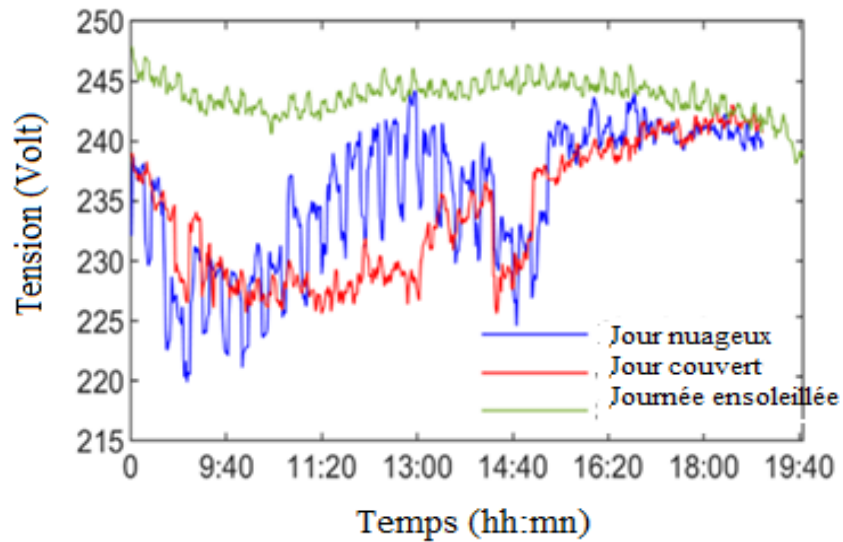


Figure V.13 : Fluctuations de tension lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte.

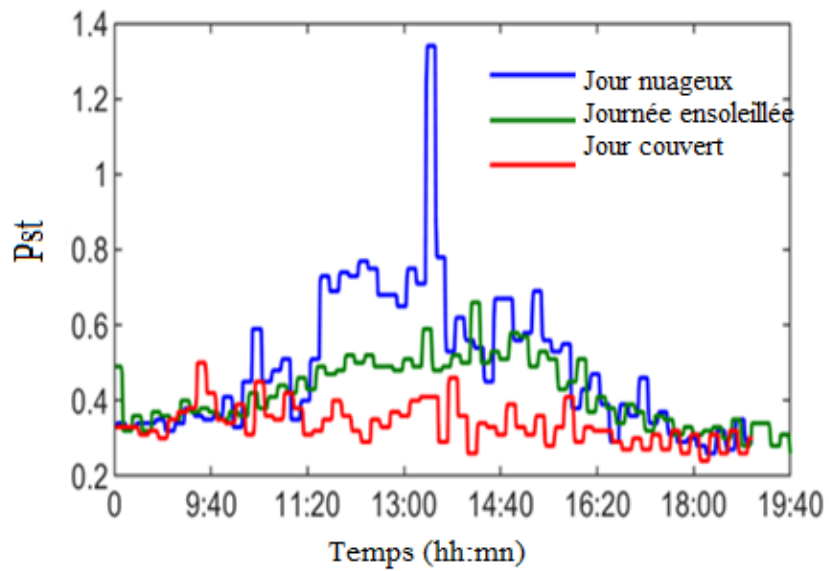
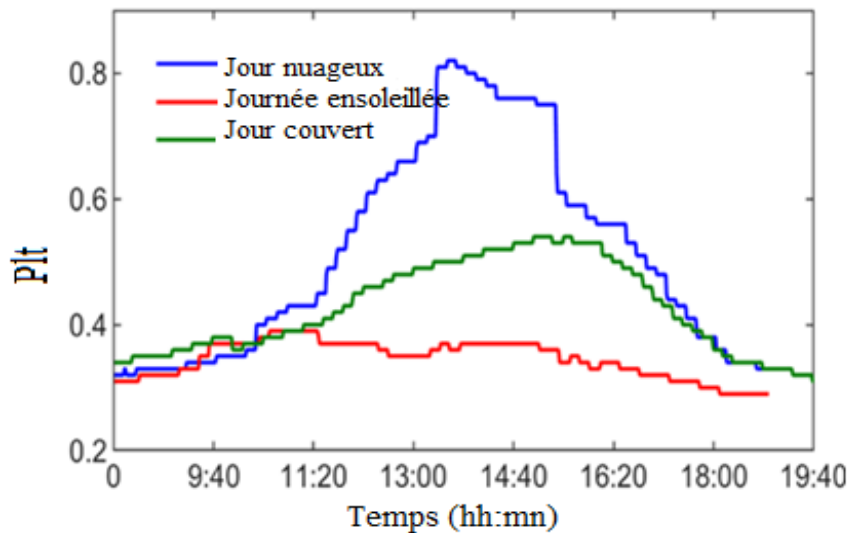


Figure V.14 : Scintillements Pst lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte



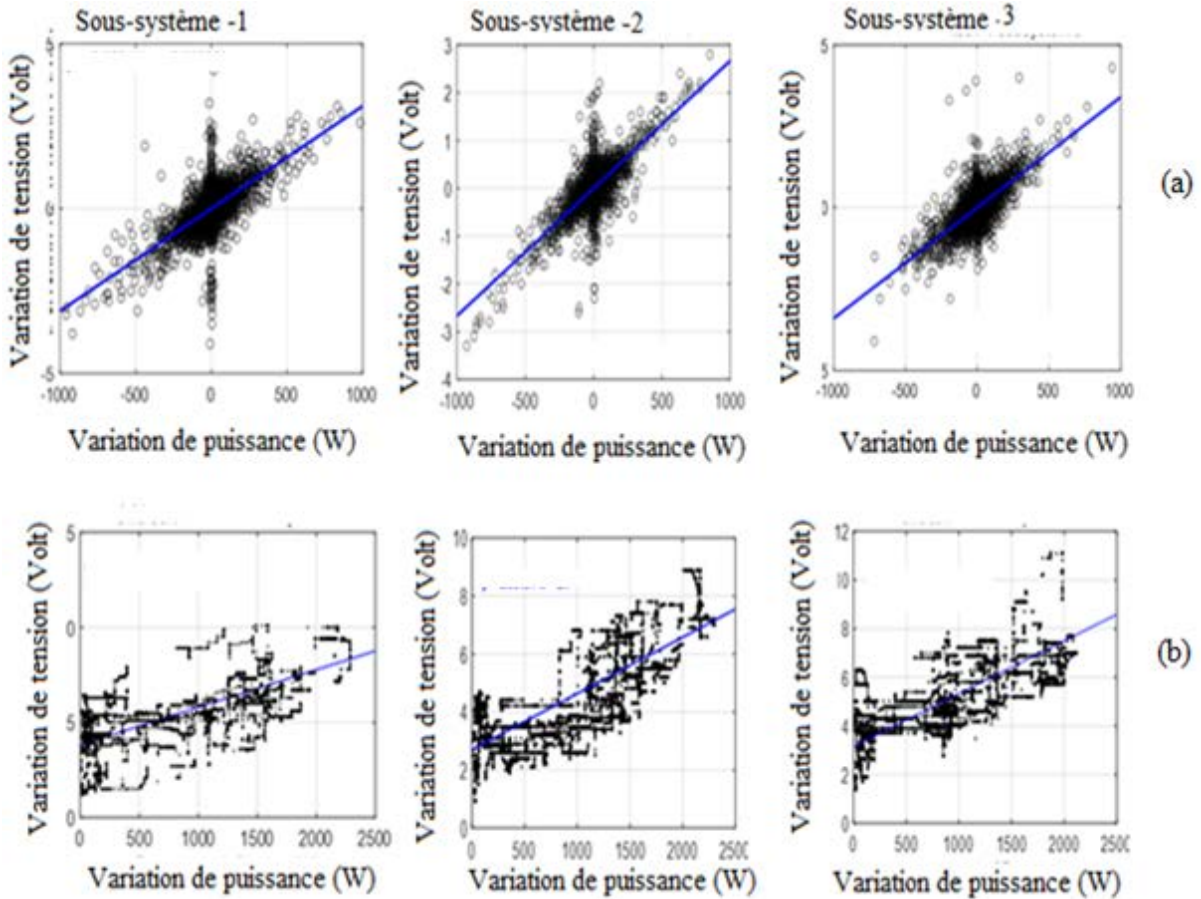
**Figure V.15:** Scintillements Plt lors d'une journée ensoleillée, d'une journée nuageuse et d'une journée couverte

### V.8.3. Impact du taux de variation de la puissance sur les fluctuations de tension

Pour les trois sous-systèmes photovoltaïques au PCC, la Figure V.16 offre un aperçu de la relation linéaire entre la rampe de tension et les fluctuations de l'ensoleillement provoquées par le passage des nuages. Dans notre étude, nous avons adopté une approche analytique en utilisant les modèles (V.10) et (V.11) avec une résolution temporelle de 5 minutes pour évaluer l'impact de la variation de puissance sur la qualité de la tension en fonction des événements de rampe de l'ensoleillement.

Selon les résultats obtenus à partir du modèle (V.10) pour les trois sous-systèmes PV, les variations de tension restent en dessous de 4%. Ces chiffres sont corroborés par les résultats des équations, qui mettent en évidence l'effet de l'événement de rampe de puissance et du passage des nuages sur la qualité de la tension. En revanche, l'application du deuxième modèle (V.11) entraîne des variations de tension plus significatives: une augmentation de 10% pour le premier sous-système, de 9% pour le deuxième et de 7% pour le troisième.

Ces résultats soulignent l'impact considérable des charges connectées et des événements de rampe de puissance sur la qualité de la tension dans les systèmes photovoltaïques. Ils mettent également en lumière l'importance de comprendre et de modéliser les variations de puissance et de l'ensoleillement pour garantir une gestion efficace de la qualité de la tension dans de telles installations.



**Figure V.16 :** (a) Variation de la tension en fonction de la variation de la puissance. (b) Taux de variation de la tension par rapport au taux de variation de la puissance selon le deuxième modèle

#### V .8.4. Impact de l'emplacement du système photovoltaïque sur le niveau de THD

Il existe une relation linéaire entre le niveau de l'irradiation solaire, lorsque le système PV est connecté au réseau, et la puissance de sortie de l'onduleur PV. Lorsque l'éclairement solaire fluctue en raison de la présence de nuages, la puissance de sortie effective de l'onduleur PV varie de manière linéaire. Dans ces circonstances, où l'onduleur PV fonctionne à une puissance inférieure à sa puissance nominale, il est prévu que les harmoniques de courant prédominent dans le réseau électrique. La figure V.17 illustre la corrélation des puissances à trois points de localisation différents : à la sortie du système PV, au point de couplage commun (PCC), et les puissances des charges pour l'événement de rampe du 11 mars 2020. Par ailleurs, le tableau 5 présente le THDi et le THDv total pour plusieurs points de la rampe de puissance sur les trois emplacements (onduleur, PCC, charge).

Les résultats indiquent que le THDi est très sensible aux variations de la rampe de puissance et varie en fonction de l'emplacement du système photovoltaïque dans le réseau, ainsi que du type de charges connectées au PCC. Il existe une relation inverse quasi linéaire entre le THDi et la

puissance de sortie effective de l'onduleur, ce qui affecte le niveau de THDi au niveau du PCC. D'autre part, le THDv total est plus sensible au type de charges connectées qu'aux variations de l'éclairement solaire.

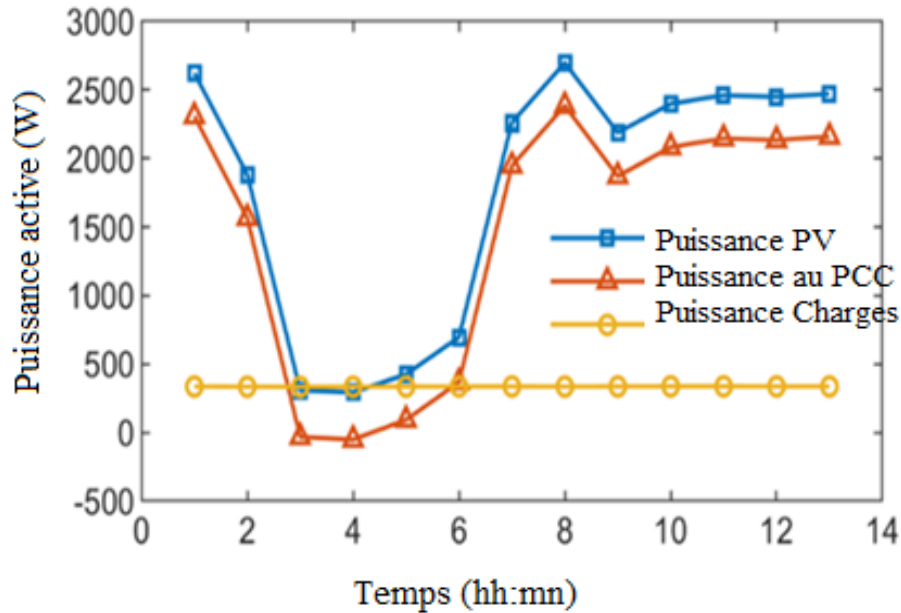


Figure V.17 : Événement de montée en puissance pour une journée nuageuse à différents emplacements

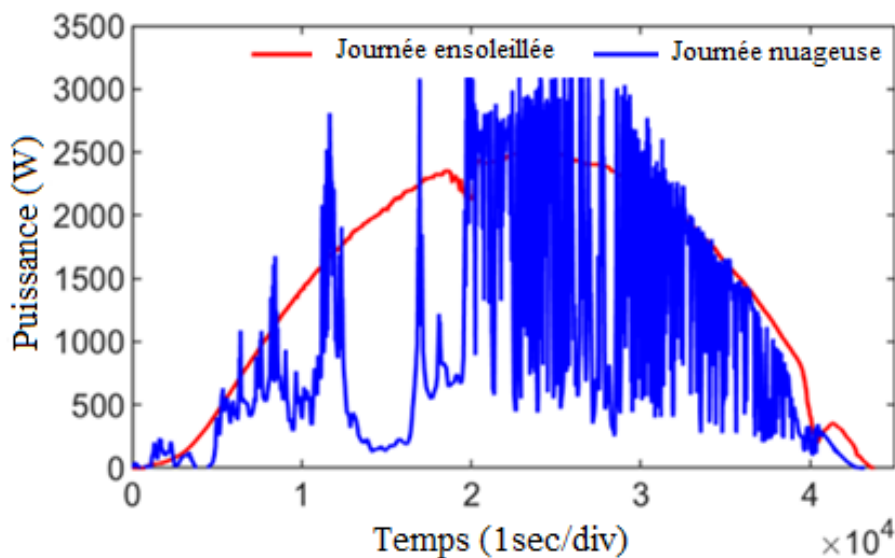
Cas	P <sub>PV</sub>	P <sub>PCC</sub>	P <sub>Load</sub>	PV Penetration %	THD <sub>i</sub>			THD <sub>v</sub>		
	W				PV	PCC	Load	PV	PCC	load
					% f	% f	% f	% f	% f	% f
01	2623	2309	336,3	87,43	5,3	11,2	37,9	6,4	6,4	6,4
02	1884	1566	334,9	62,8	9	30,3	37,6	6,4	6,4	6,4
03	307,6	-32,1	334,4	1025	24	95,6	39,3	6,5	6,5	6,5
04	292,7	-50,4	334,9	9,75	24,9	95,7	41,4	6,5	6,6	6,5
05	425,4	92,7	335,7	14,18	20	92	43,2	6,6	6,6	6,6
06	696,3	367,8	336,6	23,21	15,3	67,7	43,3	6,6	6,6	6,6
07	2263	1947	336,8	75,43	6,4	16,7	41,3	6,5	6,5	6,5
08	2698	2385	336	89,93	5,2	11,1	38,8	6,4	6,4	6,4
09	2189	1871	336,7	72,96	7,2	21,7	40,8	6,5	6,5	6,5
10	2399	2083	337,7	79,96	5,7	13,5	42,6	6,5	6,5	6,5
11	2462	2146	337,6	82,06	5,5	12,8	42,6	6,4	6,4	6,4
12	2450	2135	337,2	81,66	5,5	12,7	42,2	6,4	6,4	6,4
13	2472	2159	336,8	82,4	5,4	12,4	41,9	6,4	6,4	6,4

### V.8.5. Impact des fluctuations rapides de tension sur les variations très courte

Les variations de puissance induites par les nuages et les mesures de Pst (écart de tension à court terme) et de VSV (variation très brève de la tension) ont révélé une corrélation significative. Pour évaluer ces effets, nous avons sélectionné deux journées : le 5 avril 2021, caractérisé par un temps nuageux, et le 6 avril 2021, ensoleillé. La puissance de sortie d'un onduleur photovoltaïque est illustrée dans la Figure V.18.

