

Introduction aux mécanismes avancés des systèmes solaires photovoltaïques

Résumé

Une centrale photovoltaïque est un système intégré de conversion d'énergie, et non un simple ensemble de panneaux indépendants. Les modules PV convertissent le rayonnement solaire en électricité CC, regroupée en chaînes et champs, traitée par des convertisseurs de puissance, convertie en CA compatible avec le réseau, puis acheminée par transformateurs et appareillages de commutation. Les contrôleurs de centrale et les systèmes SCADA supervisent ce processus ; protection, diagnostic et maintenance assurent un fonctionnement sûr et fiable.

Cette séance introductive établit la terminologie commune et la compréhension système nécessaires aux séances suivantes sur la conception électrique des champs PV, l'électronique de puissance avancée, la commande et le SCADA, la planification de centrale, le diagnostic des défauts, ainsi que l'exploitation et la maintenance. Ces thèmes couvrent ensemble la conception, les performances, la fiabilité, la sécurité et le cycle de vie des installations PV modernes.

Cette séance d'ouverture présente la centrale photovoltaïque comme un système complet et fournit une feuille de route pour les séances suivantes. Elle relie les principales étapes d'un projet, de la planification et de l'évaluation du site à la conception, l'installation, la commande, l'exploitation, le diagnostic des défauts, la maintenance et la gestion de fin de vie. Elle aborde d'abord la planification d'une centrale solaire : choix du site, évaluation de la ressource solaire, terrain et topographie, ombrage, implantation du champ PV, accès, raccordement au réseau, exigences environnementales, dimensionnement du système et faisabilité économique. Ces décisions déterminent si la centrale peut produire de l'énergie de façon fiable et rester viable pendant toute sa durée d'exploitation.

Elle introduit ensuite la structure électrique de la centrale. Les apprenants examinent les relations entre modules, chaînes, champs PV, câbles CC, coffrets de regroupement, onduleurs, transformateurs, appareillages de commutation et réseaux de collecte moyenne tension. La séance électrique suivante traite la conception des chaînes, les montages en parallèle, la segmentation des champs, les pertes électriques, la protection, l'architecture raccordée au réseau et la fiabilité à long terme. L'introduction présente aussi le rôle de l'électronique de puissance. Onduleurs et convertisseurs CC/CC gèrent la puissance du champ PV et le raccordent au système électrique. Les séances suivantes étudient les architectures centralisées, de chaîne, multi-chaînes et au niveau du module, le MPPT, la synchronisation réseau, la qualité de l'énergie, les fonctions de soutien au réseau, la gestion thermique et les onduleurs intelligents.

La commande et la surveillance sont essentielles dans les centrales PV modernes. Onduleurs, contrôleurs de centrale, capteurs, compteurs, réseaux de communication et plateformes SCADA régulent la centrale, enregistrent les données, gèrent les alarmes et satisfont les exigences du réseau. La séance dédiée approfondit la coordination des onduleurs, les indicateurs d'exploitation, les journaux d'événements et les systèmes hybrides ou avec stockage. Elle introduit aussi les performances et le diagnostic des défauts. La production PV variant avec l'irradiance, la température, l'ombrage, le vent, le réseau et l'état d'exploitation, une baisse de production n'indique pas forcément un défaut. Les séances suivantes examinent les défauts de modules et de câblage, les défauts d'onduleurs et de protection, les points chauds, la dégradation, les problèmes d'isolement, les défauts d'arc et de connecteurs, au moyen de mesures électriques, de courbes I-V, d'inspections infrarouges et des données SCADA.

Enfin, la séance présente l'installation, la mise en service, l'exploitation et la maintenance. Ces activités comprennent les contrôles mécaniques et électriques, la mise sous tension contrôlée, la vérification des performances, la surveillance quotidienne, la maintenance préventive, corrective et prédictive, la sécurité électrique, la planification des pièces de rechange et la gestion du cycle de vie.

À l'issue de cette séance introductive, les participants doivent comprendre comment les principaux domaines techniques et opérationnels d'une centrale solaire PV sont interconnectés et comment les séances suivantes approfondissent chacun de ces domaines.

Structure électrique des systèmes PV - Partie II

Objectifs d'apprentissage

- Concevoir les configurations électriques d'un champ photovoltaïque (PV) en déterminant les limites appropriées de tension des chaînes, l'organisation des chaînes en parallèle et les stratégies de segmentation du champ afin d'assurer un fonctionnement fiable.
- Analyser les pertes électriques et les mécanismes de désadaptation dans les systèmes PV, notamment les pertes dans les câbles, la désadaptation entre modules et les effets de l'ombrage partiel, et évaluer leur incidence sur la production d'énergie.
- Expliquer les principes de la protection électrique avancée, notamment la coordination des protections CC, la protection contre les surtensions et la foudre, ainsi que la protection contre les défauts à la terre dans les installations PV modernes.
- Décrire l'architecture électrique des systèmes PV raccordés au réseau, notamment les stations d'onduleurs, les transformateurs, les appareillages de commutation et les réseaux de collecte moyenne tension.
- Évaluer les principaux problèmes de fiabilité électrique des systèmes photovoltaïques, notamment la dégradation de l'isolement, l'échauffement des connecteurs et la dégradation induite par le potentiel, et recommander des mesures d'atténuation appropriées.

Résumé

Cette formation, « Structure électrique des systèmes solaires photovoltaïques - Partie II », présente des concepts avancés de conception et d'exploitation électriques des systèmes PV, au-delà des principes fondamentaux étudiés dans la Partie I. Elle examine la conception des champs PV en mettant l'accent sur les limites de tension des chaînes, l'équilibrage des chaînes en parallèle et la segmentation du champ afin d'obtenir un fonctionnement sûr et efficace. Elle étudie également les pertes électriques qui réduisent les performances PV, notamment les pertes dans les câbles, la désadaptation des modules, ainsi que les effets de l'ombrage partiel et des diodes de dérivation. Des stratégies de protection avancées - coordination des protections CC, protection contre les surtensions et la foudre et protection contre les défauts à la terre - sont présentées afin d'améliorer la sécurité et la fiabilité du système. La formation introduit en outre l'architecture électrique des centrales PV raccordées au réseau, avec les stations d'onduleurs, les transformateurs, les appareillages de commutation et les systèmes de collecte moyenne tension. Enfin, elle examine des problèmes courants de fiabilité, tels que la dégradation de l'isolement, la surchauffe des connecteurs et la dégradation induite par le potentiel, afin de mieux comprendre les performances et la maintenance à long terme des systèmes PV.

1 Conception électrique avancée d'un champ photovoltaïque

La configuration électrique d'un champ photovoltaïque joue un rôle déterminant dans les performances, la sécurité et la fiabilité d'un système PV. Alors que le cours précédent a présenté les notions de modules, de chaînes et de champs PV, la conception d'un système réel exige de sélectionner avec soin le nombre de modules raccordés en série et le nombre de chaînes raccordées en parallèle afin de garantir la compatibilité avec l'onduleur dans toutes les conditions de fonctionnement.

Un champ mal dimensionné peut provoquer l'arrêt de l'onduleur, des surtensions, des déséquilibres de courant ou des pertes d'énergie inutiles. La conception avancée d'un champ PV prend donc en compte les caractéristiques électriques des modules, les limites de fonctionnement de l'onduleur et les conditions environnementales du site. Les principaux aspects comprennent la détermination de la tension admissible des chaînes, l'équilibrage des chaînes en parallèle et la division des grands champs PV en sections électriquement indépendantes.

1.1 Limites de tension d'une chaîne PV

Une chaîne PV est constituée de plusieurs modules raccordés en série afin d'augmenter la tension de sortie CC tout en conservant le même courant. La tension requise dépend de la plage de fonctionnement de l'onduleur et doit rester dans ses limites admissibles de tension d'entrée pour toutes les conditions environnementales prévues. La détermination du nombre approprié de modules raccordés en série constitue donc l'une des étapes les plus importantes de la conception d'un champ PV.

La tension d'un module PV n'est pas constante. La Figure 3.1 illustre l'effet de la température sur la tension et le courant de sortie du module. La tension diminue lorsque la température de cellule augmente et augmente lorsque la température diminue. Les tensions minimale et maximale de la chaîne doivent donc être vérifiées afin d'assurer un fonctionnement fiable tout au long de l'année.

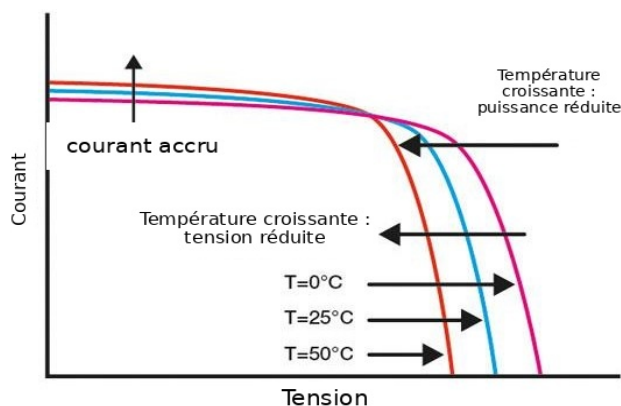


Figure 3.1 : Effet de la température sur la tension d'un module PV

Un nombre insuffisant de modules peut empêcher l'onduleur d'atteindre sa tension minimale de fonctionnement par temps chaud, tandis qu'un nombre excessif de modules peut porter la tension maximale de la chaîne au-delà de la tension d'entrée CC admissible de l'onduleur par temps froid. Le nombre minimal et le nombre maximal de modules par chaîne doivent donc être vérifiés lors de la conception du système.

En conditions de fonctionnement chaudes, la tension au point de puissance maximale (VMPP) diminue. Si la tension de chaîne devient inférieure à la tension minimale de fonctionnement MPPT de l'onduleur, celui-ci ne peut plus suivre en continu le point de puissance maximale, ce qui entraîne une baisse de production ou un arrêt de l'onduleur. Afin de tenir compte du vieillissement des modules et d'autres pertes, une marge de sécurité est généralement appliquée, ce qui conduit au critère de conception suivant.

$$V_{min,string} \geq 1.12 V_{min,inverter} \quad (1)$$

où $V_{min,string}$ est la tension minimale de fonctionnement de la chaîne et $V_{min,inverter}$ la tension minimale d'entrée MPPT de l'onduleur. Le nombre minimal de modules raccordés en série est alors déterminé à partir de l'équation (2).

$$N_{min} = \frac{1.12 V_{min,inverter}}{V_{mpp,actual}} \quad (2)$$

$V_{mpp,actual}$ est la tension du module au point de puissance maximale, corrigée pour la température de fonctionnement maximale prévue et définie par :

$$V_{mpp,actual} = V_{mpp,STC} \times [(V_{TC} \times (T_{rise} + T_{max} - 25)) + 100\%] \quad (3)$$

où $V_{mpp,STC}$ est la tension au point de puissance maximale mesurée dans les conditions normalisées d'essai, V_{TC} le coefficient de température de la tension, T_{rise} l'élévation de température due au système de montage et T_{max} la température maximale prévue. Inversement, par temps froid, la tension à vide (VOC) de chaque module augmente. Si la tension totale de la chaîne dépasse la tension d'entrée CC maximale de l'onduleur, celui-ci peut subir des dommages permanents. Il faut donc déterminer le nombre maximal de modules pouvant être raccordés en série.

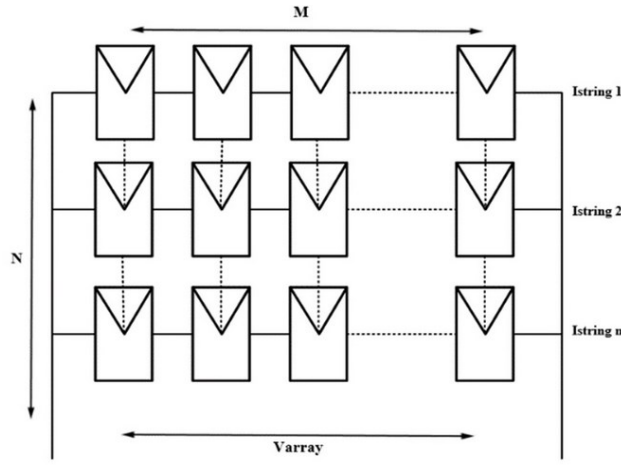
$$N_{max} = \frac{V_{max,inverter}}{V_{oc,actual}} \quad (4)$$

$V_{oc,actual}$ est la tension à vide du module corrigée pour la température minimale de fonctionnement prévue.

1.2 Équilibrage des chaînes PV en parallèle

Une fois le nombre de modules par chaîne déterminé, le nombre requis de chaînes en parallèle est choisi afin d'atteindre la puissance souhaitée du champ tout en respectant le courant admissible de l'onduleur.

La tension du champ est égale à la tension de la chaîne PV, tandis que le courant total du champ correspond à la somme des courants de toutes les chaînes. La Figure 3.2 représente un champ PV comportant N chaînes raccordées en parallèle.



Le nombre admissible de chaînes en parallèle est déterminé à partir du courant d'entrée CC maximal de l'onduleur selon :

$$N_{string} = \frac{I_{max,inverter}}{I_{MPP}} \quad (5)$$

IMPP est le courant d'une chaîne PV au point de puissance maximale. Dans les grandes centrales PV, chaque chaîne est généralement protégée par un fusible individuel et surveillée séparément au niveau du coffret de regroupement, ce qui permet de détecter les écarts anormaux de courant avant qu'ils n'entraînent des pertes d'énergie importantes.

Note technique 1

Les chaînes en parallèle doivent présenter des caractéristiques électriques presque identiques afin que le courant produit soit réparti uniformément. Les différences de type de module, de dégradation, de résistance des câbles, d'orientation ou d'ombrage provoquent des déséquilibres de courant et éloignent les chaînes les plus performantes de leur point de fonctionnement optimal. Cette désadaptation réduit la puissance totale du champ et accroît les contraintes électriques sur les conducteurs et les dispositifs de protection. Pour limiter ces déséquilibres, les systèmes PV utilisent en pratique des modules identiques dans chaque chaîne, des longueurs de chaîne égales, des sections et longueurs de conducteurs identiques, la même orientation et la même inclinaison, ainsi qu'une exposition environnementale aussi uniforme que possible.

1.3 Segmentation du champ PV

Les grandes installations photovoltaïques sont rarement réalisées sous la forme d'un seul champ électriquement continu. Le champ PV est plutôt divisé en plusieurs sections indépendantes, chacune raccordée à un MPPT, à un onduleur ou à une station d'onduleurs dédiée.

La segmentation du champ améliore la flexibilité du système en réduisant les pertes de désadaptation entre différentes zones de la centrale. Des sections soumises à des orientations, inclinaisons, conditions d'ombrage ou températures de modules différentes peuvent fonctionner indépendamment à leur propre point de puissance maximale, au lieu d'imposer une tension commune à l'ensemble du champ.

Les configurations de champ PV les plus courantes sont les topologies série-parallèle (SP), Bridge-Linked (BL) et Total Cross-Tied (TCT), représentées à la Figure 3.3.

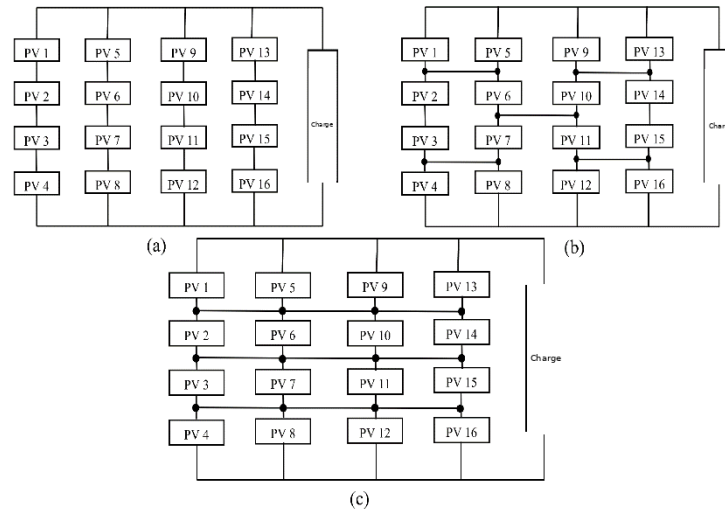


Figure 3.3 : (a) configuration SP ; (b) configuration BL ; (c) configuration TCT.

La configuration série-parallèle constitue l'agencement conventionnel de la plupart des installations photovoltaïques. Les modules PV sont d'abord raccordés en série pour former des chaînes, puis plusieurs chaînes sont raccordées en parallèle afin d'obtenir la tension, le courant et la puissance souhaités. La configuration Bridge-Linked améliore la topologie série-parallèle conventionnelle. Comme dans l'agencement SP, les modules sont raccordés en série pour former des chaînes, mais des liaisons supplémentaires sont introduites entre chaînes adjacentes afin de créer des chemins de courant alternatifs en cas de désadaptation ou d'ombrage partiel. Dans la configuration Total Cross-Tied, les modules sont interconnectés différemment : ils sont d'abord raccordés en parallèle pour former des rangées, puis ces rangées sont raccordées en série. Des conducteurs transversaux relient électriquement les rangées voisines et permettent une redistribution du courant dans le champ.

Note technique 2

La configuration BL permet à une partie du courant produit de contourner les modules affectés, ce qui réduit les pertes de puissance associées aux modules ombragés ou défectueux. Elle fournit donc généralement une meilleure production sous irradiance non uniforme, au prix d'une augmentation modérée de la complexité du câblage par rapport à la topologie SP conventionnelle.

Dans la configuration TCT, le courant pouvant emprunter plusieurs chemins en parallèle, les pertes de désadaptation dues à l'ombrage partiel et à l'irradiance non uniforme sont sensiblement réduites. Bien que cette topologie nécessite davantage d'interconnexions électriques et une installation plus complexe, elle offre généralement le rendement énergétique le plus élevé et la meilleure tolérance à l'ombrage parmi les configurations courantes. Elle est donc souvent envisagée pour les grandes installations PV ou les sites où l'ombrage partiel ne peut pas être entièrement évité.

2 Pertes électriques et effets de désadaptation

Même lorsqu'un champ photovoltaïque est correctement conçu, la puissance électrique délivrée à l'onduleur est inférieure à la puissance théorique produite par les modules. Ces pertes proviennent de la résistance des câbles, des différences entre modules PV et de conditions de fonctionnement non uniformes telles que l'ombrage partiel. Bien que chaque mécanisme puisse sembler faible pris isolément, leur effet cumulé peut réduire sensiblement la production énergétique annuelle et accélérer la dégradation des composants PV. La compréhension de ces pertes est donc essentielle pour améliorer le rendement et la fiabilité à long terme du système.

2.1 Pertes dans les câbles CC

L'énergie électrique produite par le champ PV est transmise jusqu'à l'onduleur par des câbles CC. Tout conducteur possédant une résistance électrique finie, une partie de l'énergie produite est dissipée sous forme de chaleur pendant le transport. Ce phénomène est appelé perte dans les câbles.

La perte de puissance instantanée dans un câble CC est :

$$P_{loss}(t) = 2I_{DC}^2 r_{DC} = 2 \left(\frac{P_{DC,cable}}{V} \right)^2 r_{DC} \quad (6)$$

où IDC est le courant dans le câble et rDC la résistance d'un conducteur. Le facteur deux tient compte des conducteurs CC positif et négatif.