Nous remarquons que les changements de puissance relativement graduels causés par les nuages lors d'une journée partiellement nuageuse ont un impact minimal sur le scintillement, tel qu'indiqué dans les Figures V.19, V.20, et V.21. Cependant, ils ont un effet notable sur les valeurs de tension très courte, comme illustré dans la Figure V.22 avec une résolution de 3 secondes, ainsi que sur la variation de tension très courte (VSV), comme le montre la Figure V.23. Les variations de tension résultantes sont présentées dans la Figure V.24. Ces observations suggèrent que les fluctuations rapides de tension sont plus sensibles aux changements graduels de puissance.

En revanche, lors d'une journée ensoleillée, les seuls pics significatifs de VSV sont associés à des variations régulières du niveau de tension au PCC, résultant soit de changements brusques de charge, soit du type et de la quantité de charges au PCC. Ces résultats soulignent l'importance de prendre en compte les variations rapides de tension dans la conception et l'exploitation des systèmes PV afin de garantir la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.



**Figure V.18 :** Événement de montée en puissance lors d'une journée ensoleillée et nuageuse

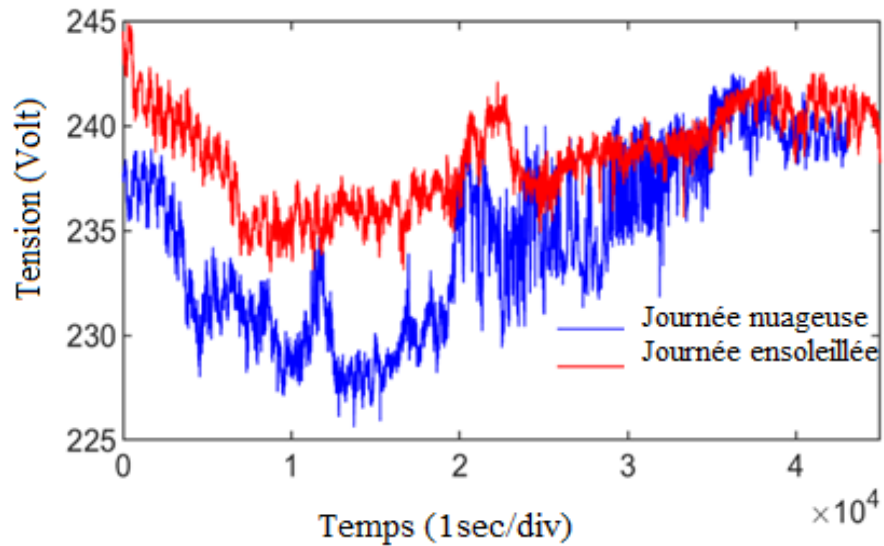


Figure V.19 : Variation de la tension pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse

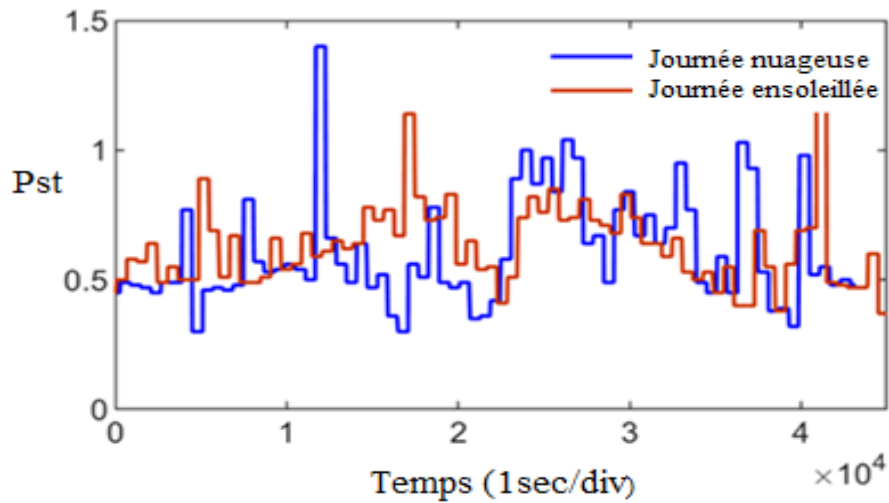


Figure V.20 : Scintillements Pst pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse

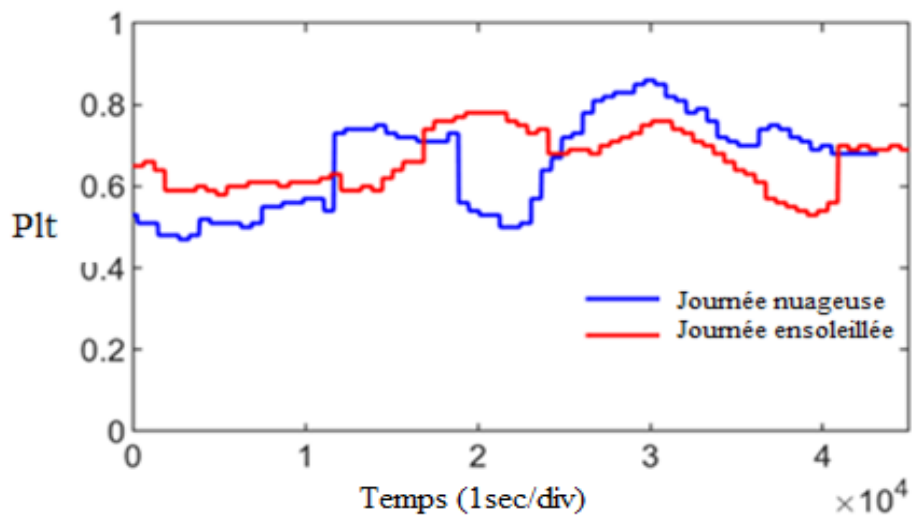


Figure V.21 : Scintillements Plt pour une journée ensoleillée et une journée nuageuse

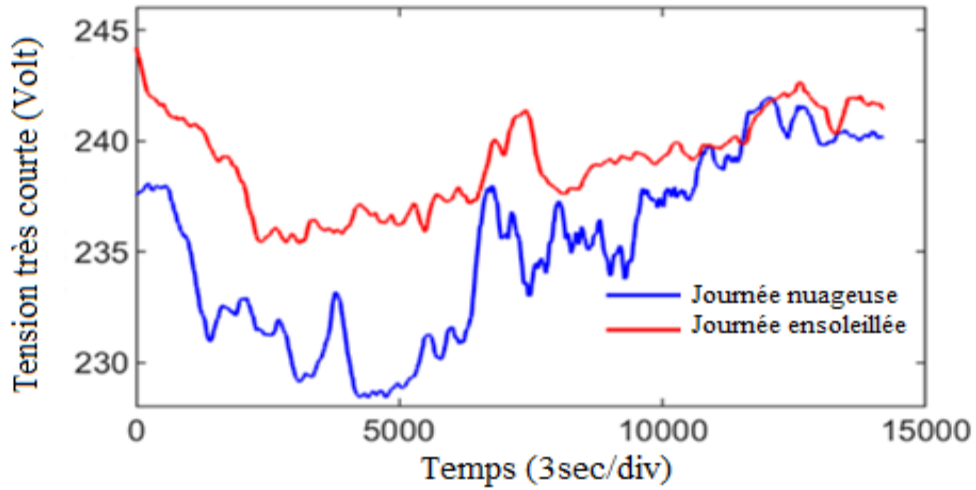


Figure V.22 : Tension efficace (rms) quotidienne sur 3 secondes

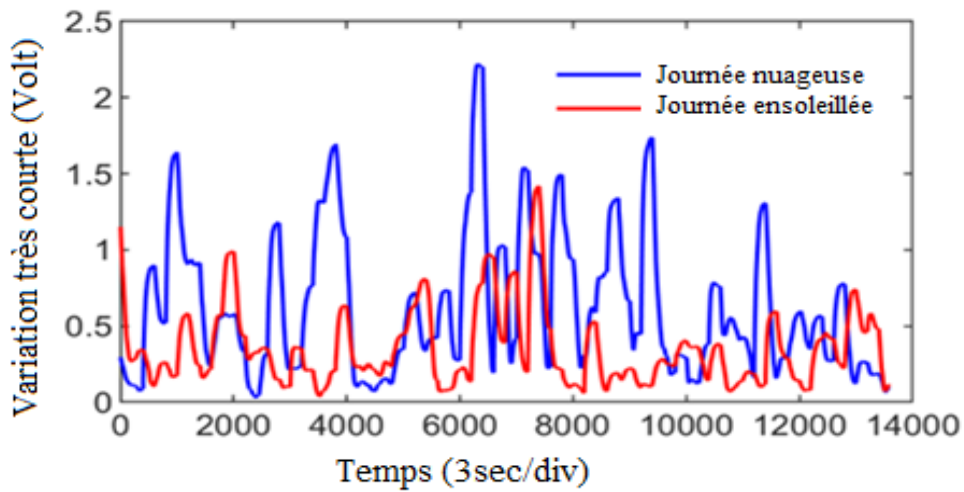


Figure V.23 : Variations quotidiennes très courtes: valeurs sur 3 secondes en fonction de l'heure de la journée

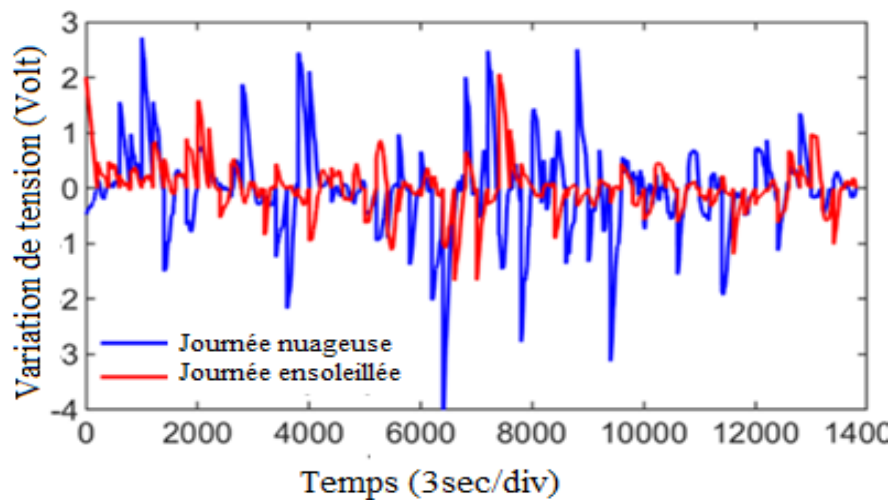


Figure V.24 : Variations quotidiennes très courtes : valeurs sur 10 minutes en fonction de l'heure de la journée

## V .9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné de manière théorique et expérimentale les divers problèmes de qualité de l'énergie électrique induits par les fluctuations de puissance résultant du passage des nuages. Notre analyse a porté sur plusieurs scénarios de fluctuations dans les systèmes bidirectionnels, en tenant compte de la présence de charges non linéaires. Nous avons étudié l'effet de ces fluctuations à différentes capacités de production, en prenant également en considération l'emplacement géographique des systèmes photovoltaïques. De plus, nous avons analysé l'impact de ces fluctuations sur les harmoniques de courant et de tension, ainsi que sur les variations très courtes de tension (VSV).

## Références

- [72] N. B. G. (Nico. Brinkel et al., “Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. October 2019, p. 105741, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105741.
- [73] P. Clarkson et P. S. Wright, “Sensitivity analysis of flickermeter implementations to waveforms for testing to the requirements of IEC 61000-4-15,” *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 4, no. 3, pp. 125–135, 2010, doi: 10.1049/iet-smt.2009.0036.
- [74] Z. P. Goh, M. A. M. Radzi, H. Hizam, et N. I. A. Wahab, “Investigation of severity of voltage flicker caused by second harmonic,” *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 11, no. 3, pp. 363–370, 2017, doi: 10.1049/iet-smt.2016.0369.
- [75] N. Hama, W. Kanokbannakorn, et S. Sirisukprasert, “An evaluation of voltage variation and flicker severity in micro grid,” *2017 Int. Electr. Eng. Congr. iEECON 2017*, 2017, doi: 10.1109/IEECON.2017.8075791.
- [76] Y. S. Lim et J. H. Tang, “Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia,” *Renew. Energy*, vol. 64, pp. 61–70, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.043.
- [77] A. B. Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, and Y. Kitamura, “A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4445–4460, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.04.031.
- [78] M. Abuella et B. Chowdhury, “Forecasting of solar power ramp events: A post-processing approach,” *Renew. Energy*, pp. 1380–1392, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.005.
- [79] S. Boulahchiche et al., “Impact of a power ramp event on photovoltaic system power quality under different weather conditions and operating powers,” *Electr. Eng.*, 2024, doi: 10.1007/s00202-024-02467-9.
- [80] H. Karawia, M. Mahmoud, et M. Sami, “Flicker in distribution networks due to photovoltaic systems,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, no. 1, pp. 647–649, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0492.

- [81] M. CUI, D. KE, D. GAN, et Y. SUN, "Statistical scenarios forecasting method for wind power ramp events using modified neural networks," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 371–380, 2015, doi: 10.1007/s40565-015-0138-7.
- [82] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, et M. Karimi, "Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.059.
- [83] Andreas Spring, Georg Wirth, Gerd Becker, Robert Pardatscher, et Rolf Witzmann, "Effects of Flicker in a Distribution Grid with High PV Penetration," *J. Energy Power Eng.*, vol. 8, no. 12, 2014, doi: 10.17265/1934-8975/2014.12.003.
- [84] A. Boutelhig, S. Hanini, et A. Hadj Arab, "Geospatial characteristics investigation of suitable areas for photovoltaic water pumping erections, in the southern region of Ghardaia, Algeria," *Energy*, vol. 165, pp. 235–245, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.09.036.
- [85] P. Pakonen, A. Hilden, T. Suntio, et P. Verho, "Grid-connected PV power plant induced power quality problems - Experimental evidence," 2016 18th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2016 ECCE Eur., 2016, doi: 10.1109/EPE.2016.7695656.
- [86] J. Barros, M. de Apráiz, et R. I. Diego, "Analysis of second order harmonic voltages in power systems," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 5, pp. 163–167, 2007, doi: 10.24084/repqj05.243.
- [87] M. H. J. Bollen et I. Y. H. Gu, "Characterization of voltage variations in the very-short time-scale," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 2 I, pp. 1198–1199, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2005.844253.
- [88] V. B. Virulkar et M. V. Aware, "Flicker Detection, Measurement and Means of Mitigation: A Review," *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 95, no. 2, pp. 149–162, 2014, doi: 10.1007/s40031-014-0092-1.
- [89] S. Adak, H. Cangi, B. Eid, et A. S. Yilmaz, "Developed analytical expression for current harmonic distortion of the PV system's inverter in relation to the solar irradiance and temperature," *Electr. Eng.*, vol. 103, no. 1, pp. 697–704, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01110-7.
- [90] IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and

measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications," IEC 61000-4-15, 2010.

- [91] BOUCHOUICHA Kada," MODELISATION MULTISPECTRALE DES IMAGES SATELLITAIRE -Application: Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère ," These de doctorat, Université des sciences et de la technologie d'Oran - Mohamed Boudiaf, 2017.

# Régulation du réseau électrique par les systèmes de stockage d'énergie

### VI.1. Introduction

L'intégration croissante des énergies renouvelables (EnR), comme le solaire, pose des challenges significatifs en raison de leur variabilité et de leur intermittence. Ces fluctuations peuvent affecter la stabilité du réseau électrique, compliquant la tâche des opérateurs pour maintenir un équilibre constant entre l'offre et la demande [92]–[95]. Les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS, pour "Battery Energy Storage Systems" en anglais) sont des dispositifs qui stockent l'énergie électrique pour une utilisation ultérieure. Ils jouent un rôle crucial dans la gestion des réseaux électriques, en particulier dans les réseaux intelligents et les systèmes intégrant des sources d'EnR [92]–[100].

Le stockage d'énergie émerge comme une solution clé pour relever les défis de gestion des réseaux électriques modernes. En absorbant, stockant et réinjectant l'électricité selon les besoins, les systèmes de stockage permettent de lisser les fluctuations de production et d'améliorer la stabilité du réseau. Parmi ces technologies, les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS), notamment les batteries au lithium-ion, se distinguent par leur efficacité et leur capacité de réponse rapide.

Les BESS jouent un rôle crucial dans la gestion des réseaux intelligents, notamment en fournissant des services auxiliaires tels que la régulation de la fréquence et de la tension. Ils permettent également de gérer la demande en stockant l'énergie pendant les périodes de faible demande et en la libérant pendant les périodes de forte demande, réduisant ainsi les pics de charge. De plus, les BESS facilitent l'intégration des sources d'EnR intermittentes, comme l'énergie solaire et éolienne, en stockant l'énergie excédentaire produite pendant les périodes de forte production et en la libérant lorsque la production est faible [93].

Les technologies de batteries, notamment les batteries lithium-ion, sont particulièrement adaptées à ces applications en raison de leur haute densité énergétique et de leur longue durée de vie. Cependant, d'autres technologies comme les batteries plomb-acide, les batteries sodium-soufre et les batteries à flux redox offrent également des solutions avec des avantages et des inconvénients spécifiques [93].

Le stockage d'énergie, en complément de la gestion de la demande, est donc crucial pour faciliter une adoption plus large et plus efficace des sources d'EnR, soutenant la transition vers un système énergétique plus durable et résilient. Les BESS sont essentiels pour moderniser les réseaux électriques, améliorer leur fiabilité et réduire les coûts énergétiques, tout en soutenant la transition vers des systèmes énergétiques plus durables et résilients. [92]–[100], [102]–[104].

Ce chapitre vise à évaluer les services de stockage dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en particulier le lissage de la puissance PV face à l'intermittence. Nous analyserons deux techniques: la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA) et le Lissage par Estimation Linéaire Exponentielle (ELES), en utilisant le même profil d'irradiation. Ces techniques seront comparées pour déterminer leur efficacité à réguler les fluctuations de la production solaire et à maintenir la stabilité du réseau.



**Figure VI.1** : Cadre d'évaluation du stockage de l'électricité

### **VI.2. Services du stockage dans les centrales photovoltaïques connecté au réseau**

Les réseaux électriques, avec l'intégration croissante des énergies renouvelables, nécessitent une gamme de services auxiliaires pour assurer un fonctionnement fiable. Les diverses applications des systèmes de stockage d'énergie (BESS) dans le réseau peuvent être répertoriées dans les situations opérationnelles suivantes [92], [93], [95].

#### **VI. 2.1. Réserves d'exploitation**

Pour maintenir une alimentation électrique sûre et fiable, il est crucial que la production électrique soit en adéquation constante avec la demande. Tout écart entre l'offre et la demande se traduit par un changement de la fréquence du réseau par rapport à sa valeur nominale. Une surproduction entraîne une augmentation de la fréquence, tandis qu'une sous-production la diminue. Ainsi, pour contrer ces variations de fréquence causées par des déséquilibres de puissance, les opérateurs de réseau mettent en place des réserves opérationnelles réactives

### VI.2.2. Rampage flexible

Une des courbes les plus importantes dans l'analyse des réseaux électriques est la courbe de demande ou de charge, qui illustre l'énergie nécessaire aux clients à chaque période (secondes, minutes, heures). Dans les réseaux électriques où la part des énergies renouvelables est faible, cette courbe présente généralement deux pics, l'un le matin et l'autre le soir. Toutefois, avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables, en particulier de l'énergie solaire photovoltaïque, la forme de cette courbe évolue vers ce qu'on appelle la "courbe du canard". Cette courbe se caractérise par des demandes de rampes très importantes qui nécessitent d'autres ressources du système pour y répondre. Les technologies flexibles comme le stockage d'énergie sont en mesure de répondre à ces demandes de rampes et d'aplanir la courbe du canard [92, 96].

### VI. 2.3. Arbitrage Energétique

Dans un marché où les tarifs de l'énergie varient, l'arbitrage énergétique implique principalement le stockage de l'électricité lorsqu'elle est abondante et peu coûteuse, puis sa redistribution sur le réseau lorsqu'elle devient rare et plus coûteuse, dans le but de générer des revenus supplémentaires [92], [96].

### VI. 2.4. Economies de capital pour les centrales de pointe

Pour assurer le fonctionnement sécurisé et fiable du système électrique, il est impératif que la production électrique réponde constamment à la demande. Pour ce faire, les gestionnaires de réseau doivent planifier et exploiter les centrales électriques afin de satisfaire la demande à court terme. De plus, ils doivent garantir une capacité de production adéquate à moyen et long terme pour répondre aux pics de demande prévus. Le stockage d'énergie peut être utilisé pour couvrir la demande de pointe, réduisant ainsi la nécessité d'investir dans des centrales électriques de pointe [92].

### VI. 2.5. Congestion des réseaux de transport et de distribution

La congestion des réseaux de transport et de distribution constitue l'un des principaux défis auxquels les gestionnaires de réseau doivent faire face pour assurer la sécurité et la fiabilité du système. Avec une augmentation de la pénétration des énergies renouvelables variables (ERV) dans le système, le risque de congestion du réseau de transport et de distribution devient plus prononcé, menaçant ainsi la sécurité et la fiabilité du système en raison de la variabilité et de l'incertitude associées à ces ressources. Dans de telles circonstances, les gestionnaires de réseau peuvent parfois être contraints de réduire l'utilisation des ERV comme stratégie de gestion de la congestion [92].

### **VI. 2.6. Lissage des énergies renouvelables variables**

Les énergies renouvelables variables (ERV) sont caractérisées par leur nature fluctuante et incertaine. Dans le cas de l'énergie solaire photovoltaïque, les variations de puissance sont principalement dues aux mouvements des nuages, ce qui peut compromettre la qualité et la fiabilité de l'électricité, posant ainsi un défi pour les opérateurs de réseau. Ces fluctuations de puissance peuvent provoquer une instabilité de la tension et de la fréquence [92, 96]. La prochaine section de cette étude se concentrera sur ce problème et visera à évaluer deux techniques de lissage pour atténuer ces fluctuations.

### **VI. 3. Intégration des centrales photovoltaïques avec les systèmes de stockage d'énergie**

L'intégration des batteries de stockage d'énergie (BESS) dans l'architecture des centrales photovoltaïques peut se faire selon deux scénarios distincts [92], [93].

#### **VI. 3.1. Connexion en parallèle aux modules photovoltaïques via un convertisseur de charge DC/DC dédié.**

La Figure VI.2 montre ce type de connexion . Dans ce scénario, un BESS est connecté en parallèle aux modules photovoltaïques pour atténuer l'intermittence et répondre aux contraintes opérationnelles, telles que les problèmes de qualité de l'énergie.

#### **VI.3.2. Connexion via des convertisseurs distincts utilisant un transformateur de puissance commun ou dédié.**

Dans cette configuration, les installations de production et de stockage d'énergie peuvent être séparées (Figure VI.3). Les BESS sont connectés avec leurs propres onduleurs de batterie en parallèle avec les onduleurs PV, et ils s'interfaçent avec le réseau grâce à des transferts de puissance communs ou dédiés. Cette solution BESS est essentielle pour fournir les services auxiliaires mentionnés précédemment.

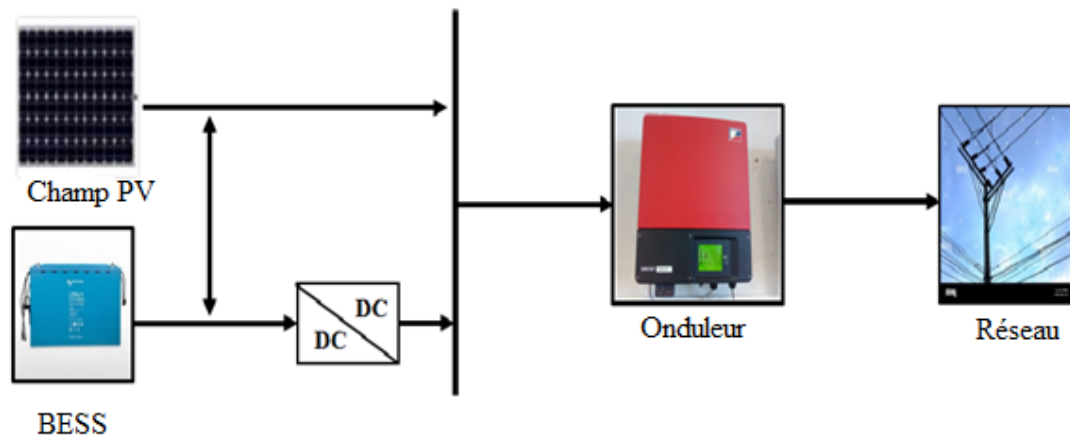


Figure VI.2 : Interconnexion d'un BESS dans une centrale PV en parallèle aux modules PV.

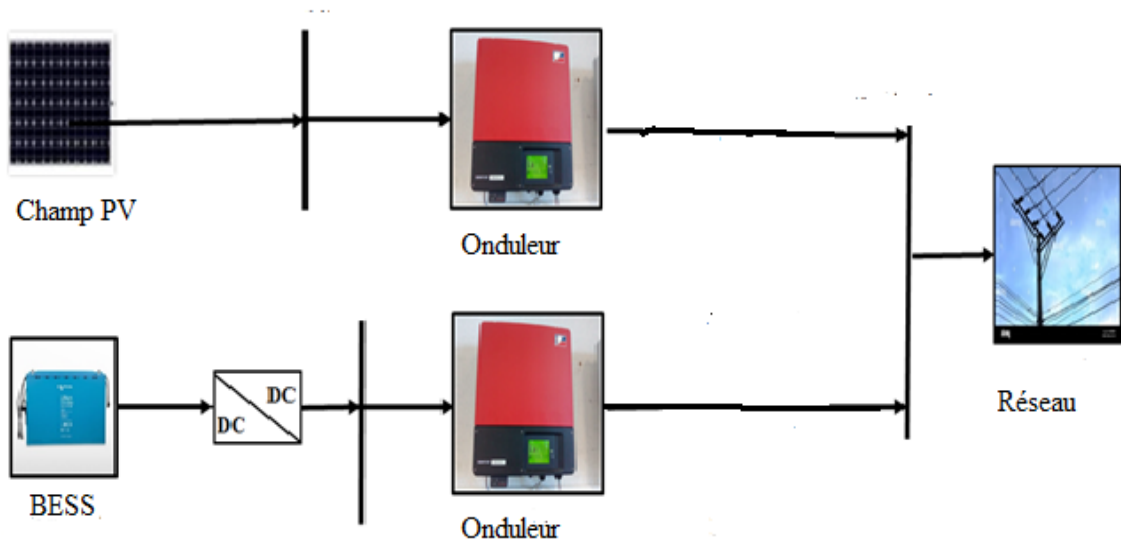


Figure VI.3 : Interconnexion d'un BESS dans une centrale PV par ses propres convertisseurs.

#### VI. 4 Choix des technologies de stockage

Les batteries sont considérées comme une solution de stockage d'énergie appropriée pour les systèmes électriques en raison de leurs capacités répondant aux exigences mentionnées. Elles stockent l'énergie en la convertissant de forme électrique en forme chimique, grâce à une réaction chimique [92]. Cette énergie peut être conservée pendant une période donnée et libérée au besoin en convertissant l'énergie chimique en un potentiel de tension entre les électrodes positives et négatives présentes dans l'électrolyte de la batterie.

À l'heure actuelle, les batteries lithium-ion sont largement utilisées dans les systèmes d'énergie renouvelable, représentant 85,6 % des systèmes de stockage d'énergie déployés jusqu'en 2021. Elles se présentent sous différentes formes et types. Un tableau récapitulatif (Tableau VI.1) évalue l'adéquation des technologies de stockage stationnaire de l'énergie à différentes applications courantes dans le réseau électrique. Ces évaluations peuvent être visualisées sous forme de carte thermique, reflétant le degré d'adéquation de chaque technologie à chaque cas. Les technologies les plus adaptées sont indiquées en vert, tandis que celles moins adaptées sont en rouge (1= meilleur, 10= pire). Les données statistiques montrent que les batteries lithium-ion sont le meilleur choix, offrant un équilibre optimal entre performances et coûts [92], [93], [95], [102]–[104].

**Tableau VI.1 : Adéquation des technologie de stockage [92]**

Parameters	VRLA	Pumped Hydro	CAES	Flywheels	NiM C	NCA	LFP	LTO	NaS	fla NiCZ (Zebra)	ZBB	VRB
Renewable Shifting	10	1	4	12	2	3	5	9	6	7	11	8
Renewable Smoothing	6	7	8	5	1	3	2	4	9	11	12	10
Flex Ramping	10	1	4	12	2	3	5	9	6	7	11	8
Ancillary Services	6	7	8	5	1	3	2	4	9	11	12	10
T&D Deferral	3	9	10	12	1	2	4	6	5	7	11	8
Reactive Power Management	4	7	8	6	1	2	3	5	9	10	12	11
BTM Power Management	4	11	11	10	1	2	3	5	6	7	9	8

### VI. 5. Techniques de contrôle du taux de variation de puissance

Dans ce chapitre, nous étudions deux méthodes de lissage destinées à atténuer les fluctuations de la puissance PV. Ces méthodes sont adaptées à différentes fenêtres de lissage et sont évaluées à travers des tests réalisés sur le système PV connecté au réseau CDER. Elles reposent sur des modèles mathématiques précis. Nous commençons par introduire le concept fondamental de la méthode de Moyenne Mobile Exponentielle Simple (EMA), offrant une illustration claire de son effet de mémoire. Ensuite, nous approfondissons notre analyse en examinant trois méthodes de lissage bien connues : le Lissage Exponentiel Linéaire Estimé (ELES) et la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA). De plus, nous intégrons la notion suivante [94], [96]–[100] :

$$P_{SM} = P_{PV} \pm P_{BES} \tag{VI.1}$$

Où

$P_{SM}$ : Représente la puissance photovoltaïque lissée ou la puissance de référence pour le lissage,

$P_{PV}$ : Désigne la puissance produite par le système photovoltaïque

$P_{BES}$  : Indique la puissance de charge (absorbée) ou de décharge (injectée) par le système de stockage d'énergie (ESS).

### **VI. 5.1. Méthode de la Moyenne Mobile Exponentielle**

La méthode de la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA) (Exponential Moving Average), une méthode statistique avancée, améliore l'approche traditionnelle de la Moyenne Mobile Simple (SMA) en attribuant des poids décroissants de manière exponentielle aux points de données dans une fenêtre. Elle accorde la priorité aux données récentes, réagissant rapidement aux changements. Cela la rend très efficace pour des tâches telles que la prédiction de lissage de la production d'énergie photovoltaïque [94], [96]–[100].

$$P_{SM}(k) = \alpha P_{PV}(k) + (1 - \alpha)P_{SM}(k - 1) \quad (VI. 2)$$

$$\alpha = \frac{2}{n+1} \quad (VI. 3)$$

$P_{SM}(k - 1)$  représente la puissance lissée à travers des points de données spécifiques dans une série au temps précédent  $k - 1$ . La variable  $\alpha$  représente le coefficient de lissage, variant entre 0 et 1. De plus, elle indique le nombre de points de données utilisés dans le calcul de la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA).

### **VI. 5.2. Méthode de lissage par estimation linéaire exponentielle**

La méthode ELES combine la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA) avec la régression linéaire pour optimiser le lissage des données. Contrairement à l'EMA traditionnelle, qui repose uniquement sur des poids décroissants de manière exponentielle, ELES intègre la régression linéaire pour estimer les tendances passées des données. Son objectif est de minimiser les retards causés par un lissage excessif tout en capturant toujours les tendances à long terme. En ajustant dynamiquement les coefficients de lissage, ELES parvient à une meilleure adaptation aux fluctuations à court terme et aux tendances à long terme. Il utilise deux niveaux de lissage exponentiel: une valeur lissée exponentiellement simple directement obtenue en appliquant EMA à une série de puissance photovoltaïque ( $P_{PV}$ ), et une valeur lissée exponentiellement double dérivée de l'application d'EMA à la série des valeurs lissées exponentiellement simples précédemment obtenues. Les équations pour la valeur lissée exponentiellement simple ( $P'_{PV}(k)$ ) et la valeur lissée exponentiellement double ( $P''_{PV}(k)$ ) sont fournies en conséquence[94], [97]–[100].

$$P''_{PV}(k) = \alpha P_{PV}(k) + (1 - \alpha)P'_{PV}(k-1) \quad (VI.4)$$

$$P''_{PV}(k) = \alpha P'_{PV}(k) + (1 - \alpha)P''_{PV}(k-1) \quad (VI.5)$$

Par conséquent, les deux valeurs exponentielles mentionnées ci-dessus sont utilisées pour déterminer le résultat d'ELES, comme illustré dans l'équation suivante :

$$P_{SM}(k) = P'_{PV}(k) + [P'_{PV}(k) - P''_{PV}(k)] = 2P'_{PV}(k) - P''_{PV}(k) \quad (VI.6)$$

$P'_{PV}(k)$  et  $P''_{PV}(k)$  représentent respectivement les valeurs lissées de  $n$  points de données et leurs tendances estimées. Leur différence,  $P'_{PV}(k) - P''_{PV}(k)$ , indique l'écart entre la valeur lissée et son estimation de tendance. Le coefficient de lissage  $\alpha$ , déterminé par l'équation (VI.3), reste uniforme pour le lissage exponentiel simple et double. Ainsi, ELES fournit efficacement une valeur lissée compensée en décalage, comme explicité dans l'équation (VI.6).