Les pertes dans les câbles augmentent rapidement avec le courant, car elles sont proportionnelles au carré de celui-ci. L'augmentation de la tension du système constitue donc un moyen efficace de réduire les pertes de transport, puisqu'une même puissance peut être transférée avec un courant plus faible. Dans les systèmes PV pratiques, les pertes des câbles CC sont généralement limitées à environ 2 à 3 % de la puissance produite, tandis que la chute de tension totale du câblage est couramment maintenue en dessous de 3 à 4 %. Un dimensionnement correct des conducteurs, des longueurs de câble réduites et des connecteurs de qualité sont donc des éléments importants de la conception.

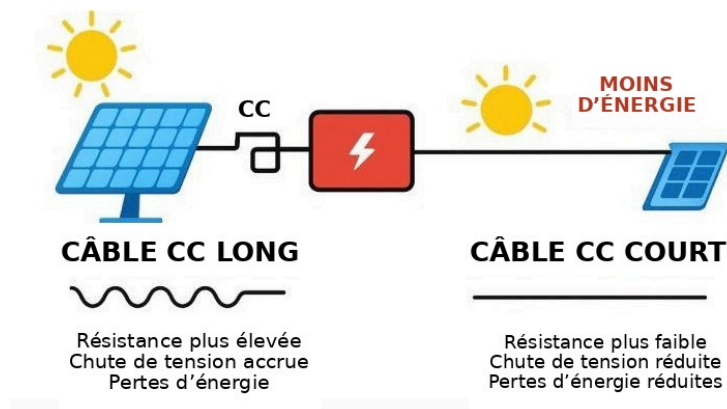


Figure 3.4 : Effet de la longueur du câble CC sur les pertes du système

L'augmentation de la résistance du câblage accroît les pertes d'énergie, comme l'illustre la Figure 3.4. Les câbles et les onduleurs figurent parmi les principales sources de pertes du système. Leur réduction est essentielle puisque la production d'électricité photovoltaïque représente un investissement important. Les systèmes PV fonctionnant dans des environnements variables, leurs caractéristiques et leurs pertes évoluent également au cours du temps.

2.2 Désadaptation des modules

Idéalement, tous les modules PV d'une même chaîne devraient présenter des caractéristiques électriques identiques. En pratique, des différences apparaissent inévitablement en raison des tolérances de fabrication, du vieillissement, de la contamination, des variations de température et de l'ombrage partiel. L'ensemble de ces différences est désigné par le terme de désadaptation des modules.

Les pertes de désadaptation apparaissent parce que des modules électriquement interconnectés sont contraints de fonctionner à un point commun, et non à leur point de puissance maximale individuel. Le point de fonctionnement résultant est déterminé par le module le plus limitant de l'interconnexion. Pour des modules en série, le même courant doit traverser toute la chaîne ; le module qui fournit le courant le plus faible limite donc le courant de l'ensemble, tandis que la capacité supplémentaire des modules plus performants ne peut pas être exploitée. Pour des chaînes en parallèle, la tension de fonctionnement est commune à toutes les branches. Si leurs tensions de MPP diffèrent, certaines chaînes fonctionnent en dehors de leur tension optimale, ce qui réduit la puissance totale délivrée.

Les pertes de désadaptation sont généralement classées en deux catégories : la désadaptation statique ou permanente, due à des différences durables telles que les tolérances de fabrication, le vieillissement, la dégradation ou l'utilisation de modules de remplacement présentant des caractéristiques différentes ; et la désadaptation dynamique, provoquée par des conditions temporaires comme une irradiance non uniforme, des écarts de température, l'accumulation de poussière ou l'ombrage partiel.

- Variation de température : les différences de température de fonctionnement modifient les caractéristiques électriques des modules PV. Une température plus élevée réduit la tension à vide tout en n'affectant que faiblement le courant ; des modules à des températures différentes présentent donc des MPP différents, ce qui introduit des pertes de désadaptation dans la chaîne.
- Ombrage partiel : l'ombrage dû aux arbres, bâtiments, salissures, fientes d'oiseaux ou nuages réduit l'irradiance reçue par un ou plusieurs modules. Le module ombragé fournit moins de courant et limite alors le courant de toute la chaîne série, réduisant la puissance totale. Un ombrage prolongé peut également provoquer des points chauds.
- Dégradation des soudures : les modules PV comportent de nombreuses interconnexions soudées entre cellules et jeux de barres. Au cours d'une longue exposition extérieure,

les cycles répétés de dilatation et de contraction thermiques peuvent fragiliser ces soudures, comme l'illustre la Figure 3.5. L'augmentation de la résistance série qui en résulte entraîne des pertes supplémentaires, un échauffement localisé et une baisse des performances électriques, créant une désadaptation entre modules.

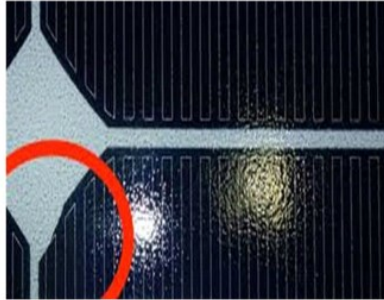


Figure 3.5 : Soudure d'une cellule PV.

- **Dégradation des modules** : l'exposition prolongée aux conditions environnementales dégrade progressivement les modules PV par des mécanismes tels que les microfissures, la décoloration de l'encapsulant et le délaminage. La Figure 3.6 illustre ces formes de dégradation. Les microfissures sont difficiles à identifier par simple inspection, mais elles affectent les performances du module. La décoloration correspond à une modification de couleur des matériaux au cours du temps. Le délaminage se manifeste par la séparation des couches du module et constitue un problème important, particulièrement fréquent dans les climats chauds et humides. Ces défauts réduisent la puissance du module et créent une désadaptation électrique permanente dans le champ.

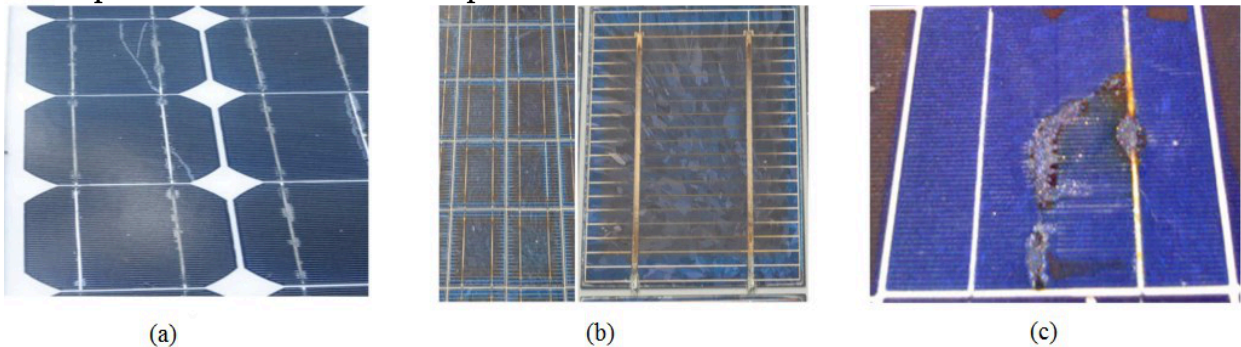


Figure 3.6 : Dégradation PV : (a) fissures ; (b) décoloration ; (c) délaminage.

- **Formation de points chauds** : un point chaud apparaît lorsqu'une cellule affaiblie ou ombragée fonctionne en polarisation inverse et dissipe de la puissance sous forme de chaleur au lieu de produire de l'électricité. Les points chauds temporaires sont généralement dus à l'ombrage, tandis que les points chauds permanents résultent de cellules endommagées ou de défauts de fabrication. Outre la perte de puissance, ils accélèrent la dégradation du module et réduisent sa durée de vie.

2.3 Ombrage partiel et comportement des diodes de dérivation

L'ombrage partiel constitue l'une des principales causes de perte de puissance dans les systèmes photovoltaïques. Contrairement à une réduction uniforme de l'irradiance, pour laquelle tous les modules subissent des conditions similaires, l'ombrage partiel ne touche qu'une partie du champ. Il peut provenir de bâtiments voisins, d'arbres, de poteaux électriques, d'antennes, de fientes d'oiseaux, de salissures accumulées ou de rangées PV adjacentes.

Lorsqu'une cellule d'un module raccordé en série est ombragée, son photocourant diminue fortement. Le même courant devant traverser toutes les cellules de la chaîne, la cellule ombragée ne peut plus fournir le courant requis et commence à fonctionner en polarisation inverse. Au lieu de produire de l'énergie, elle absorbe de la puissance électrique provenant des autres cellules, ce qui provoque un échauffement local appelé point chaud. Sans dispositif de protection, l'ombrage d'une seule cellule peut réduire de plus de 50 % la puissance d'un module ; une exposition prolongée à cette situation peut endommager définitivement la cellule en raison d'un échauffement excessif.

Pour éviter ce problème, les fabricants installent des diodes de dérivation dans la boîte de jonction du module. Une diode de dérivation est raccordée en parallèle avec un groupe de cellules en série, souvent environ un tiers du module. En fonctionnement normal, la diode est polarisée en inverse et ne conduit pas. Lorsque l'ombrage place les cellules protégées en polarisation inverse, la diode devient passante et fournit un chemin alternatif au courant autour de la section ombragée. La Figure 3.7 présente le circuit équivalent d'une diode de dérivation et son comportement électrique en situation d'ombrage.

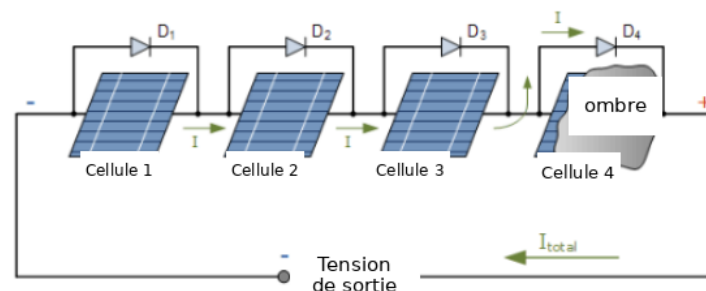


Figure 3.7 : Diode de dérivation

Bien que les diodes de dérivation réduisent la tension du module en excluant de la production le groupe de cellules ombragé, elles évitent un échauffement excessif et permettent au reste du module de continuer à produire de l'électricité.

La Figure 3.8 compare les caractéristiques I-V d'un module entièrement éclairé et d'un module partiellement ombragé équipé de diodes de dérivation. Lorsque la diode conduit, la courbe caractéristique présente un palier correspondant à la section contournée. Cela crée plusieurs maxima locaux sur la courbe P-V et rend le suivi du point de puissance maximale nettement plus difficile.

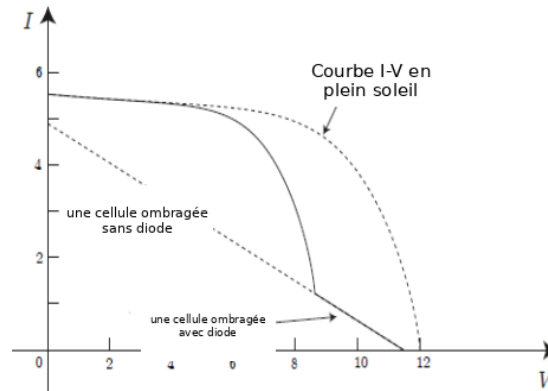


Figure 3.8 : Courbe I-V d'une cellule ombragée avec et sans diode de dérivation

Note technique 3

Les diodes de dérivation et les diodes de blocage remplissent des fonctions différentes dans un système PV. Une diode de dérivation est raccordée en parallèle avec un groupe de cellules PV afin de protéger les cellules ombragées contre la polarisation inverse et la formation de points chauds. À l'inverse, une diode de blocage est installée en série avec le champ PV afin d'empêcher le courant inverse provenant de batteries ou d'autres sources CC de circuler vers les modules pendant les périodes de faible irradiance ou d'absence d'irradiance, notamment la nuit. Les onduleurs modernes raccordés au réseau intègrent généralement une protection contre le courant inverse, mais les diodes de blocage restent courantes dans les systèmes autonomes et associés à des batteries.

3 Système de protection et de mise à la terre

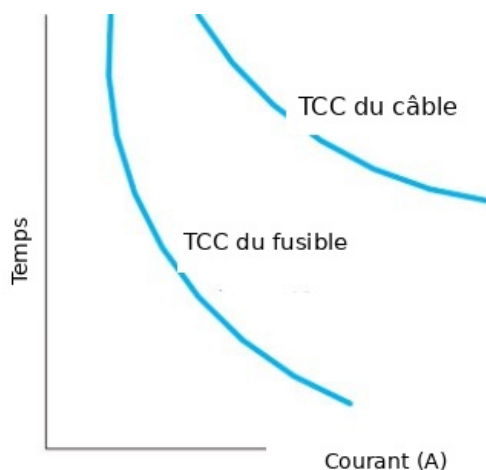
La protection électrique est un élément essentiel des systèmes PV, car les champs photovoltaïques produisent de l'électricité dès qu'un ensoleillement suffisant est disponible. Contrairement aux systèmes CA, dans lesquels le courant passe naturellement par zéro à chaque demi-période, le courant continu ne présente pas ce passage naturel, ce qui rend l'interruption des défauts plus difficile. Les systèmes PV nécessitent donc une coordination rigoureuse des dispositifs de protection, des systèmes de mise à la terre et des équipements de protection contre les surtensions afin d'assurer la sécurité des personnes, de protéger les matériels et de réduire les risques d'incendie.

Les principales fonctions de protection d'une installation PV comprennent la protection contre les surintensités, la protection contre les surtensions et la foudre, ainsi que la détection des défauts à la terre. Ensemble, ces systèmes isolent les circuits défectueux tout en permettant aux parties saines de poursuivre leur fonctionnement en sécurité.

3.1 Coordination des protections côté CC

La coordination des protections CC consiste à sélectionner et coordonner les dispositifs afin que celui situé le plus près d'un défaut fonctionne en premier, empêchant ainsi l'endommagement des câbles et des équipements. Cette coordination est particulièrement importante dans les systèmes photovoltaïques, car les défauts CC peuvent maintenir des arcs électriques capables de surchauffer rapidement les conducteurs et les isolants.

Le dispositif de protection contre les surintensités le plus courant côté CC est le fusible, installé dans les coffrets de regroupement afin de protéger chaque chaîne PV contre les courants inverses, les courts-circuits et les défauts à la terre. En cas de défaut, le fusible doit interrompre le circuit avant que la température du câble ne dépasse sa limite thermique. Une coupure trop lente peut dégrader l'isolation du câble, provoquer un défaut d'arc, voire un incendie.



La coordination des protections est réalisée en comparant la caractéristique temps-courant (TCC) du fusible à la caractéristique de tenue thermique du câble. Comme l'illustre la Figure 3.9, la courbe de fonctionnement du fusible doit toujours se situer sous la courbe d'endommagement du câble. Le fusible fond ainsi et élimine le défaut avant que le câble n'atteigne sa température maximale admissible.

Le courant admissible en continu d'un câble CC (I_z) dépend de son courant assigné et des conditions d'installation, notamment la température ambiante, la profondeur de pose et le regroupement des câbles. Il est calculé comme suit :

$$I_z = I_n K_1 K_2 K_3 \quad (7)$$

où K_1 , K_2 et K_3 sont respectivement les facteurs de correction liés à la température ambiante, aux conditions d'installation et au regroupement des câbles. Le calibre du fusible est ensuite choisi pour supporter le courant normal de fonctionnement tout en assurant une protection fiable en cas de défaut. Le fusible doit satisfaire l'équation (8).

$$I_{fuse} \geq 1.5 \times N_G I_{sc} \quad (8)$$

I_{sc} est le courant de court-circuit d'une chaîne PV et N_G le nombre de chaînes protégées par le dispositif de surintensité. Une coordination correcte entre le fusible et le câble améliore la fiabilité, limite les dommages thermiques lors d'un défaut et permet aux chaînes saines de rester en service pendant que la chaîne défectueuse est isolée.

3.2 Protection contre les surtensions et la foudre

Les champs PV sont couramment installés sur des toitures ou au sol, dans des zones exposées à la foudre et aux surtensions transitoires. Même si les coups de foudre directs sont relativement rares, des impacts proches peuvent induire des surtensions élevées dans les câbles PV et endommager gravement les onduleurs, coffrets de regroupement, équipements de surveillance et systèmes de communication.

Pour protéger l'installation, les cadres métalliques des modules PV et les structures porteuses sont reliés au système de mise à la terre. Dans les zones à forte activité orageuse, un système de protection contre la foudre comprenant des dispositifs de capture, des conducteurs de descente et des prises de terre fournit un chemin privilégié de faible résistance permettant d'évacuer le courant de foudre vers la terre, comme le montre la Figure 3.10.

En complément de la protection externe contre la foudre, des dispositifs de protection contre les surtensions (SPD/parafoudres) sont installés sur les côtés CC et CA du système PV. Ils limitent les surtensions transitoires en dérivant le courant de surtension vers la terre avant qu'il n'atteigne les équipements sensibles. Ils protègent contre les surtensions de commutation, les impacts de foudre à proximité et les transitoires électromagnétiques induits. Les systèmes PV modernes utilisent généralement des parafoudres de type II dans les coffrets de regroupement CC et les tableaux CA ; des parafoudres de type I peuvent être nécessaires lorsqu'un système de protection contre les impacts directs est présent.

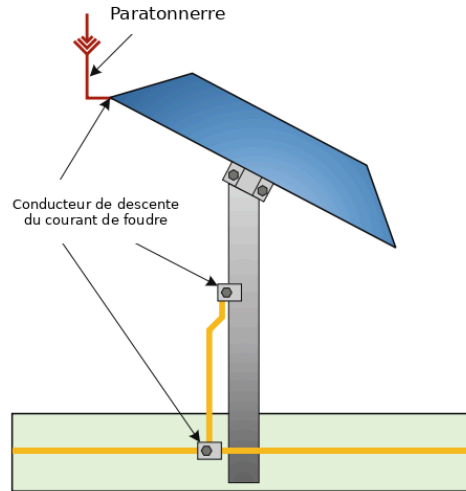
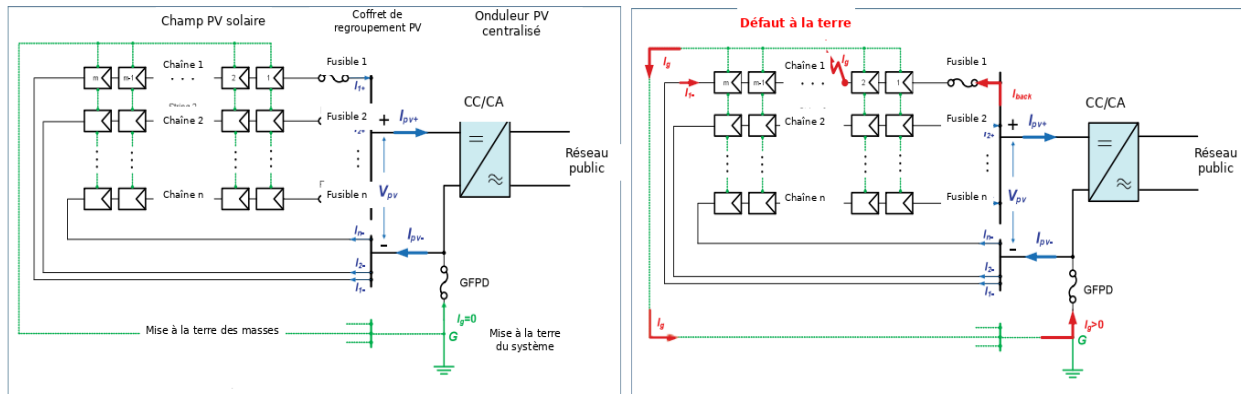


Figure 3.10 : Système type de protection contre la foudre

3.3 Protection contre les défauts à la terre

Un défaut à la terre est une connexion électrique non intentionnelle entre un conducteur actif et un élément métallique mis à la terre, tel que le cadre d'un module ou la structure de montage. Il s'agit de l'un des défauts électriques les plus courants des systèmes photovoltaïques. Il est généralement dû à une isolation de câble endommagée, à la dégradation de l'encapsulation du module, à la pénétration d'humidité ou au contact accidentel entre un conducteur et une partie métallique reliée à la terre.