## **VI. 6. Résultats**

Nous avons évalué la fluctuation de l'effet de mémoire pour les méthodes EMA et ELES en utilisant différentes constantes de lissage (" $\alpha$ "), à savoir 0,1, 0,5 et 0,8. Les résultats obtenus pour la puissance de sortie PV lissée et la puissance de batterie associée, avec ces deux méthodes pour différentes constantes de lissage, sont présentés dans les figures 1 à 7, en considérant une journée nuageuse.

Nous observons dans la Figure VI.4 que la puissance de sortie réelle du système PV est régulée pour toutes les valeurs de " $\alpha$ ". Cependant, l'effet de régulation s'intensifie lorsque " $\alpha$ " diminue par rapport à l'augmentation du nombre de points " $n$ ". La différence entre la courbe de puissance régulée et la puissance réelle du système PV représente l'énergie requise par la batterie pour compenser ces fluctuations, comme illustré dans la Figure VI.5 . Par exemple, lorsque nous utilisons la méthode de la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA) avec " $\alpha = 0,8$ ", la batterie fournit 7,78 kWh pour lisser les fluctuations pendant cette période. En revanche, avec " $\alpha = 0,1$ ", la quantité d'énergie fournie par la batterie atteint 63,94 kWh. Il est donc évident que l'effet de mémoire augmente à mesure que " $\alpha$ " diminue progressivement à partir de "1". De plus, cette variation de l'effet de mémoire influe également sur la taille nécessaire de la batterie. En effet, plus " $\alpha$ " est petit, plus la capacité de stockage d'énergie de la batterie (BES) doit être grande.

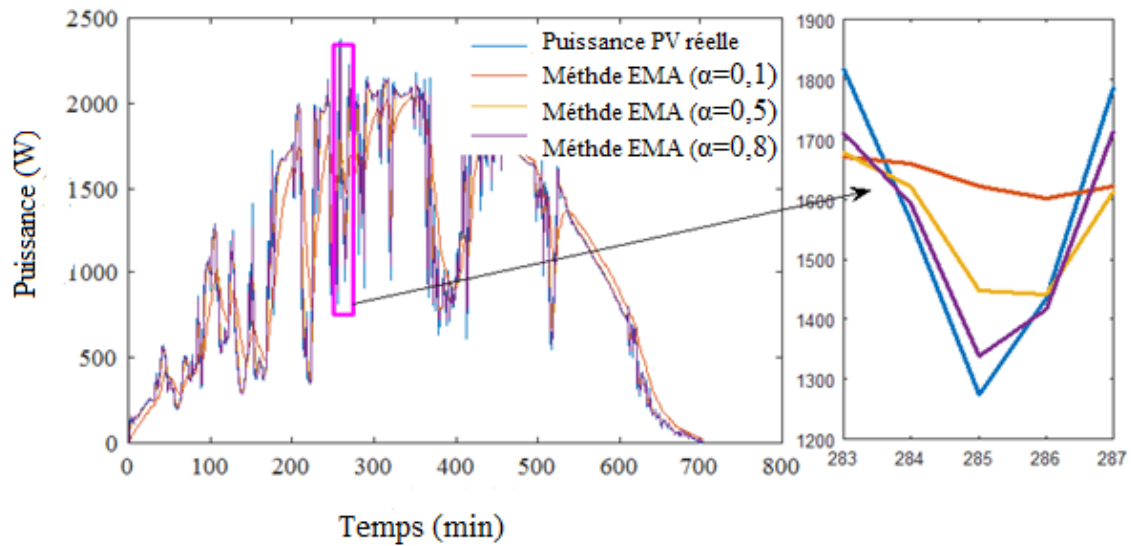


Figure VI.4 : Puissance de sortie PV lissée produite à l'aide de la méthode EMA pour différentes valeurs de " $\alpha$ ".

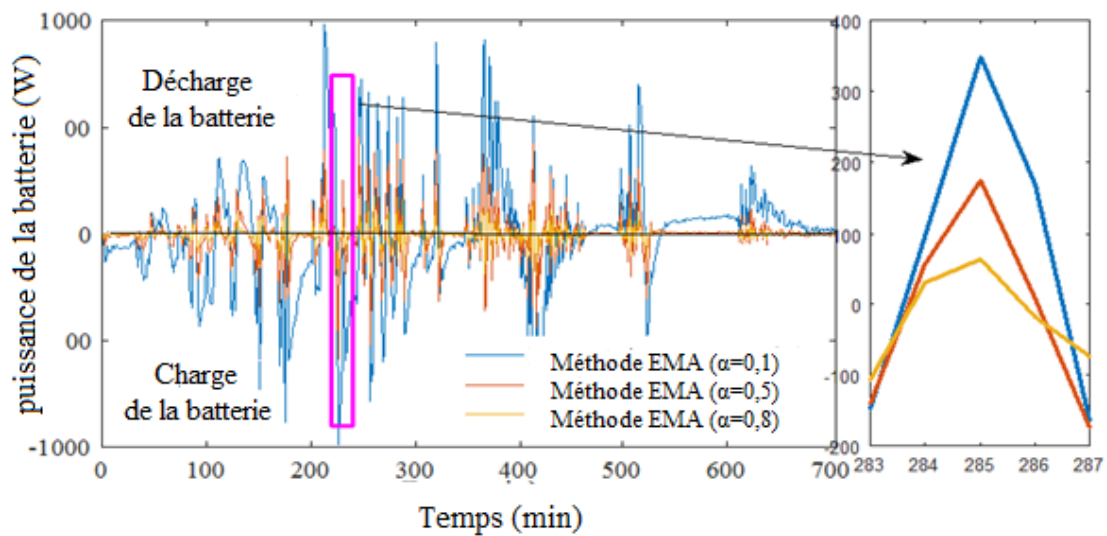
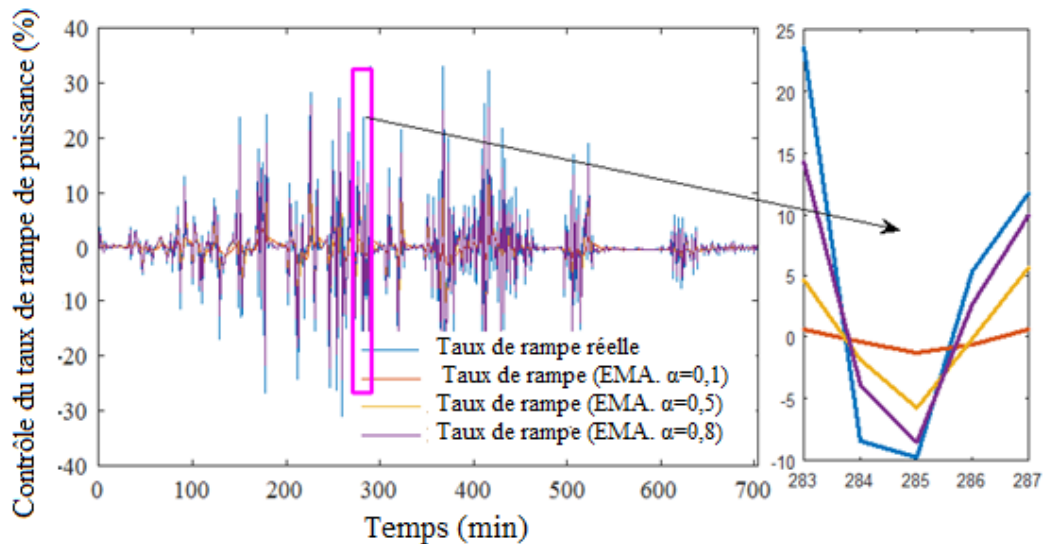


Figure VI.5 : Utilisation de la batterie pour lisser la puissance de sortie PV avec la méthode EMA pour différents " $\alpha$ ".

La Figure VI.6 présente la capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode EMA avec différentes constantes de lissage " $\alpha$ ". On observe que lorsque " $\alpha$ " diminue, la gamme de contrôle du taux de rampe s'élargit. Des valeurs plus faibles de " $\alpha$ ", telles que 0,1 et 0,5, entraînent un lissage excessif du taux de rampe, ce qui conduit à une utilisation excessive de l'énergie de la batterie et nécessite donc une taille significative de stockage d'énergie de la batterie (BES). À l'inverse, lorsque " $\alpha$ " est plus élevé, comme 0,8, le contrôle du taux de rampe peut parfois être insuffisant, surtout pour des taux de rampe élevés.



**Figure VI.6 :** Capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode EMA pour différentes valeurs de la constante de lissage.

La Figure VI.7 montre la régulation de la puissance de sortie réelle du système PV pour toutes les valeurs de " $\alpha$ ". Cependant, l'effet de régulation s'intensifie à mesure que " $\alpha$ " diminue. La différence entre la courbe de puissance régulée et la puissance réelle du système PV représente l'énergie requise par la batterie pour compenser ces fluctuations, comme indiqué à la Figure VI.8 . Lorsque la méthode de lissage par estimation linéaire exponentielle (ELES) avec " $\alpha = 0,8$ " est appliquée, la batterie fournit 1,53 kWh pour lisser les fluctuations durant cette période. En revanche, avec " $\alpha = 0,1$ ", la quantité d'énergie fournie par la batterie atteint 46,45 kWh. Ainsi, il est évident que l'effet de mémoire augmente à mesure que " $\alpha$ " diminue progressivement de "1". De plus, cette variation de l'effet de mémoire influence également la taille nécessaire de la batterie. En effet, plus " $\alpha$ " est petit, plus la capacité de stockage d'énergie de la batterie (BES) nécessaire doit être grande.

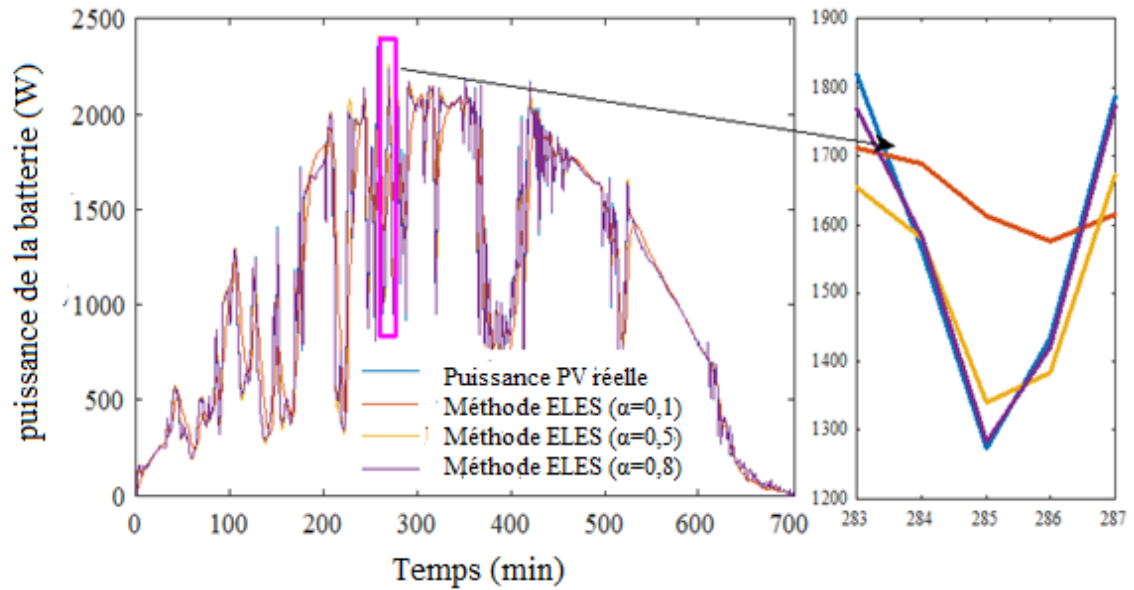


Figure VI.7 : Puissance de sortie PV lissée produite à l'aide de la méthode ELES pour différentes valeurs de " $\alpha$ ".

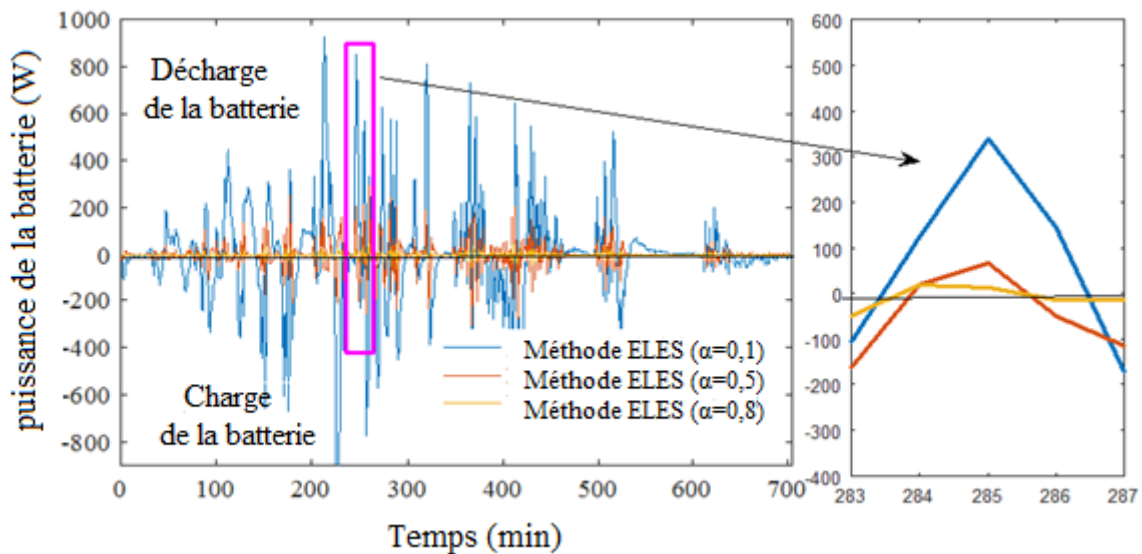


Figure VI.8 : Utilisation de la batterie pour lisser la puissance de sortie PV avec la méthode ELES pour différents " $\alpha$ ".

La Figure VI.9 illustre la capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode ELES, où la gamme de contrôle s'étend. Des valeurs plus faibles de " $\alpha$ ", telles que 0,1, entraînent un lissage excessif du taux de rampe, ce qui conduit à une utilisation excessive de l'énergie de la batterie et nécessite donc une taille significative de stockage d'énergie de la batterie (BES). À l'inverse, lorsque " $\alpha$ " est plus élevé, comme 0,8, le contrôle du taux de rampe peut parfois être insuffisant, atteignant 31,37%, surtout pour des taux de rampe élevés.