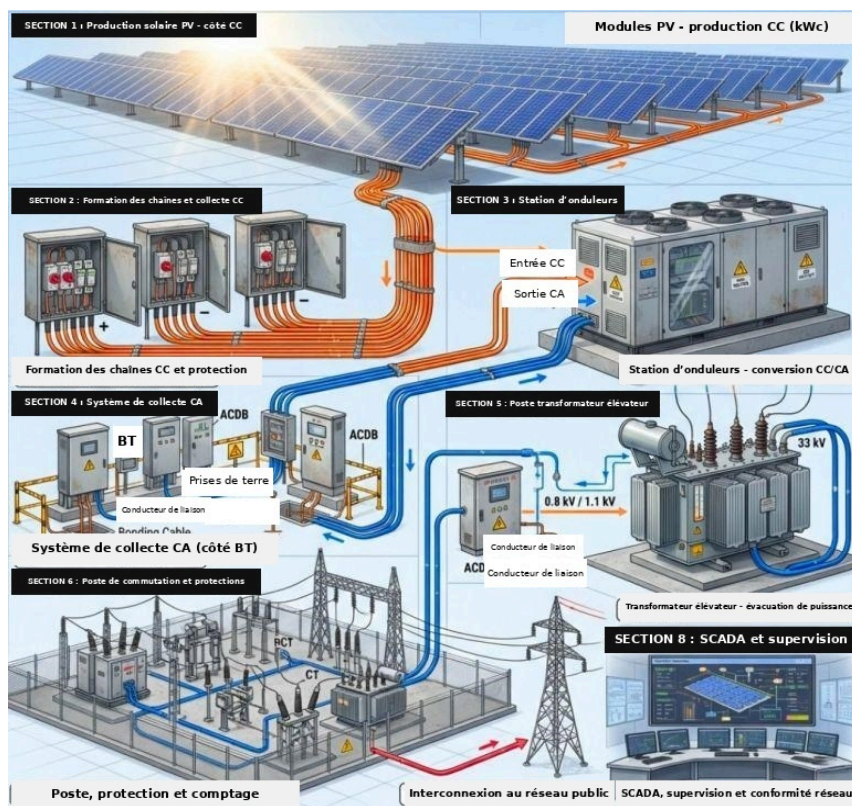
Lorsqu'un défaut à la terre apparaît dans une chaîne PV, l'équilibre électrique du champ est modifié. Les chaînes saines continuent à produire du courant, tandis que la chaîne défectueuse peut être polarisée en inverse et se comporter comme une charge électrique au lieu d'une source. Le courant provenant des chaînes saines peut alors revenir vers la chaîne en défaut et s'ajouter au courant produit par celle-ci. La Figure 3.11 illustre le fonctionnement d'un champ PV mis à la terre en situation normale et en situation de défaut.



L'intensité du courant de défaut à la terre augmente avec le nombre de chaînes en parallèle, car chaque chaîne saine contribue au courant de retour. Si le défaut n'est pas éliminé rapidement, un arc CC durable peut apparaître au point de défaut et créer un risque important d'incendie. La protection contre les défauts à la terre est assurée par un dispositif de protection contre les défauts à la terre (GFPD), généralement constitué d'un fusible ou d'un circuit électronique de surveillance dédié. En fonctionnement normal, aucun courant ne circule dans le conducteur de mise à la terre. Lorsqu'un défaut apparaît, le GFPD détecte le déséquilibre et déconnecte le champ PV de l'onduleur. Conformément aux normes électriques modernes, l'onduleur doit cesser automatiquement de produire et signaler le défaut jusqu'à sa réparation.

4 Architecture électrique raccordée au réseau

Après la conception du champ PV et de ses protections, l'étape suivante de la structure électrique consiste à raccorder la centrale photovoltaïque au réseau public. L'électricité CC produite par les champs PV est convertie en CA par l'onduleur, puis transmise par l'intermédiaire de transformateurs, d'appareillages de commutation et de réseaux de collecte moyenne tension (MT) jusqu'au point de raccordement. Cet agencement constitue l'architecture électrique raccordée au réseau ; sa conception influence fortement le rendement, la fiabilité, la souplesse d'exploitation et les besoins de maintenance. Les grandes centrales PV modernes utilisent une architecture modulaire dans laquelle plusieurs stations d'onduleurs sont interconnectées par un réseau de collecte MT et raccordées à un poste central pour l'exportation de l'énergie. La Figure 3.12 présente la structure du système PV depuis la production CC jusqu'au raccordement au réseau, en passant par la station d'onduleurs, la collecte CA, le transformateur et le poste de commutation.



4.1 Station d'onduleurs

Dans les centrales photovoltaïques de grande puissance, l'onduleur est intégré à une station d'onduleurs qui assure l'interface entre le système de collecte CC et le réseau CA. La station reçoit la puissance CC de plusieurs chaînes PV par l'intermédiaire de coffrets de regroupement, la convertit en puissance CA triphasée et l'achemine vers le transformateur élévateur.

Outre l'onduleur, la station comprend généralement des sectionneurs CC, des disjoncteurs CA, des relais de protection, des alimentations auxiliaires, des équipements de surveillance et de communication et des systèmes de refroidissement. Ces éléments sont intégrés dans une enveloppe conteneurisée ou sur skid, ce qui permet une installation rapide, une maintenance simplifiée et une extension modulaire de la centrale, comme illustré à la Figure 3.13.

La station d'onduleurs assure également la surveillance continue des paramètres électriques et communique avec le système SCADA de la centrale. Dans les centrales PV modernes, les stations sont réparties dans le champ solaire afin de réduire les longueurs de câbles CC, d'améliorer la fiabilité d'exploitation et de limiter les pertes électriques avant le réseau de collecte CA.



Figure 3.13 : Station d'onduleurs

Note technique 3

Les centrales PV raccordées au réseau utilisent différentes configurations d'onduleurs selon la puissance et l'application. Les onduleurs centraux sont courants dans les grands projets de type utility-scale, car ils offrent des puissances unitaires élevées et des coûts d'installation plus faibles. Les onduleurs de chaîne répartissent la conversion sur plusieurs unités indépendantes, améliorant la flexibilité du système et réduisant les pertes de désadaptation, tandis que les micro-onduleurs assurent la conversion au niveau du module afin de maximiser l'énergie récupérée en conditions non uniformes. Les principes de fonctionnement, les méthodes de commande et les critères de sélection de ces configurations ont été étudiés dans le cours d'électronique de puissance et ne sont donc pas répétés ici.

4.2 Transformateurs et appareillages de commutation

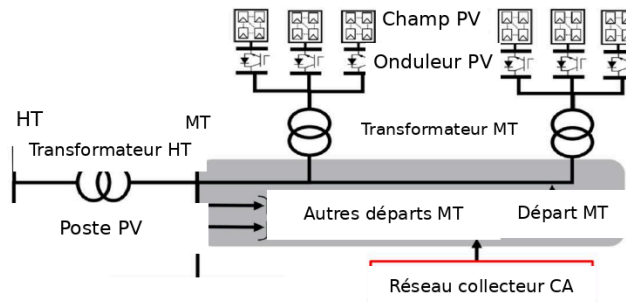
La tension CA de sortie de l'onduleur n'est généralement pas adaptée au transport de puissance sur de longues distances, car une transmission à basse tension entraîne des courants plus élevés et donc des pertes de câble plus importantes. Chaque station d'onduleurs est par conséquent raccordée à un

transformateur élévateur, qui porte la tension de sortie de l'onduleur au niveau moyenne tension selon les exigences du projet et les spécifications de raccordement au réseau.

Après élévation de la tension, la puissance électrique traverse l'appareillage de commutation avant d'entrer dans le réseau de collecte moyenne tension. Cet appareillage assure les fonctions de manœuvre, d'isolement et de coupure des défauts, garantissant un fonctionnement sûr en service normal comme lors des opérations de maintenance. Il intègre également des dispositifs tels que les disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs de courant, transformateurs de tension et relais de protection qui isolent les équipements en défaut tout en maintenant en service les parties saines de la centrale. Une coordination correcte entre transformateurs et appareillages est donc essentielle pour la fiabilité du système et le respect des exigences de raccordement.

4.3 Systèmes de collecte moyenne tension

Une fois la tension de sortie de l'onduleur élevée au niveau moyenne tension requis, la puissance provenant de plusieurs stations d'onduleurs est regroupée dans un système de collecte MT avant d'atteindre le poste principal. La Figure 3.14 présente un exemple de ce réseau. Le système de collecte constitue l'ossature électrique de la centrale PV et assure le transport efficace de la puissance avec un niveau élevé de fiabilité et une coordination appropriée des protections.