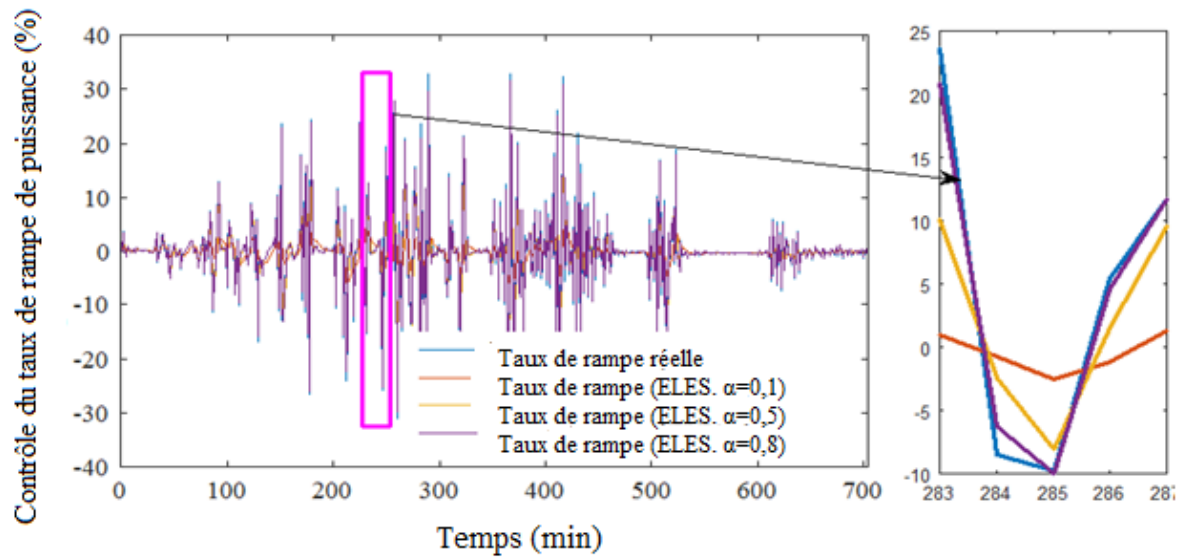


Figure VI.9 : Capacité de contrôle du taux de rampe de la méthode ELES pour différentes valeurs de la constante de lissage.

### VI. 6. 1. Evaluation Comparative des Méthodes de Lissage EMA et ELES

La Figure VI.10 montre comment la valeur d'alpha influence le contrôle des rampes de puissance dans les méthodes de lissage EMA et ELES. Une valeur d'alpha élevée conduit à un taux de rampe de puissance plus important, reflétant une plus grande réactivité aux changements de puissance, ce qui peut provoquer une instabilité. À l'inverse, une valeur d'alpha plus faible favorise la stabilité en maintenant des taux de rampe de puissance plus bas, respectant ainsi les normes de stabilité du réseau. Le choix de la méthode de lissage et de la valeur d'alpha dépend des exigences spécifiques du système, que ce soit pour garantir la stabilité du réseau électrique ou pour réagir rapidement aux fluctuations de la production ou de la demande.

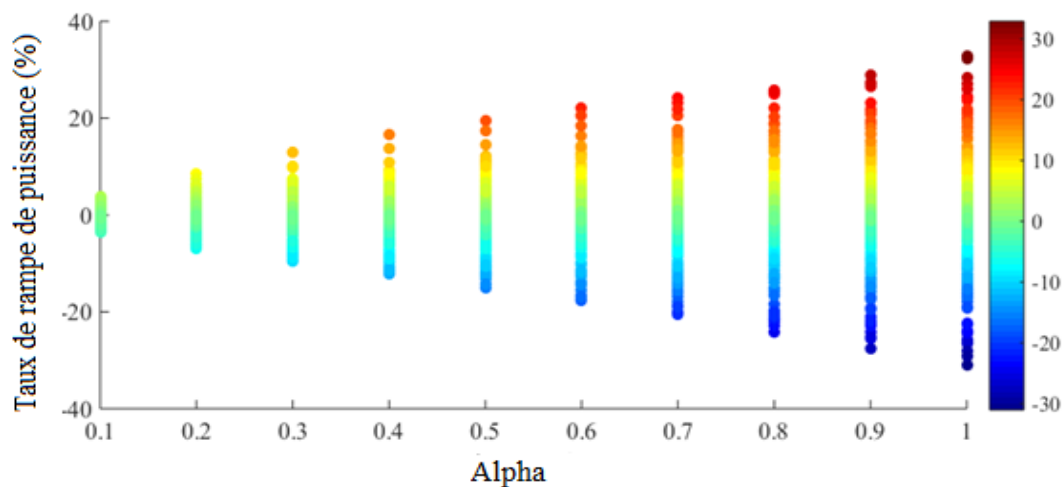


Figure VI.10 : Taux de rampe de puissance en fonction d'alpha

Dans la Figure VI.11, les méthodes de lissage EMA (Exponential Moving Average) et ELES (Exponentially Weighted Linear Exponential Smoothing) sont comparées en fonction de la valeur d'alpha, en utilisant l'erreur quadratique moyenne (MSE) et la variance comme critères d'évaluation. On constate que la MSE diminue pour les deux méthodes avec l'augmentation d'alpha, mais elle est systématiquement plus basse pour ELES par rapport à EMA, ce qui indique une meilleure précision des prédictions avec ELES. Toutefois, cette précision accrue est accompagnée d'une variance légèrement plus élevée pour ELES, signifiant que les prédictions sont plus dispersées autour de la moyenne.

$$\text{MSE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (\text{VI.7})$$

Où

$y_i$  : Valeur réelle

$y'_i$  : Valeur prédite et

$n$  : Nombre total d'observations

$$\text{Variance} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - x'_i)^2 \quad (\text{VI.8})$$

Où

$x_i$  : Valeur prédictive.

$x'_i$  : Moyenne des valeurs prédictives.

$n$  : Nombre total d'observations.

En statistiques, la variance mesure la dispersion des valeurs par rapport à la moyenne : une variance élevée indique une grande dispersion, tandis qu'une variance faible indique que les valeurs sont plus proches de la moyenne. Par conséquent, une variance plus élevée pour ELES indique que les prédictions peuvent être plus variables et moins stables comparées à EMA, qui présente une variance plus faible et une plus grande stabilité. Ainsi, le choix entre EMA et ELES dépend du compromis recherché entre précision et stabilité. Si la minimisation de l'erreur de prédiction est l'objectif principal, ELES est la méthode la plus appropriée. En revanche, si la priorité est la stabilité des prédictions avec une variabilité réduite, EMA pourrait être préférée malgré une MSE plus élevée.

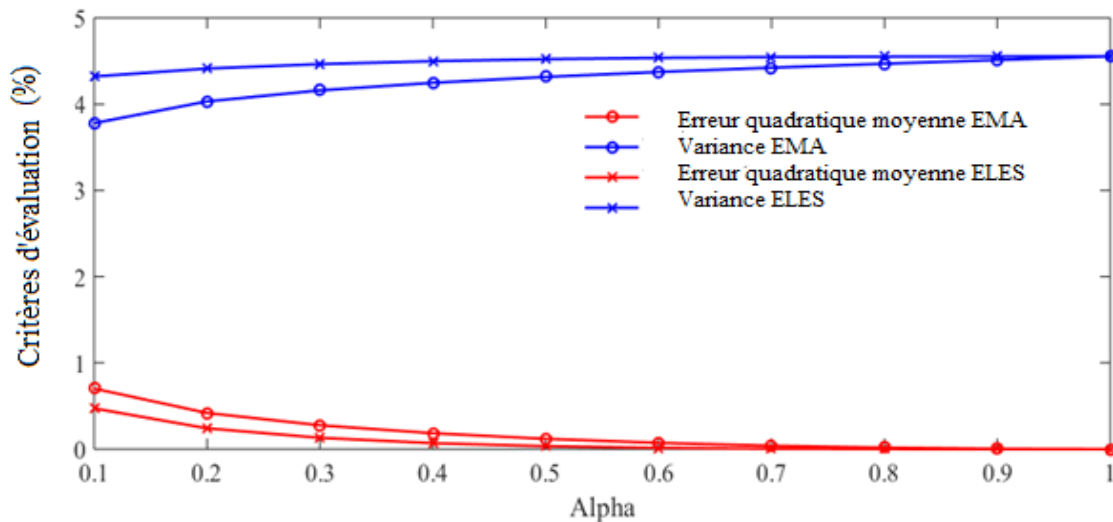


Figure VI.11 : MSE et Variance en fonction d'alpha

Le tableau VI.2 compare les méthodes de lissage EMA (Exponential Moving Average) et ELES (Exponential Low Energy Smoothing) en termes d'utilisation de la batterie, d'état de charge, et d'effet de mémoire. À un alpha élevé (0,8), la méthode ELES consomme significativement moins d'énergie (1,53 kWh) par rapport à la méthode EMA (7,78 kWh). Cependant, à un alpha faible (0,1), bien que l'utilisation d'énergie augmente pour les deux méthodes, ELES reste plus économique (46,45 kWh) comparé à EMA (63,94 kWh). En ce qui concerne l'état de charge de la batterie (SOC), EMA montre généralement des niveaux plus élevés que ELES, indiquant une gestion plus prudente de la batterie. De plus, un lissage excessif avec un alpha faible conduit à une utilisation accrue de la batterie pour les deux méthodes, nécessitant ainsi une plus grande capacité de stockage d'énergie.

En conclusion, bien qu'ELES soit plus efficace en termes de consommation d'énergie, il est crucial de trouver un équilibre pour éviter une utilisation excessive de la batterie. La Figure VI.12 illustre cette comparaison en montrant l'état de charge de la batterie pour les méthodes EMA et ELES, mettant en évidence les différences dans la gestion de l'énergie et l'impact sur la capacité de stockage.

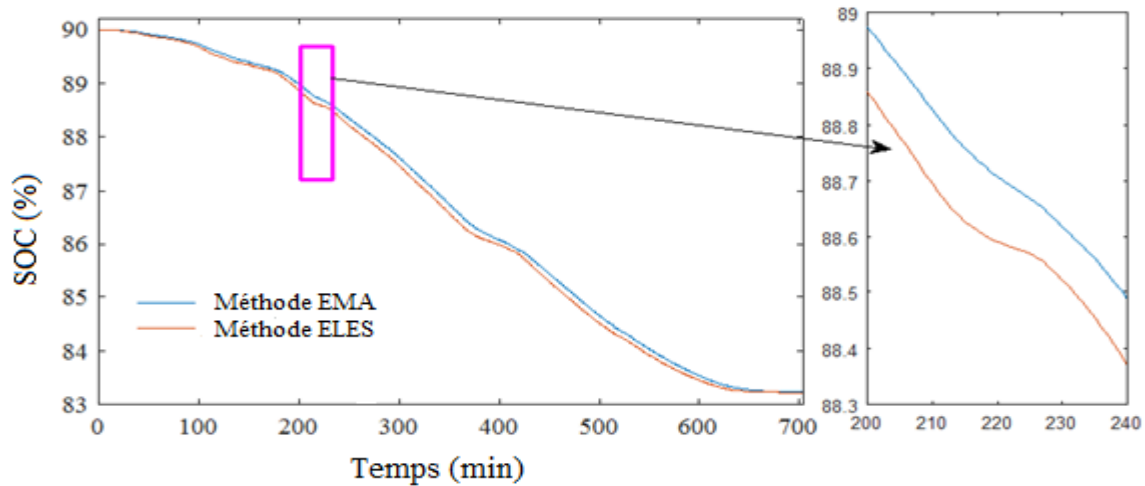


Figure VI.12 : Comparaison de l'état de charge (SOC) de la batterie entre le filtre ELES et le filtre EMA

Tableau VI.2 : Comparaison des performances des méthodes de lissage exponentiel EMA et ELES

Caractéristique	Méthode EMA	Méthode ELES
Utilisation de la batterie ( $\alpha = 0,8$ )	7,78 kWh	1,53 kWh
Utilisation de la batterie ( $\alpha = 0,1$ )	63,94 kWh	46,45 kWh
État de charge de la batterie	élevé	faible

## VI. 7. Conclusion

Les systèmes de stockage d'énergie par batteries (BESS) sont essentiels pour stabiliser les réseaux électriques et intégrer efficacement les énergies renouvelables comme le solaire. Leur capacité de réponse rapide et leur haute densité énergétique permettent de lisser les fluctuations de production, de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, et de fournir des services auxiliaires cruciaux. Les techniques de lissage telles que la Moyenne Mobile Exponentielle (EMA) et le Lissage par Estimation Linéaire Exponentielle (ELES) améliorent la qualité et la fiabilité de l'électricité produite par les centrales photovoltaïques. Le déploiement des BESS est indispensable pour moderniser les réseaux, garantir une alimentation stable et fiable, maximiser la rentabilité des installations et faciliter la transition vers un système énergétique durable et résilient.

**Références**

- [92] International Renewable Energy Agency (IRENA), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, Octobre. 2017.
- [93] B. Saliha and I. De, “Le stockage d ’ énergie : accompagner le déploiement des énergies renouvelables et la régulation du réseau électrique,” Bulletin des Energies Renouvelables, 2021.
- [94] S. Boulahchiche, A. H. Arab, S. Haddad, I. Bendaas, and K. Bouchouicha, “Ramp Rate Control Techniques to Mitigate Fluctuations in Photovoltaic Solar Production,” International Renewable Energy Days (IREnDays’2024).
- [95] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Global Landscape of Renewable Energy Finance,” 2020.
- [96] A. A. Sallam and O. P. Malik, “Power grids with renewable energy: Storage, integration and digitalization,” IET journal, 2021. doi: 10.1049/pbpo167e.
- [97] S. Sukumar, H. Mokhlis, S. Mekhilef, M. Karimi, and S. Raza, “Ramp-rate control approach based on dynamic smoothing parameter to mitigate solar PV output fluctuations,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 96, no. October 2017, pp. 296–305, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.10.015.
- [98] Y. Sun et al., “Model predictive control and improved low-pass filtering strategies based on wind power fluctuation mitigation,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol. 7, no. 3, pp. 512–524, 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0474-5.
- [99] M. A. Syed and M. Khalid, “Neural network predictive control for smoothing of solar power fluctuations with battery energy storage,” J. Energy Storage, vol. 42, no. July, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103014.
- [100] M. A. Syed, A. A. Abdalla, A. Al-Hamdi, and M. Khalid, “Double moving average methodology for smoothing of solar power fluctuations with battery energy storage,” Proc. - 2020 Int. Conf. Smart Grids Energy Syst. SGES 2020, pp. 291–296, 2020, doi: 10.1109/SGES51519.2020.00058.
- [101] R. Nandi, M. Tripathy, and C. P. Gupta, “Coordination of BESS and PV system with bidirectional power control strategy in AC microgrid,” Sustain. Energy, Grids Networks, vol. 34, p. 101029, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101029.

- [102] S. K. Yadav, K. B. Yadav, and A. Priyadarshi, "Performance analysis of three-phase solar PV, BESS, and Wind integrated UPQC for power quality improvement," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 116, no. October 2023, p. 109230, 2024, doi: 10.1016/j.compeleceng.2024.109230.
- [103] G. X. A. Pinto, H. F. Napolini, and R. Rüther, "The role and benefits of storage systems in distributed solar PV generation on public buildings in Brazil," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 81, no. October 2023, p. 101495, 2024, doi: 10.1016/j.esd.2024.101495.
- [104] R. Nandi, M. Tripathy, and C. P. Gupta, "Coordination of BESS and PV system with bidirectional power control strategy in AC microgrid," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 34, p. 101029, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101029.

# **Conclusion générale**

### Conclusion générale

Cette thèse s'est concentrée sur l'impact de l'intégration des systèmes photovoltaïques (PV) dans le réseau électrique, en analysant divers paramètres de qualité de l'énergie et en proposant des solutions pour les améliorer. Les conclusions de chaque chapitre apportent des réponses claires à l'objectif principal de la recherche.

Premièrement, l'étude de l'évolution des énergies renouvelables (EnR), à la fois globalement et en Algérie, a montré des tendances positives soutenues par des politiques gouvernementales et des avancées technologiques. Cependant, des problèmes tels que les coûts élevés et l'efficacité énergétique doivent encore être relevés pour favoriser une adoption plus large des systèmes PV.

Deuxièmement, l'intégration des EnR dans les réseaux électriques a été identifiée comme source de problèmes d'instabilité et de dégradation de la qualité de l'énergie, en raison de l'intermittence de la production PV et des équipements non linéaires. Des solutions telles que l'adoption de codes de réseau adaptés et l'utilisation de systèmes de stockage ont été proposées pour améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau.

L'importance des codes de réseau a été particulièrement soulignée, démontrant qu'ils sont essentiels pour une intégration sécurisée et efficace des systèmes PV. Malgré les contraintes techniques et financiers, leur adoption est cruciale pour assurer une transition réussie vers un système électrique plus propre et durable.

Les études pratiques, y compris sur un système PV de 9,54 kWp, ont montré que l'augmentation de la pénétration PV peut réduire le Total Harmonic Distortion (THD) du courant et de la tension, bien que des harmoniques de courant significatifs puissent apparaître en conditions de faible ensoleillement.

L'analyse des fluctuations de puissance causées par les nuages a révélé que ces fluctuations peuvent affecter de manière significative la qualité de l'énergie, surtout en présence de charges non linéaires. Ces fluctuations entraînent des variations de tension et des harmoniques, nécessitant des mesures correctives pour minimiser leur impact sur le réseau.

## Conclusion générale

---

Enfin, le stockage d'énergie a été identifié comme une solution cruciale pour faciliter l'adoption des sources d'énergie renouvelable et soutenir la transition vers un système énergétique durable et résilient. Le stockage d'énergie, combiné à une gestion efficace de la demande, peut atténuer les fluctuations de puissance et améliorer la stabilité du réseau.

En conclusion, cette thèse a démontré que l'intégration des systèmes photovoltaïques dans le réseau électrique présente des enjeux techniques importants mais surmontables. En mettant en œuvre des solutions telles que des codes de réseau appropriés, des systèmes de stockage d'énergie et des stratégies de contrôle efficaces, il est possible d'améliorer la qualité de l'énergie et de garantir une fourniture fiable et durable d'énergie électrique. Ces efforts contribueront à un avenir énergétique plus sûr et durable pour l'Algérie, en alignement avec les objectifs mondiaux de développement durable et de lutte contre le changement climatique.

# **Références bibliographie**

## Références bibliographie

---

[Ahmed Ousmane Bagre](#), “Optimisation du couplage de centrales photovoltaïques aux réseaux publics instables : application au réseau national du Burkina Faso,” These de doctorat, Université du Havre, 2014.

[Andreas Spring](#), Georg Wirth, Gerd Becker, Robert Pardatscher, et Rolf Witzmann, “Effects of Flicker in a Distribution Grid with High PV Penetration,” *J. Energy Power Eng.*, vol. 8, no. 12, 2014, doi: 10.17265/1934-8975/2014.12.003.

[Annapoorna Chidurala](#) et al, “Harmonic Characterization of Grid Connected PV Systems & Validation with Field Measurements,” 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA 2015. Doi: 10.1109/PESGM.2015.7286198.

[Ashutosh K. Giri](#) et al “Power Quality: Infrastructures and Control,” Livre, Springer, doi.10.1007/978-981-19-7956-9, 2023.

[BOUCHAKOUR Salim](#), “ Contribution à l’étude et commande d’un couplage des systèmes hybrides (reseau et photovoltaïque) pour la production d’énergie électrique ,” These de doctorat, Université djillali liabes de sidi-bel-abbes 2015.

[Boutelhig, S.](#) Hanini, et A. Hadj Arab, “Geospatial characteristics investigation of suitable areas for photovoltaic water pumping erections, in the southern region of Ghardaia, Algeria,” *Energy*, vol. 165, pp. 235–245, 2018, doi: 10.1016/j.energy. 2018.09.036.

[Carretero-hernandez](#), e. Artigao, s. Martin-martinez, c. Alvarez-ortega, m. Ochoa-gimenez, et e. Gomez-lazaro, “comparison of harmonic emission in lv side of a large grid connected pv power plant,” *electr. Power syst. Res.*, vol. 223, oct. 2023.

[César Augusto Slongo](#), “Low-voltage direct current distribution grids : main AC / DC converter, power quality , and protections analysis,” These de doctorat, Université de bordeaux,” 2023.

[Chen, h.](#) Yang, w. Wang, m. Mandich, w. Yao, et y. Liu, “harmonic transmission characteristics for ultra-long distance ac transmission lines based on frequency-length factor,” *electr. Power syst. Res.*, vol. 182, may 2020, doi: 10.1016/j.epr.2019.106189.

[Chidurala, t.](#) Kumar saha, et r. C. Bansal, “harmonic emissions in grid connected pv systems: a case study on a large scale rooftop pv site.” 2014 IEEE pes general meeting | conference & exposition, USA, doi: 10.1109/pesgm.2014.6939147.

[D. Roy](#) et M. Singh, “Realization of a Three-Level Neutral Point Clamped Inverter Using a Novel Region Selection Approach of Bus Clamping Pwm for Electric Vehicle Application,”

## Références bibliographie

---

Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ., vol. 68, no. 2, pp. 139–145, 2023, doi: 10.59277/rrst-ee.2023.68.2.4.

[Daha Hassan Daher](#), “Modélisation et analyse expérimentale d’une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime,” Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2019.

[Dhia Eddine ZEGTOUF](#), “surveillance et détection de défauts d’un système Photovoltaïque connecté au réseau électrique,” These de doctorat , Université du Québec 2020.

[Elbaset and M. S. Hassan](#), “Design and power quality improvement of photovoltaic power system”, Livre, Springer, doi: 10.1007/978-3-319-47464-9. 2016

[Elkholy](#), “Harmonics assessment et mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems,” Sol. Energy, vol. 183, pp. 315–326, May 2019.

[F R I A b d e l a z i z](#), “Contribution à l’amélioration de la qualité de la tension délivrée par un système photovoltaïque dans un réseau électrique,” These de doctorat, Université de Uni v e r s i t é Sidi Mohammed Ben Abde l lah, Maroc, 2017.

[G. X. A. Pinto](#), H. F. Napolini, and R. Rüther, “The role and benefits of storage systems in distributed solar PV generation on public buildings in Brazil,” Energy Sustain. Dev., vol. 81, no. October 2023, p. 101495, 2024, doi: 10.1016/j.esd.2024.101495.

[H. Colin et al](#), “Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension, Cadre réglementaire, impacts et préconisations,” Esprit, 2010.

[H. Eroğlu](#), E. Cuce, P. Mert Cuce, F. Gul, et A. Iskenderoğlu, “Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review,” Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 48. Elsevier Ltd, Dec. 01, 2021. Doi: 10.1016/j.seta.2021.101566.

[H. Karawia](#), M. Mahmoud, et M. Sami, “Flicker in distribution networks due to photovoltaic systems,” CIRED - Open Access Proc. J., vol. 2017, no. 1, pp. 647–649, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0492.

[H. Sridharan](#), S. Ramalingam, and J. Arumugam, “Wide Boost Ratio in Quasi-Impedance Network Converter Using Switch Voltage Spike Reduction Technique,” Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ., vol. 68, no. 3, pp. 259–265, 2023, doi: 10.59277/RRST-EE.2023.68.3.2.

## Références bibliographie

---

Hajar DOUBABI, “Contribution a l’amélioration de l’efficacité d’une chaîne de conversion photovoltaïque”, These de doctorat, Université de Reims Champagne-Ardenne, 2021.

Hebri Assia, “Le programme des énergies renouvelables en Algérie vers une efficacité énergétique d’ici 2030”, Revue Cahier économique, vol 8, no. 2, pp. 351–362, 2018.

<https://www.sonelgaz.dz/>. Dernier accès mai 2024.

IEC 61000-3-2: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase), IEC 61000-3-2, 2018.

IEC 61000-4-15: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications, IEC 61000-4-15, 2010.

IEC 61215: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, DIN IEC 61215, 2005.

IEC 61646: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval, DIN EN 61646, 2009.

IEC 62446: Grid-connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests, and inspection, IEC 62446, 2016.

IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Std 519-2014, 2014.

Information technique, “Résistance d’isolement (Riso) d’installation photovoltaïques sans séparation galvanique,” SMA.

Information technique, “Courants de fuite capacitifs Indications pour le dimensionnement d’onduleurs sans transformateur Sunny Boy, Sunny Tripower, Sunny Highpower,” SMA.

Institut Algérien de Normalisation, <https://www.ianor.dz/>, Dernier accès Septembre 2024.

International Energy Agency (IEA), “Renewable power generation costs in 2022,” 2023.

International Energy Agency (IEA), “Renewables 2023: Analysis and forecast to 2028,” 2024.

International Renewable Energy Agency (IRENA), “Global Landscape of Renewable Energy Finance,” 2020.

International Renewable Energy Agency (IRENA), “Grid codes for renewable powered systems,” 2022.

## Références bibliographie

---

[International Renewable Energy Agency \(IRENA\)](#), “The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025”, 2016.

[International Renewable Energy Agency \(IRENA\)](#), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030, Octobre. 2017.

[Ioan Viorel Banu et al](#), “Passive anti-Islanding protection for Three-Phase Grid-Connected photovoltaic power systems,” International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.148, June 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.108946>.

[J. Barros, M. De Apráiz](#), et R. I. Diego, “Analysis of second order harmonic voltages in power systems,” Renew. Energy Power Qual. J., vol. 1, no. 5, pp. 163–167, 2007, doi: 10.24084/repqj05.243.

[J. C. Hernández](#), M. J. Ortega, et A. Medina, “Statistical characterisation of harmonic current emission for large photovoltaic plants,” Int. Trans. Electr. Energy Syst., vol. 24,

[J. C. Hernández](#), M. J. Ortega, J. De La Cruz, et D. Vera, “Guidelines for the technical assessment of harmonic, flicker and unbalance emission limits for PV-distributed generation,” Electric Power Systems Research, vol. 81, no. 7. Pp. 1247–1257, Jul. 2011.

[J. Flicker](#), J. Johnson, M. Albers, and G. Ball, “Recommendations for isolation monitor ground fault detectors on residential and utility-scale PV systems,” 2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015, 2015, doi: 10.1109/PVSC.2015.7356429.

[Julien Bruschi](#), “Caractérisation du phénomène d ’ ilotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution,” These de doctorat, Université de Grenoble Alpes, 2017.

[Kada BOUCHOUICHA](#)," MODELISATION MULTISPECTRALE DES IMAGES SATELLITAIRE -Application: Quantification du bilan d'énergie Sol-Atmosphère ," Thèse de doctorat, Université des sciences et de la technologie d'Oran - Mohamed Boudiaf, 2017.

[M. A. Ilie](#) et D. Floricău, “Grid-Connected Photovoltaic Systems With Multilevel Converters – Modeling and Analysis,” Rev. Roum. Des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ., vol. 68, no. 1, pp. 77–83, 2023, doi: 10.59277/rrst-ee.2023.68.1.13.

[M. A. Syed](#) and M. Khalid, “Neural network predictive control for smoothing of solar power fluctuations with battery energy storage,” J. Energy Storage, vol. 42, no. July, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103014.

## Références bibliographie

---

M. A. Syed, A. A. Abdalla, A. Al-Hamdi, and M. Khalid, “Double moving average methodology for smoothing of solar power fluctuations with battery energy storage,” Proc. - 2020 Int. Conf. Smart Grids Energy Syst. SGES 2020, pp. 291–296, 2020, doi: 10.1109/SGES51519.2020.00058.

M. Abuella et B. Chowdhury, “Forecasting of solar power ramp events: A post-processing approach,” Renew. Energy, pp. 1380–1392, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.005.

M. CUI, D. KE, D. GAN, et Y. SUN, “Statistical scenarios forecasting method for wind power ramp events using modified neural networks,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol. 3, no. 3, pp. 371–380, 2015, doi: 10.1007/s40565-015-0138-7.

M. H. J. Bollen et I. Y. H. Gu, “Characterization of voltage variations in the very-short time-scale,” IEEE Trans. Power Deliv., vol. 20, no. 2 I, pp. 1198–1199, 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2005.844253.

M. J. Ortega, J. C. Hernández, et O. G. García, “Measurement and assessment of power quality characteristics for photovoltaic systems: Harmonics, flicker, unbalance, and slow voltage variations,” Electr. Power Syst. Res., vol. 96, pp. 23–35, 2013.

MAKHLOUFI Saida, “Impact d ’ intégration des énergies renouvelables sur le réseau isolé d ’ Adrar,” These de doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, 2017.

N. B. G. (Nico. Brinkel et al., “Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 118, no. October 2019, p. 105741, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105741.

N. Hama, W. Kanokbannakorn, et S. Sirisukprasert, “An evaluation of voltage variation and flicker severity in micro grid,” 2017 Int. Electr. Eng. Congr. Ieecon 2017, 2017, doi: 10.1109/IEECON.2017.8075791.

NEHARI Larbi, “Etude, simulation et réalisation d’un onduleur pour système photovoltaïque utilisé dans traitement de l’eau et des aliments par l’ozone”, These de doctorat, Université de DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES, 2021.

Olivier Arguence, “Modélisation des ilots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d’ilotage,”These de doctorat, Université de Grenoble Alpes 2018,

Organisme Algérien d'Accréditation, <https://algerac.dz/>, Dernier accès Septembre 2024.

## Références bibliographie

---

P. A. Karafotis, V. A. Evangelopoulos, et P. S. Georgilakis, “Evaluation of harmonic contribution to unbalance in power systems under non-stationary conditions using wavelet packet transform,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, Jan. 2020.

P. Clarkson et P. S. Wright, “Sensitivity analysis of flickermeter implementations to waveforms for testing to the requirements of IEC 61000-4-15,” *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 4, no. 3, pp. 125–135, 2010, doi: 10.1049/iet-smt.2009.0036.

P. Pakonen, A. Hilden, T. Suntio, et P. Verho, “Grid-connected PV power plant induced power quality problems - Experimental evidence,” 2016 18th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2016 ECCE Eur., 2016, doi: 10.1109/EPE.2016.7695656.

R. Araneo et M. Mitolo, “Insulation Resistance and Failures of a High-Power Grid-Connected Photovoltaic Installation: A Case Study,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 27, no. 3, pp. 16–22, 2021, doi: 10.1109/MIAS.2020.3024490.

R. Asma, Z. Zoubir, et B. Saliha, “Impact of Grid Connected Photovoltaic System Under Different Weather Conditions and Load Type,” *J. Appl. Eng. Sci.*, vol. 21, no. 2, pp. 721–728, 2023, doi: 10.5937/jaes0-42456.

R. Nandi, M. Tripathy, and C. P. Gupta, “Coordination of BESS and PV system with bidirectional power control strategy in AC microgrid,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 34, p. 101029, 2023, doi: 10.1016/j.segan.2023.101029.

R. R. A. Fortes, R. F. Buzo, et L. C. O. De Oliveira, “Harmonic distortion assessment in power distribution networks considering DC component injection from PV inverters,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 188, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106521.

Radu-Emil Precup et al, “Solar photovoltaic power plants,” Livre , Springer, doi: 10.1155/2017/1041375, 2017.

Rui Castro, “Electricity Production from Renewables,” Livre, Springer, doi: 10.1007/978-3-030-82416-7. 2022.

S. Adak, H. Cangi, B. Eid, et A. S. Yilmaz, “Developed analytical expression for current harmonic distortion of the PV system’s inverter in relation to the solar irradiance and temperature,” *Electr. Eng.*, vol. 103, no. 1, pp. 697–704, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01110-7.

S. Bouacha et al., “Performance analysis of the first photovoltaic grid-connected system in Algeria,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 57, pp. 1–11, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.04.002.

## Références bibliographie

---

S. Bouchakour et al, “investigation of the voltage quality at pcc of grid connected pv system,” in *energy procedia*, elsevier ltd, 2017, pp. 66–70.

S. Boulahchiche et al, “Performance Investigation of Single-Phase Transformerless Pv Inverter Connected To Low Voltage Network,” *Rev. Roum. Des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 69, no. 1, pp. 55–60, 2024, doi: 10.59277/RRST-EE.2024.1.10.

S. Boulahchiche et al., “Impact of a power ramp event on photovoltaic system power quality under different weather conditions and operating powers,” *Electr. Eng.*, 2024, doi: 10.1007/s00202-024-02467-9.

S. Boulahchiche et al., “Performance Investigation of Single-Phase Transformerless Pv Inverter Connected To Low Voltage Network,” *Rev. Roum. Des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 69, no. 1, pp. 55–60, 2024, doi: 10.59277/RRST-EE.2024.1.10.

S. Boulahchiche, “Le stockage d ’ énergie : accompagner le déploiement des énergies renouvelables et la régulation du réseau électrique,” *Bulletin des Energies Renouvelables*, 2021.

S. Boulahchiche, A. H. Arab, S. Haddad, I. Bendaas, and K. Bouchouicha, “Ramp Rate Control Techniques to Mitigate Fluctuations in Photovoltaic Solar Production,” *International Renewable Energy Days (irendays’2024)*.

S. Boulahchiche, S. Makhloufi, A. Hadjarab, S. Bouchakour, et I. Bendaas, “Harmonic characterization of grid connected PV systems and the effects caused by PV installations,” pp. 4–6, 1955.2022.