Après élévation en moyenne tension, la puissance de plusieurs stations d'onduleurs est collectée par des câbles départs MT et acheminée vers le poste de la centrale. Les départs regroupent des ensembles de stations et les relient au poste principal, où la tension peut être élevée davantage pour le transport vers le réseau public. La conception du réseau de collecte prend en compte le tracé des câbles, leur capacité de transport de courant, la chute de tension, les niveaux de court-circuit, la coordination des protections, le coût d'installation et l'accessibilité pour la maintenance. Une conception appropriée réduit les pertes tout en assurant la fiabilité et la conformité aux exigences du gestionnaire de réseau. Elle doit également considérer la régulation de tension, les niveaux de courant de défaut et les possibilités d'extension future de la centrale.

5 Problèmes avancés de fiabilité électrique

Les systèmes photovoltaïques sont conçus pour fonctionner de manière fiable pendant plus de 25 ans dans des conditions environnementales continuellement variables. Au cours de cette longue période, les composants électriques sont exposés à des températures élevées, à l'humidité, au rayonnement ultraviolet (UV), aux cycles thermiques, aux contraintes électriques et aux charges mécaniques. Ces conditions dégradent progressivement l'intégrité électrique du système PV, peuvent réduire la production, créer des risques pour la sécurité et raccourcir la durée de vie. Parmi les problèmes les plus importants figurent la dégradation de l'isolement, l'échauffement des connecteurs et la dégradation induite par le potentiel (PID). La compréhension de ces mécanismes permet de mettre en œuvre des mesures préventives adaptées dès la conception, puis pendant l'installation et la maintenance.

5.1 Dégradation de l'isolement

L'isolement électrique sépare les conducteurs actifs des structures métalliques mises à la terre et de l'environnement extérieur. Un système PV comprend plusieurs couches et composants isolants : isolation des câbles CC et CA, feuille arrière des modules, matériaux d'encapsulation autour des cellules, boîtes de jonction, isolation des connecteurs, isolation interne des onduleurs et isolation des enroulements de transformateurs. Ensemble, ces systèmes empêchent les courants de fuite, les défauts à la terre et les contacts électriques accidentels tout en garantissant un fonctionnement sûr.

En exploitation extérieure de longue durée, les matériaux isolants se détériorent progressivement sous l'effet du rayonnement UV, des températures élevées, de la pénétration d'humidité, de la pollution, des cycles thermiques et des contraintes mécaniques dues au vent ou aux mouvements des câbles. Avec le temps, la résistance d'isolement diminue et des fissures, un durcissement ou une fragilisation, un délaminage ou une pénétration d'humidité peuvent apparaître. Une isolation endommagée permet à des courants de fuite de circuler des conducteurs sous tension vers les structures métalliques reliées à la terre, augmentant les risques de défaut à la terre, d'arc, de corrosion et d'incendie. La dégradation de l'isolation des câbles est particulièrement fréquente dans les centrales PV, car les câbles restent exposés au soleil et à des conditions environnementales changeantes. De même, la détérioration de la feuille arrière ou de l'encapsulant peut exposer des parties conductrices, réduire la tenue diélectrique et compromettre la sécurité électrique.

La dégradation de l'isolement est généralement détectée par des essais de résistance d'isolement, des mesures de courant de fuite, des inspections visuelles et la thermographie. Les mesures préventives comprennent l'utilisation d'isolants de câble résistants aux UV, un cheminement correct des câbles, des matériaux d'encapsulation de qualité, une protection mécanique appropriée et des essais électriques périodiques.

5.2 Échauffement des connecteurs

Les connecteurs électriques constituent l'interface mécanique et électrique entre les modules PV, les chaînes, les coffrets de regroupement et les onduleurs. Une installation PV comportant des centaines ou des milliers de paires de connecteurs, ceux-ci représentent l'une des sources les plus fréquentes de défaillance électrique.

L'échauffement d'un connecteur apparaît lorsque sa résistance de contact augmente en raison d'un mauvais sertissage, d'un serrage insuffisant, de la corrosion, de la pénétration d'humidité, de la contamination ou de l'utilisation de connecteurs incompatibles provenant de fabricants différents. L'augmentation de la résistance provoque un échauffement local lorsque le courant circule. Si le problème n'est pas détecté, la température continue de monter, accélère le vieillissement de l'isolation et peut entraîner une fusion, un arc électrique, un point chaud ou un incendie. La Figure 3.15 présente des exemples de connecteurs PV surchauffés.

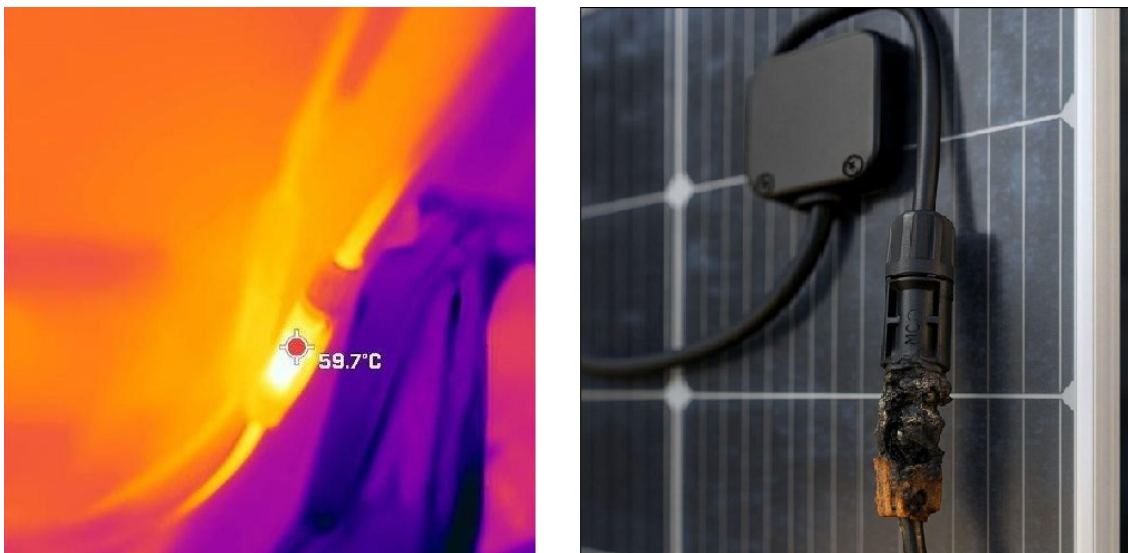


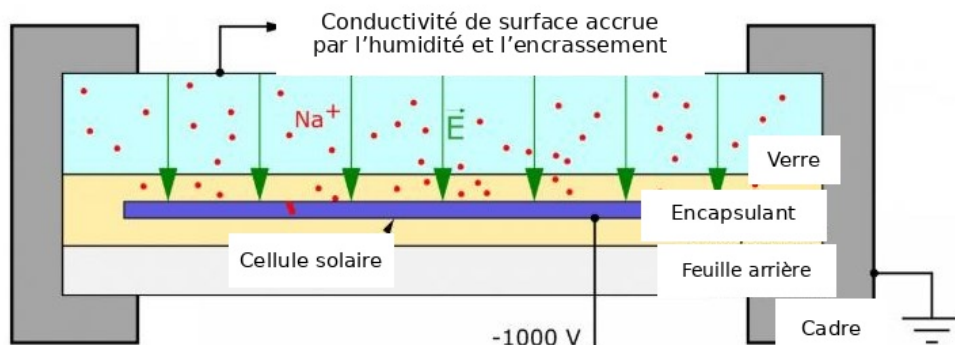
Figure 3.15 : Connecteur PV en surchauffe

L'échauffement des connecteurs est couramment détecté par thermographie infrarouge, ce qui permet au personnel de maintenance d'identifier une élévation anormale de température avant l'apparition de dommages visibles. Les inspections de routine et le remplacement préventif des connecteurs endommagés réduisent fortement la probabilité de défaillances imprévues.

5.3 Dégradation induite par le potentiel

La dégradation induite par le potentiel (PID) est un mécanisme de dégradation électrique à long terme qui affecte les modules photovoltaïques au silicium cristallin fonctionnant à des tensions système élevées. Elle apparaît lorsqu'une grande différence de potentiel s'établit entre les cellules solaires et le cadre en aluminium mis à la terre. Cette contrainte électrique provoque des courants de fuite à travers le verre et les matériaux d'encapsulation, permettant à des ions mobiles, en particulier les ions sodium du verre frontal, de migrer vers les cellules. L'accumulation de

ces ions modifie les propriétés électriques de la surface des cellules et réduit la puissance du module. Un phénomène typique de PID est représenté à la Figure 3.16.



Le verre frontal des modules PV au silicium cristallin contient des ions sodium (Na^+), tandis que l'encapsulant et la feuille arrière constituent des matériaux diélectriques isolants. En conditions normales, ces ions restent relativement immobiles et n'affectent pas les performances. Cependant, lorsque le module fonctionne à des tensions système élevées - typiquement 1000 V ou 1500 V - un champ électrique important s'établit entre les cellules et le cadre du module relié à la terre. Associé à une température et à une humidité élevées, ce champ favorise la migration des ions sodium depuis le verre frontal, à travers l'encapsulant, vers les cellules. La migration est accélérée dans les environnements chauds et humides, où la conductivité électrique des matériaux d'encapsulation augmente. Les courants de fuite peuvent emprunter plusieurs chemins dans le module : à travers le verre, l'encapsulant, les interfaces verre-encapsulant et encapsulant-feuille arrière, et parfois le long de la surface de la feuille arrière. Ces chemins transportent les ions sodium vers la surface de la cellule, où ils s'accumulent et modifient les caractéristiques électriques de la jonction p-n. Il en résulte une augmentation de la recombinaison des porteurs, une diminution de la résistance shunt et une baisse de l'efficacité de collecte des charges, ce qui réduit la tension à vide, le facteur de forme et la puissance globale du module.