S. Boulahchiche, S. Semaoui, S. Bouchakour, S. Makhloufi, A. Rezagui, et K. Abdeladim, “Experimental Harmonic Analysis of Three Single- Phase PV Inverters Connected at low voltage Network,” pp. 1–6.2017.

S. K. Yadav, K. B. Yadav, and A. Priyadarshi, “Performance analysis of three-phase solar PV, BESS, and Wind integrated UPQC for power quality improvement,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 116, no. October 2023, p. 109230, 2024, doi: 10.1016/j.compeleceng.2024.109230.

S. Kirthiga et N. M. Jothi Swaroopan, “Highly reliable inverter topology with a novel soft computing technique to eliminate leakage current in grid-connected transformerless photovoltaic systems,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 68, pp. 192–203, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.03.022.

## Références bibliographie

---

S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, et M. Karimi, “Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1170–1184, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.059.

S. Sukumar, H. Mokhlis, S. Mekhilef, M. Karimi, and S. Raza, “Ramp-rate control approach based on dynamic smoothing parameter to mitigate solar PV output fluctuations,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 96, no. October 2017, pp. 296–305, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.10.015.

Saad Bella, “Modélisation, simulation et commande prédictive d'un système PV connecté au réseau à base d'onduleurs parallèles,” These de doctorat, Université de de M'SILA ,2021.

Saliha BOULAHCHICHE et al, “Assessment of different harmonic distortion scenarios in a grid-connected pv system: a case study in alger,” *The 4th International Conference on Electromechanical Engineering (ICEE2022) November 22-23, 2022.*

Sallam and O. P. Malik, “Power grids with renewable energy: Storage, integration and digitalization,”*IET journal*, 2021. Doi: 10.1049/pbpo167e.

Stambouli, Z. Khiat, S. Flazi, and Y. Kitamura, “A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4445–4460, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.04.031.

Thi Minh Chau LE, “Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau , aspects contrôle / commande et rejet de perturbations,”These de doctorat, Université de GRENOBLE, 2012.

Thi Minh Chau LE, “Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau , aspects contrôle / commande et rejet de perturbations,”These de doctorat, Université de GRENOBLE, 2012.

TOUAL Belbacem, “Contribution à la Commande et la Gestion des Sources Hybrides d’Energie Electrique,” Thèse de doctorat, Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd, 2018.

V. B. Virulkar et M. V. Aware, “Flicker Detection, Measurement and Means of Mitigation: A Review,” *J. Inst. Eng. Ser. B*, vol. 95, no. 2, pp. 149–162, 2014, doi: 10.1007/s40031-014-0092-1.

V. Ignatova, “Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie électrique.Application aux creux de tension et à la pollution harmonique,” These de doctorat, Université de Grenoble,2006.

W. Chen, X. Yang, W. Zhang, et X. Song, “Leakage Current Calculation for PV Inverter System Based on a Parasitic Capacitor Model,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 12, pp. 8205–8217, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2016.2517740.

## Références bibliographie

---

[Xiao Xu](#) et al, “Harmonic emission of PV inverters under different voltage supply conditions and operating powers,” 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP).

[XUEYANG Jiang](#), “Étude Comparative De Structures De Convertisseurs Pour Les Systèmes Photovoltaïques Connectés À Un Réseau Électrique Moyenne Tension,” These de doctorat, Université du Québec, 2019.

[Y. S. Lim](#) et J. H. Tang, “Experimental study on flicker emissions by photovoltaic systems on highly cloudy region: A case study in Malaysia,” *Renew. Energy*, vol. 64, pp. 61–70, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.043.

[Y. Sun](#) et al., “Model predictive control and improved low-pass filtering strategies based on wind power fluctuation mitigation,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 512–524, 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0474-5.

[Youssef El Basri](#), “Architecture de puissance distribuée reconfigurable dédiée à l’ optimisation de l’ énergie photovoltaïque,” These de doctorat, Université Toulouse 3 Paul Sabatier, 2014.

Z. Liao, C. Cao, and D. Qiu, “Analysis on topology derivation of single-phase transformerless photovoltaic grid-connect inverters,” *Optik (Stuttg.)*, vol. 182, no. December 2018, pp. 50–57, 2019, doi: 10.1016/j.ijleo.2018.12.169.

[Z. P. Goh](#), M. A. M. Radzi, H. Hizam, et N. I. A. Wahab, “Investigation of severity of voltage flicker caused by second harmonic,” *IET Sci. Meas. Technol.*, vol. 11, no. 3, pp. 363–370, 2017, doi: 10.1049/iet-smt.2016.0369.

# ANNEXE A

### A .1. Présentation du système photovoltaïque Connecté au réseau du CDER

Depuis juin 2004, un système photovoltaïque connecté au réseau a été opérationnel. Ce projet, situé au Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), est le fruit d'une collaboration entre le CDER, relevant du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique, et l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI). Les coordonnées géographiques (Figure A.1) du site de l'installation sont :

- Latitude : 36°48'04"8 Nord,
- Longitude : 04° 12'08" 53 Est,
- Altitude : 345 mètres.

La système photovoltaïque est installée sur le toit du bloc administratif du CDER, tandis que le local technique est situé au rez-de-chaussée du même bâtiment. Ce projet constitue également une initiative pilote visant à démontrer des technologies, à évaluer la faisabilité et à tester les équipements dans le domaine des énergies renouvelables.

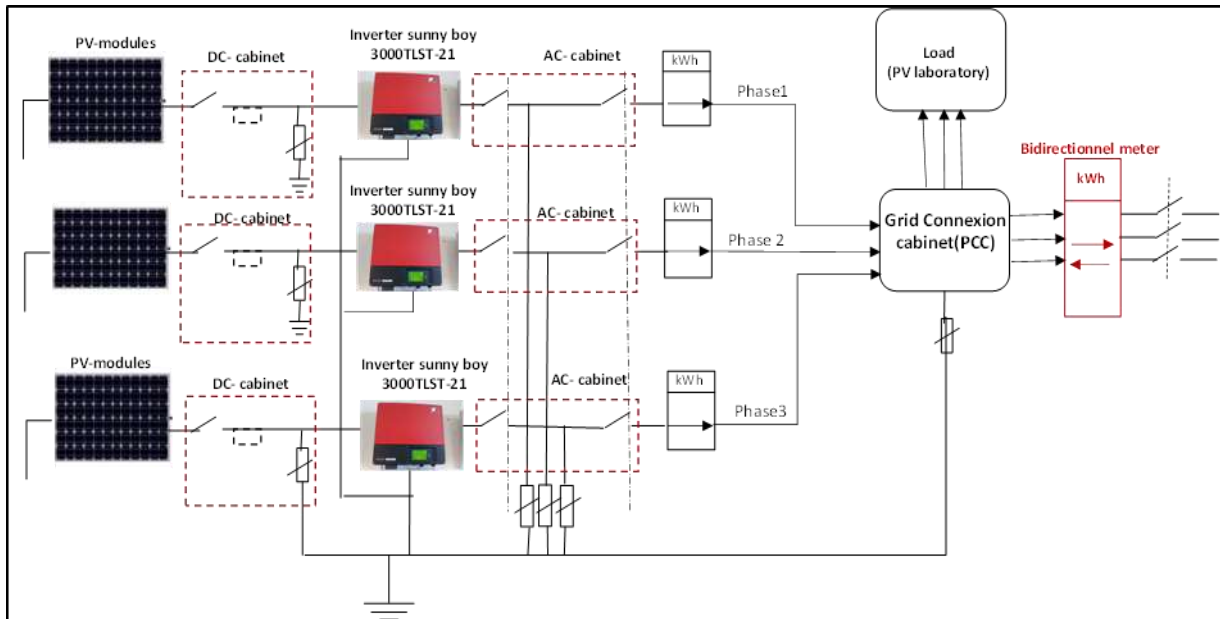


**Figure A.1** : Coordonnées géographiques du système PV du CDER

### A .2. Description et fonctionnement du système

Le système photovoltaïque connecté au réseau du CDER exploite les modules PV pour convertir la lumière solaire en électricité, tandis qu'un onduleur photovoltaïque assure la conversion du courant continu en courant alternatif compatible avec le réseau. L'énergie ainsi produite est d'abord dirigée vers les besoins prioritaires du laboratoire du CDER, puis tout excédent est injecté dans le réseau électrique. Un dispositif de comptage précis permet de surveiller la contribution de ce système au bilan énergétique global. En tant qu'élément intégré

au réseau interne du CDER, cette infrastructure reflète l'engagement continu de l'institution envers la recherche et la promotion des énergies renouvelables, démontrant ainsi son rôle de leader dans ce domaine.



**Figure A.2** :Système photovoltaïque connecté au réseau du CDER

### 1. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque, représenté dans la Figure A.3 est installé sur le toit du bloc administratif du CDER. Il se compose de 90 modules PV fournis par le fabricant espagnol ISOFOTON, ayant une puissance crête de 106W et une tension nominale de 12V. Ces 90 modules sont organisés en trois groupes de 30 modules chacun. Chaque groupe est composé de deux branches parallèles, comportant 15 modules couplés en série. Les caractéristiques techniques de ces modules sont détaillées dans le Tableau A.1. Cette configuration réfléchie et efficace garantit une production optimale d'électricité à partir de la lumière solaire, contribuant ainsi à l'approvisionnement énergétique durable du CDER.



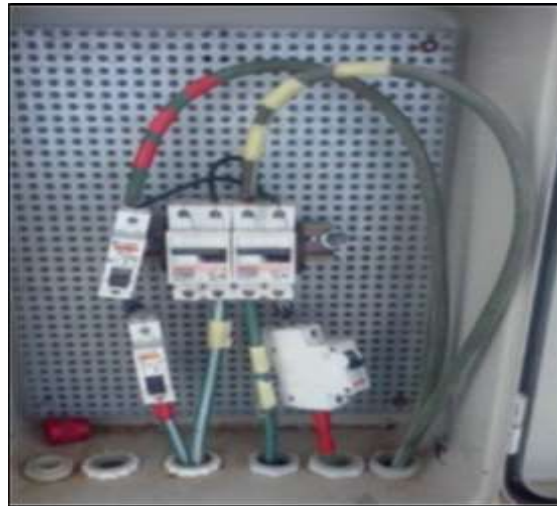
**Figure A.3** : Générateur photovoltaïque du système

**Tableau A.1** : Caractéristiques techniques du générateur Isofoton

Symbol	Paramètre	Valeur	Unité
T	Température cellule	47	°C
V	Tension nominale	12	V
P <sub>max</sub>	Puissance maximal	106 ±5%	Wp
I <sub>sc.ref</sub>	Courant de court-circuit	6,54	A
V <sub>oc.ref</sub>	Tension en circuit ouvert	21,6	V
I <sub>mpp.ref</sub>	Courant MPP	6,1	A
V <sub>mpp.ref</sub>	Tension MPP	17,4	V

## 2. Boîtes de jonctions DC

Implantées à chaque niveau de champ du générateur PV, ces connexions facilitent le raccordement des branches respectives grâce à une série d'éléments de protection comprenant des interrupteurs, des diodes anti-retour et une mise à la terre des modules. Cependant, la figure suivante révèle une absence d'organisation dans les connexions et une initiation de corrosion au niveau de l'armoire, des problèmes nécessitant une attention immédiate pour garantir le bon fonctionnement et la durabilité du système photovoltaïque.



**Figure A.4 :** Composants de boîte de jonction

### **3. Armoires électriques coté DC de l'onduleur**

Implantées dans le local technique, ces armoires assurent la connexion entre les boîtes de jonction et les onduleurs. Elles intègrent divers dispositifs de protection tels que des parafoudres, des fusibles, des systèmes de mise à la terre, ainsi que des afficheurs de courant et de tension spécifiques au champ PV. Cette infrastructure garantit une gestion sécurisée et efficace du flux d'énergie solaire, contribuant ainsi à maintenir les performances optimales et la fiabilité du système photovoltaïque.



**Figure A.5 :** Composants de l'armoire électrique côté DC

### **4. Onduleur connecté au réseau**

Les onduleurs en place, de la marque SMA et de type Sunny Boy SB 3000TLST-21, constituent un élément crucial du système. Ils se distinguent par leur conception sans transformateur (TL) et leur unique tracker MPPT (Single Tracker ST), offrant ainsi une efficacité optimale dans la

conversion de l'énergie solaire en courant alternatif compatible avec le réseau. Ces dispositifs intègrent une gamme complète de fonctionnalités visant à maximiser la production énergétique tout en garantissant la sécurité de l'installation.

Dotés d'un écran d'affichage, ces onduleurs fournissent en temps réel des données essentielles sur leur fonctionnement, telles que la puissance générée, l'énergie produite quotidiennement et cumulée, ainsi que les éventuels événements ou erreurs. De plus, un histogramme détaille la courbe de puissance des seize dernières heures et les rendements énergétiques sur les seize derniers jours.

Pour assurer une communication fluide et une gestion efficace des données, ils sont équipés d'un port dédié à l'interface de communication, permettant la transmission directe des données vers des dispositifs de surveillance tels que la Sunny WebBox ou l'interface web Sunny Portal. En outre, la connectivité Bluetooth facilite la communication avec divers appareils compatibles de SMA, renforçant ainsi le contrôle et la surveillance de l'installation.

En matière de sécurité, ces onduleurs intègrent des varistances pour la protection contre les surtensions, ainsi qu'un dispositif à courants différentiels résiduels pour détecter et distinguer les courants de défaut réels des courants de décharge capacitifs.

Enfin, pour garantir une production énergétique optimale, ces onduleurs SMA sont conçus pour démarrer la production dès qu'une irradiation minimale d'environ 20 W/m<sup>2</sup> est détectée. Toutes ces caractéristiques techniques détaillées sont répertoriées dans le Tableau A.2, fournissant ainsi une vue d'ensemble complète de la performance et de la fonctionnalité de ces composants clés du système photovoltaïque du CDER.



**Figure A.6** : Onduleur connecté au réseau

<b>Tableau A.2</b> : Caractéristiques techniques de l'onduleur				
	<b>Symbol</b>	<b>Paramètre</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unité</b>
<b>Entrée</b>	$P_{DC}$	Puissance nominal	3200	W
	$I_{DC}$	Courant d'entrée max	15	A
	$V_{DC}^{max}$	Tension d'entrée max	750	V
	$V_{DC}^{min}$	Tension d'entrée min	125	V
<b>Sortie</b>	$P_{AC}$	Puissance nominale	3000	W
	$\cos\phi$	Facteur de puissance nominale	1	
	F	Fréquence	50	Hz
	V	Tension de réseau assignée	230	V
	$\eta$	Rendement	96	%

### 5. Armoires électriques coté AC de l'onduleur

Les armoires électriques côté alternatif AC, positionnées en sortie des onduleurs monophasés, jouent un rôle crucial dans le système. Elles facilitent la connexion de chaque onduleur à une phase du réseau électrique, assurant ainsi une distribution efficace de l'électricité produite. Ces armoires abritent une variété d'équipements de protection et de surveillance, comprenant des disjoncteurs différentiels, des fusibles, des dispositifs de mise à la terre, des compteurs monophasés, ainsi que des afficheurs de courant et de tension côté alternatif. Cette configuration permet un contrôle précis et une gestion sécurisée de l'énergie produite, garantissant ainsi le bon fonctionnement et la fiabilité de l'ensemble du système photovoltaïque.

**Figure A.7** : Caractéristiques techniques

### 6. Armoire de connexion au réseau

L'armoire de connexion au réseau revêt une importance capitale en facilitant l'intégration de la centrale photovoltaïque au réseau électrique. Cette unité essentielle abrite une série d'équipements destinés à assurer une connexion sécurisée et efficace. Elle est équipée de deux disjoncteurs différentiels, un côté réseau et un côté générateur PV, ainsi que de deux compteurs. Le premier compteur enregistre la production totale de l'installation, tandis que le second mesure l'énergie consommée provenant du réseau. De plus, deux afficheurs numériques sont présents pour surveiller la tension AC et le courant AC, fournissant ainsi des données essentielles pour une gestion optimale de l'énergie. Cette configuration détaillée garantit un fonctionnement fiable et sécurisé de la centrale photovoltaïque lors de son intégration au réseau électrique.



**Figure A.8:** Armoire de connexion au réseau

### 7. Câblage et réglage de l'onduleur

Les câbles DC provenant des armoires électriques côté continu DC sont connectés à l'entrée de l'onduleur à l'aide de connecteurs positifs et négatifs dédiés. Quant à la sortie de l'onduleur, elle est câblée avec trois conducteurs : le conducteur de phase, le conducteur neutre et le conducteur de terre. Il est crucial de noter que si ce dernier n'est pas connecté, l'onduleur ne démarre pas, ce qui garantit un niveau de sécurité optimal pour l'installation. Les conducteurs de phase et de neutre sont ensuite reliés à l'entrée des armoires électriques côté alternatif AC, assurant ainsi une transition fluide et sécurisée entre les composants du système photovoltaïque.



**Figure A.9 :** Câblage des onduleurs

### **A .3. Installation d'un nouveau système de Monitoring**

L'installation d'un nouveau système de monitoring revêt une importance cruciale pour assurer un suivi efficace de l'installation photovoltaïque. Pour ce faire, des produits de marque SMA, tels que la Sunny WebBox, sont déployés pour communiquer avec les onduleurs SMA et recueillir une gamme complète de données électriques. Ces données comprennent les courants, tensions et puissances tant côté AC que côté DC, ainsi que des paramètres de performance tels que le rendement journalier et la fréquence du réseau. De plus, des informations cruciales sur la sécurité, telles que la résistance d'isolement et les courants de défaut, sont également collectées. Parallèlement, grâce à un système de capteurs extérieurs, tel que le Sunny SensorBox de SMA, des données radiométriques telles que l'irradiation solaire et la température peuvent également être enregistrées. Cette infrastructure complète offre ainsi une surveillance détaillée et en temps réel de l'ensemble du système photovoltaïque, permettant ainsi une gestion proactive et efficace de ses performances et de sa sécurité.

#### **A .3.1 Composants du système de monitoring**

##### **1. Sunny SensorBox**

Positionnée à l'extérieur, sur la même structure et avec la même inclinaison que les panneaux solaires, la Sunny SensorBox joue un rôle essentiel dans la collecte des données radiométriques essentielles à la surveillance de la puissance de l'installation photovoltaïque. Cette solution permet de comparer l'éclairement solaire ambiant à la production électrique de la centrale, facilitant ainsi la détection de tout dysfonctionnement potentiel dans le système. La Sunny

## ANNEXE A

---

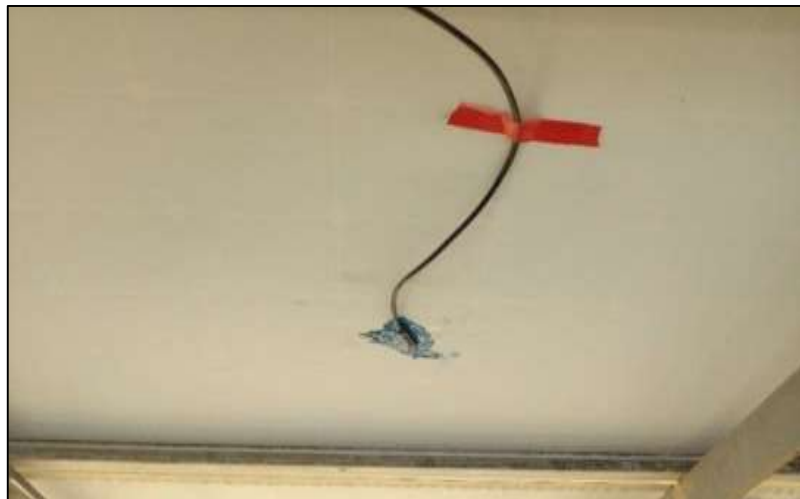
SensorBox est dotée d'un capteur de rayonnement intégré ainsi que d'un capteur externe de température des panneaux solaires. Les données collectées par ces capteurs sont disponibles pour les produits de communication SMA via le RS485-Power Injector, qui assure également l'alimentation électrique de la Sunny SensorBox.



**Figure A.10 :** Fixation de la Sunny Sensorbox



**Figure A.11 :** Montage du RS485-Power Injector

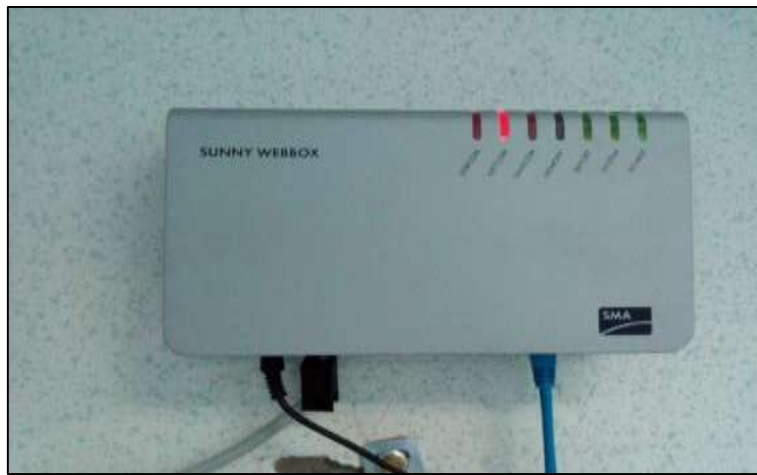


**Figure A.12 :** Capteur température installé au-dessous du générateur

### 2. Sunny WebBox

La Sunny WebBox, en tant qu'interface de communication centrale, joue un rôle crucial en facilitant la connexion entre l'installation photovoltaïque et son opérateur. Elle collecte et

archive toutes les données provenant des équipements connectés, offrant ainsi une surveillance complète de l'installation PV. Ces données sont accessibles à l'opérateur via le réseau local et à distance via le Web, garantissant une gestion transparente et efficace de l'installation. De plus, le logiciel de présentation Flashview et le portail Internet Sunny Portal permettent le traitement et la présentation graphique des données collectées. Par ailleurs, la Sunny WebBox offre à l'exploitant un outil performant pour configurer l'installation et diagnostiquer à distance par ordinateur, assurant une surveillance continue et une détection rapide des dysfonctionnements, ce qui contribue à optimiser le rendement de l'installation photovoltaïque.



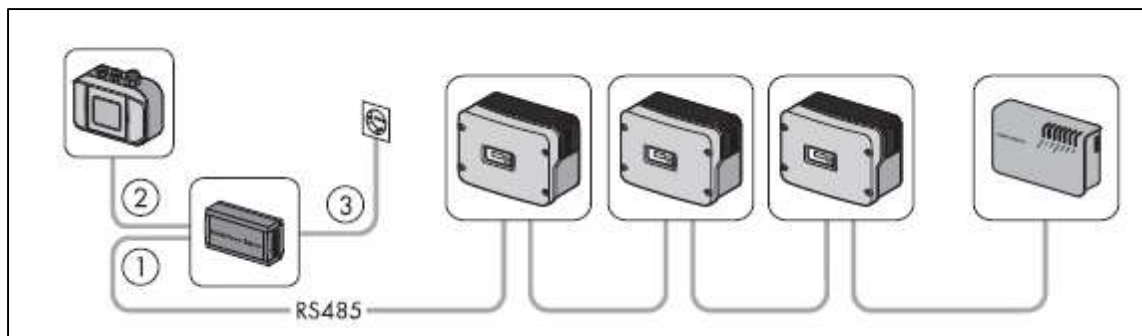
**Figure A.13** : Vue extérieure de la Sunny WebBox

### 3. Schéma de Câblage du système de monitoring

Le câblage entre les différents équipements, tels que la Sunny SensorBox, la Sunny WebBox et le RS485-Power Injector, s'effectue à l'aide d'un câble réseau RS485. La procédure de raccordement se déroule comme suit :

- Tout d'abord, le RS485-Power Injector est connecté aux onduleurs et à la WebBox.
- Ensuite, le RS485-Power Injector est relié à la Sunny SensorBox.
- Enfin, le RS485-Power Injector et la WebBox sont connectés à l'alimentation électrique.

La mise en service de la Sunny WebBox s'effectue à l'aide de l'application Sunny WebBox Assistant. Cette application permet de configurer le type de communication et de détecter les appareils de l'installation photovoltaïque. Une fois cette opération terminée, l'interface utilisateur de la Sunny WebBox est accessible via le réseau internet local.



**Figure A.14** : Schéma synoptique du système de monitoring de l'installation

#### 4. Gestion des données

La Sunny WebBox joue un rôle essentiel dans la collecte et la gestion des données provenant de la Sunny SensorBox et des trois onduleurs. Ces informations sont ensuite disponibles dans divers formats grâce à la Sunny WebBox. L'accès à ces données peut se faire de deux manières : via l'interface utilisateur de la Sunny WebBox en se connectant au réseau local ou via le site web Sunny Portal.

Sur la page d'accueil de la Sunny WebBox, un résumé est affiché, donnant un aperçu de la puissance actuelle, du rendement journalier et total des trois onduleurs connectés ainsi que de la Sunny SensorBox. En sélectionnant un appareil spécifique dans l'affichage des appareils ou dans l'arborescence de la structure, les données spécifiques de cet appareil sont disponibles.

Les onglets "Aperçu", "Valeurs instantanées" et "Paramètres" offrent la possibilité de visualiser et de modifier les différentes données de l'appareil sélectionné, permettant ainsi une gestion précise et personnalisée des performances du système photovoltaïque.

WRTS0U85:2140031873		
Puissance	115	W
Énergie aujourd'hui	7,646	kWh
Énergie totale	241,507	kWh
État de service	Mpp	

Consigne de sécurité: Votre mot de passe n'est pas sûr

14 - 150182397 1.52

**Figure A.15** : Interface utilisateur de la sunny WebBox

## 5. Présentation de l'installation dans le Sunny Portal

Grâce à la Sunny WebBox, les données de l'installation photovoltaïque peuvent être présentées sur le site internet Sunny Portal, offrant ainsi à l'exploitant la possibilité de surveiller en temps réel les rendements et la puissance de l'installation. Ce portail joue un rôle crucial dans la surveillance de l'installation PV, permettant également la génération et l'envoi par e-mail de rapports pertinents. Sur la page d'accueil du Sunny Portal, plusieurs données de l'installation sont accessibles, telles que la puissance, l'énergie produite quotidiennement, la température des panneaux solaires, l'irradiation solaire, les conditions météorologiques du site de la centrale, ainsi que des informations sur la rémunération et le taux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Cette présentation complète et détaillée permet à l'exploitant de surveiller efficacement les performances de son installation photovoltaïque.

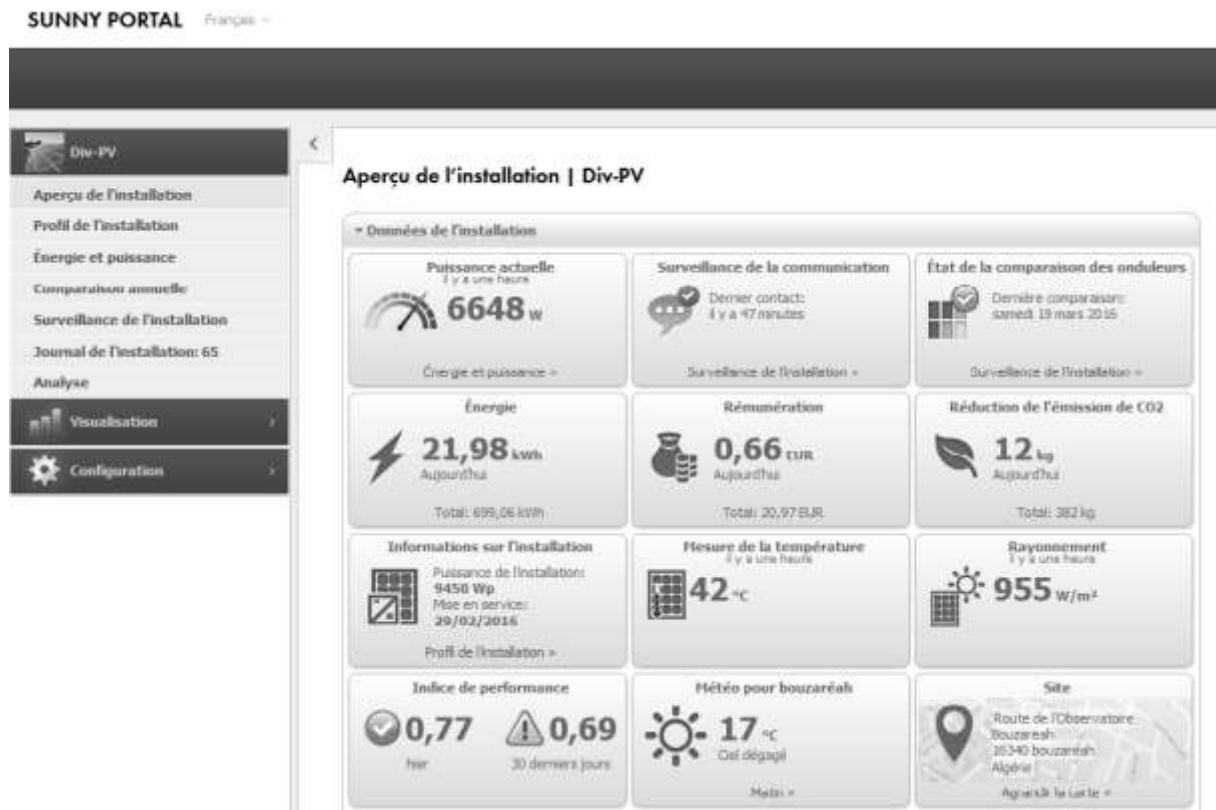


Figure A.16 : Page d'accueil du site internet Sunny Portal

## PRODUCTION SCIENTIFIQUE DANS LE CADRE DE CETTE THESE

Publication dans des revues internationales de renommée, avec comité de lecture

### Publications internationales

1. Saliha BOULAHCHICHE, Amar HADJ ARAB, Salim HADDAD, Azzeddine BOUTELHIG, Ismail BENDAAS, Salim BOUCHAKOUR, Abdelhak RAZAGUI, “Impact of a power ramp event on photovoltaic system power quality under different weather conditions and operating powers,” *Electr. Eng.*, 2024, [doi: 10.1007/s00202-024-02467-9](https://doi.org/10.1007/s00202-024-02467-9).
2. Saliha BOULAHCHICHE, Amar HADJ ARAB, Salim HADDAD, Ismail BENDAAS, Salim BOUCHAKOUR, Kada BOUCHOUICHA, Abdelhak RAZAGUI, “Performance Investigation of Single-Phase Transformerless PV Inverter Connected To Low Voltage Network,” *Rev. Roum. des Sci. Tech. Ser. Electrotech. Energ.*, vol. 69, no. 1, pp. 55–60, 2024, [doi: 10.59277/RRST-EE.2024.1.10](https://doi.org/10.59277/RRST-EE.2024.1.10).
3. Asma REBAI, Zoubir ZAHZOUH, Saliha BOULAHCHICHE, “Impact of Grid Connected Photovoltaic System Under Different Weather Conditions and Load Type,” *J. Appl. Eng. Sci.*, vol. 21, no. 2, pp. 721–728, 2023, [doi: 10.5937/jaes0-42456](https://doi.org/10.5937/jaes0-42456).

### Conférences internationales

1. Saliha BOULAHCHICHE, Saida MAKHLOUFI, Amar HADJARAB, Salim BOUCHAKOUR, Ismail BENDAAS, Abdelhak RAZAGUI, “Harmonic characterization of grid connected PV systems and the effects caused by PV installations,” pp. 4–6, 1955.2022.
2. Saliha BOULAHCHICHE, Amar HADJARAB, Salim HADDAD, Ismail BENDAAS, Abdelhak RAZAGUI, “Power Quality Monitoring of Rooftop Photovoltaic Penetration Level on Low Voltage System,” [2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices \(SSD\)](https://doi.org/10.1109/SSD54932.2022.9955788), doi: [10.1109/SSD54932.2022.9955788](https://doi.org/10.1109/SSD54932.2022.9955788).
3. Saliha BOULAHCHICHE, Salim BOUCHAKOUR, Ismail BENDAAS, ABDELHAK RAZAGUI, Salim HADDAD, Amar HADJ ARAB, “Assessment of different harmonic distortion scenarios in a grid-connected pv system : a case study in algier,” The 4th International Conference on Electromechanical Engineering (ICEE2022) November 22-23, 2022.

4. S. Boulahchiche, A. H. Arab, S. Haddad, I. Bendaas, and K. Bouchouicha, "Ramp Rate Control Techniques to Mitigate Fluctuations in Photovoltaic Solar Production," International Renewable Energy Days (IREnDays'2024).