Le PID se développant souvent progressivement sans dommage externe visible, la seule surveillance des performances peut ne pas le révéler immédiatement. Le diagnostic repose couramment sur l'imagerie par électroluminescence (EL), les mesures des courbes courant-tension, les essais de résistance d'isolement et l'analyse des performances à long terme. La Figure 3.17 compare, à partir d'images EL, un module sain et un module affecté par le PID.

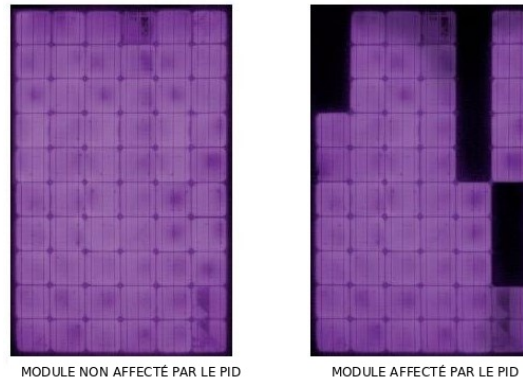


Figure 3.17 : Comparaison EL d'un module PV sain et d'un module affecté par le PID

Les modules PV modernes utilisent de plus en plus des structures de cellules et des matériaux d'encapsulation résistants au PID. De nombreux onduleurs de centrales de grande puissance intègrent également des fonctions de récupération anti-PID qui appliquent une polarisation inverse pendant la nuit afin de réduire la migration ionique. Une conception correcte de la mise à la terre et le choix de modules certifiés résistants au PID réduisent encore le risque de dégradation.

Résumé de la séance

Cette séance a présenté les aspects avancés de conception électrique et de fiabilité des systèmes PV raccordés au réseau. Elle a traité la conception électrique des champs PV, notamment les limites de tension des chaînes, l'équilibrage des chaînes en parallèle et les configurations de champ permettant de respecter les exigences de fonctionnement des onduleurs. Elle a également examiné les pertes dues à la résistance des câbles, à la désadaptation des modules et à l'ombrage partiel, en soulignant le rôle des diodes de dérivation pour limiter les pertes de puissance et prévenir la formation de points chauds.

La partie consacrée à la protection et à la mise à la terre a couvert la coordination des protections CC, la protection contre les surtensions et la foudre et la protection contre les défauts à la terre afin d'assurer un fonctionnement sûr et fiable. L'architecture électrique raccordée au réseau a ensuite été présentée, avec les fonctions des stations d'onduleurs, des transformateurs, des appareillages de commutation et des réseaux de collecte moyenne tension pour l'acheminement de l'énergie vers le réseau public. Enfin, la séance a examiné des problèmes avancés de fiabilité électrique, notamment la dégradation de l'isolement, l'échauffement des connecteurs et la dégradation induite par le potentiel, ainsi que leurs causes, leurs conséquences sur les performances et les méthodes d'atténuation courantes. L'ensemble fournit les connaissances nécessaires pour concevoir, protéger et maintenir des systèmes électriques PV efficaces, fiables et durables.

Systèmes de commande, de surveillance et SCADA dans les centrales solaires PV

Objectifs d'apprentissage

- Expliquer les principes fondamentaux des systèmes de commande, notamment les objectifs de la commande de centrale, de la commande en boucle fermée et de la coordination entre les onduleurs PV et le contrôleur de centrale.
- Analyser les stratégies de commande des onduleurs et les techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans des conditions environnementales variables, ainsi que la régulation de la tension de la liaison CC et des puissances active et réactive.
- Décrire l'architecture et le fonctionnement des systèmes de supervision, de contrôle et d'acquisition de données (SCADA), notamment les capteurs de terrain, les compteurs, les réseaux de communication et les plateformes centralisées de surveillance pour l'acquisition de données en temps réel et la supervision de la centrale.
- Analyser les données d'exploitation, les indicateurs de performance, les alarmes et les journaux d'événements afin d'évaluer les performances de la centrale PV et d'appuyer le diagnostic des défauts.
- Expliquer les stratégies de commande utilisées dans les systèmes PV avec stockage et les systèmes hybrides, notamment le fonctionnement en suivi de charge et les fonctions de soutien au réseau telles que la régulation de la tension et de la fréquence.

Résumé

Ce cours, « Systèmes de commande, de surveillance et SCADA dans les centrales solaires PV », présente les principes des systèmes de commande des centrales PV, en commençant par les fondamentaux de la commande en boucle fermée et de la coordination entre les onduleurs et les contrôleurs de niveau centrale. Il examine ensuite les stratégies de commande des onduleurs, notamment le suivi du point de puissance maximale, la régulation de la tension de la liaison CC ainsi que la commande des puissances active et réactive lorsque l'irradiance et les conditions du réseau évoluent. Le cours présente également l'architecture des systèmes SCADA : capteurs, réseaux de communication, acquisition des données, visualisation et analyse opérationnelle dans les centrales PV modernes de grande puissance. Enfin, les apprenants étudieront les techniques de surveillance de l'exploitation, l'évaluation des performances au moyen d'indicateurs clés, la gestion des alarmes et les approches de commande avancées des systèmes PV intégrés à des micro-réseaux et à des systèmes énergétiques hybrides. À l'issue du cours, les participants comprendront comment des systèmes intégrés de commande et de SCADA améliorent l'efficacité, la fiabilité et la résilience opérationnelle des grandes installations solaires PV.

1 Principes fondamentaux de la commande des centrales PV

Les centrales photovoltaïques (PV) modernes utilisent des systèmes de commande hiérarchiques afin de maximiser la production d'énergie tout en assurant un fonctionnement sûr et le respect des exigences du réseau. Contrairement aux centrales conventionnelles dont la source d'énergie peut être régulée, la puissance d'un champ PV varie continuellement avec l'irradiance solaire et la température des cellules. Des convertisseurs d'électronique de puissance et des contrôleurs intelligents sont donc nécessaires pour réguler la conversion d'énergie, maintenir la qualité de l'énergie et satisfaire aux codes du réseau public.

L'architecture de commande d'un système PV dépend principalement de son fonctionnement en mode autonome (îloté) ou de son raccordement au réseau public. Dans les deux cas, plusieurs boucles de commande fonctionnent simultanément à différents niveaux, depuis la régulation rapide du courant au niveau du convertisseur jusqu'à la supervision au niveau de la centrale.

1.1 Objectifs de commande d'un système PV

L'objectif principal d'un système de commande PV est d'extraire l'énergie maximale disponible du champ PV tout en garantissant un fonctionnement fiable et stable. Les exigences de commande diffèrent toutefois entre les systèmes PV autonomes et les systèmes raccordés au réseau. La Figure 4.1 présente les principales configurations PV et leurs niveaux de commande.

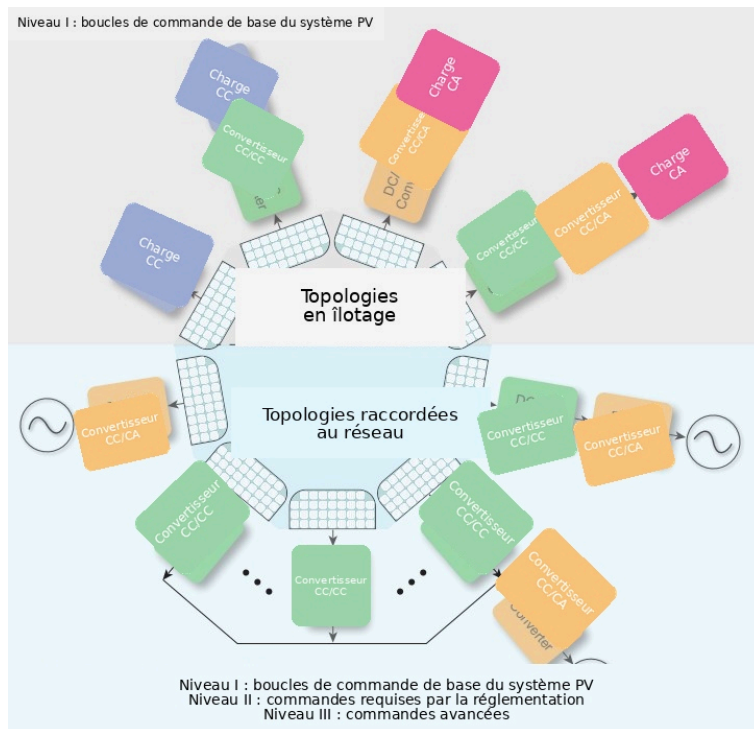


Figure 4.1 : Schéma général des topologies de systèmes PV et de leurs niveaux de commande

Dans les systèmes PV îlotés, le contrôleur est chargé d'alimenter directement les charges locales. Le système de commande régule donc la tension et la fréquence de sortie tout en équilibrant la puissance produite par le champ PV, le stockage par batteries et les charges raccordées.

Des contrôleurs supplémentaires de gestion de l'énergie sont souvent intégrés pour coordonner la charge et la décharge des batteries et garantir une alimentation électrique ininterrompue.

Dans les systèmes PV raccordés au réseau, l'objectif change sensiblement. Au lieu de réguler la tension de la charge, l'onduleur se synchronise avec le réseau public et injecte la puissance électrique conformément aux exigences du code réseau. Outre la maximisation de la production d'énergie, le contrôleur doit réguler les puissances active et réactive, maintenir la qualité du courant, assurer la synchronisation avec le réseau, soutenir la tension et la fréquence pendant les perturbations et mettre en œuvre des fonctions de protection telles que la détection d'anti-îlotage.

Selon l'architecture moderne de commande PV, ces objectifs sont mis en œuvre selon trois niveaux hiérarchiques :

- Contrôleurs de premier niveau, assurant les fonctions de base du convertisseur, notamment le MPPT, la régulation de tension, la régulation de courant et la synchronisation au réseau.
- Contrôleurs de deuxième niveau, satisfaisant les exigences obligatoires du réseau, notamment la régulation de puissance réactive, l'atténuation des harmoniques, la protection anti-îlotage et le soutien de tension.
- Contrôleurs de troisième niveau, assurant les fonctions de supervision, notamment la gestion des défauts, l'optimisation de la centrale, la prévision et l'exploitation coordonnée de plusieurs stations d'onduleurs.

Cette approche hiérarchique permet à la centrale PV de fonctionner efficacement tout en satisfaisant des exigences de réseau de plus en plus strictes.

1.2 Principes de la commande en boucle fermée

La quasi-totalité des systèmes PV modernes utilise une commande en boucle fermée, dans laquelle les grandeurs électriques sont mesurées en continu et comparées aux valeurs de référence souhaitées. Le contrôleur calcule l'erreur entre la consigne et la valeur mesurée, puis ajuste les signaux de commutation afin de réduire cette erreur. La commande par rétroaction permet au système PV de réagir automatiquement aux variations d'irradiance, de température, de demande de charge et de conditions du réseau, assurant ainsi un fonctionnement stable et fiable.

La mise en œuvre de cette commande dépend de la topologie de l'onduleur. Deux architectures principales de conversion sont largement utilisées dans les systèmes PV raccordés au réseau : les convertisseurs à un étage et à deux étages, illustrés à la Figure 4.2.

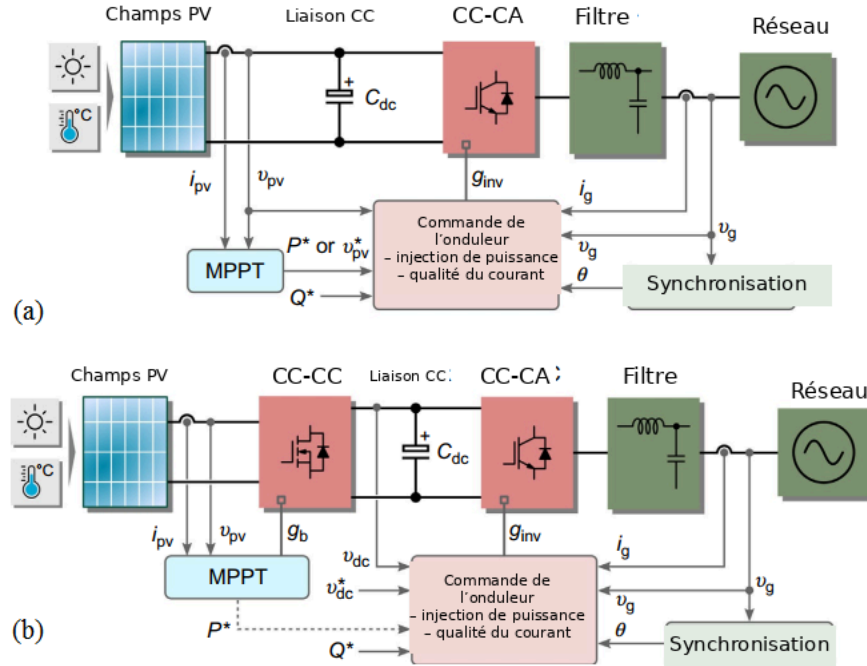


Figure 4.2 : Structures générales de commande des systèmes PV : a) système à un étage ; b) système à deux étages

Dans la configuration à un étage, le champ PV est directement raccordé à la liaison CC de l'onduleur. L'onduleur assure simultanément le suivi du point de puissance maximale, la régulation de la tension CC, la commande du courant et l'injection de puissance dans le réseau. Cette configuration offre un rendement élevé et une structure matérielle simple, mais tous les objectifs de commande doivent être réalisés par un seul convertisseur.

Dans la configuration à deux étages, un convertisseur CC-CC est inséré entre le champ PV et l'onduleur. Le convertisseur CC-CC réalise indépendamment le MPPT et régule la tension de fonctionnement du champ PV, tandis que l'onduleur raccordé au réseau commande la tension de la liaison CC, le courant réseau et l'injection des puissances active et réactive. Cette séparation des fonctions offre davantage de flexibilité et de meilleures performances dynamiques, en particulier pour les grandes centrales PV.

Quelle que soit la topologie du convertisseur, les systèmes PV raccordés au réseau sont généralement commandés au moyen de deux boucles de rétroaction en cascade. La boucle externe régule les variables électriques plus lentes, telles que la tension de la liaison CC ou la puissance active, et génère la référence de courant. La boucle interne réagit rapidement en commandant le courant injecté dans le réseau par l'onduleur. Les dynamiques de courant étant beaucoup plus rapides que celles de la tension ou de la puissance, cette structure en cascade assure un fonctionnement stable et un excellent rejet des perturbations.

1.3 Coordination entre l'onduleur et le contrôleur de centrale

Les centrales PV de grande puissance peuvent comporter de quelques unités à plusieurs centaines d'onduleurs fonctionnant simultanément. Bien que chaque onduleur soit capable de commander son propre processus de conversion de puissance, un fonctionnement indépendant ne suffit pas pour satisfaire les exigences du réseau électrique. Un contrôleur de supervision de niveau supérieur, généralement appelé contrôleur de centrale ou Plant Power Controller (PPC), est donc utilisé pour coordonner le fonctionnement de l'ensemble de la centrale PV.

Le contrôleur local de l'onduleur est responsable de la commande rapide au niveau du convertisseur. Il régule continuellement les dispositifs de commutation pour assurer des fonctions telles que le MPPT, la régulation de la tension de liaison CC, la commande du courant, la synchronisation au réseau et la protection locale. Ces actions de commande s'effectuent en quelques millisecondes et garantissent le fonctionnement stable de chaque onduleur. Le contrôleur de centrale agit à un niveau de supervision supérieur et coordonne toutes les stations d'onduleurs afin que la centrale PV se comporte comme une seule unité de production. Plutôt que de commander directement les interrupteurs des onduleurs, il reçoit les informations du terrain - mesures des onduleurs, stations météorologiques, compteurs de puissance, transformateurs et équipements du poste - et calcule les consignes globales de fonctionnement de la centrale. Ces consignes sont ensuite transmises à chaque onduleur par le réseau de communication de la centrale.

La Figure 4.3 illustre la coordination entre le contrôleur de centrale et les stations d'onduleurs. Le contrôleur collecte continuellement les mesures de l'ensemble de la centrale PV, compare les conditions réelles d'exploitation aux objectifs souhaités et distribue de nouvelles commandes aux différents onduleurs. Toutes les stations d'onduleurs réagissent ainsi de manière coordonnée plutôt que de fonctionner indépendamment.

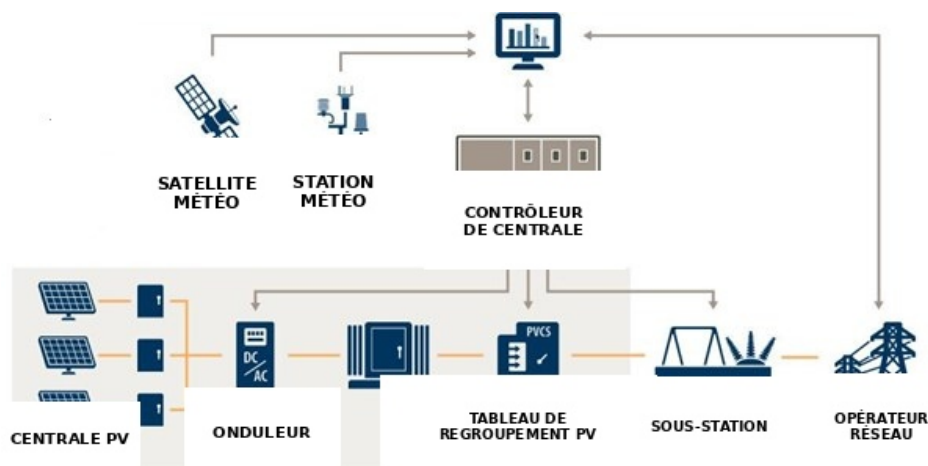


Figure 4.3 : Coordination entre les onduleurs et le contrôleur de centrale dans un système PV typique

Note technique 1

Le contrôleur de centrale assure généralement la régulation de la puissance active totale exportée vers le réseau, ainsi que la commande de la puissance réactive ou du facteur de puissance de la centrale,

le maintien de la tension au point de couplage commun, la coordination de la réponse des onduleurs pendant les perturbations de tension ou de fréquence, la mise en œuvre de l'écrêtement de puissance demandé par l'opérateur du réseau et la répartition des consignes de puissance entre toutes les stations d'onduleurs disponibles. Contrairement aux contrôleurs locaux, qui réagissent presque instantanément, le contrôleur de centrale actualise ses commandes à des intervalles plus lents.

L'échange d'informations entre le PPC et les stations d'onduleurs est assuré par des communications industrielles. Ces réseaux permettent au contrôleur de centrale de surveiller les performances de l'installation, de recevoir les ordres de conduite de l'opérateur du réseau et de coordonner en temps réel toutes les stations d'onduleurs.

2 MPPT et commande des onduleurs

Les centrales PV modernes raccordées au réseau s'appuient sur plusieurs fonctions de commande coordonnées pour maximiser l'extraction d'énergie tout en assurant une interaction stable et fiable avec le réseau électrique. Les principaux objectifs sont le suivi continu de la puissance maximale disponible du champ PV, la régulation de la tension de la liaison CC afin de fournir un tampon énergétique stable entre le champ et l'onduleur, ainsi que la commande des puissances active et réactive échangées avec le réseau conformément aux exigences du code réseau.

2.1 MPPT en conditions variables

La puissance de sortie d'un module photovoltaïque varie continuellement avec l'irradiance solaire et la température de cellule. Le point de fonctionnement du champ PV doit donc être ajusté en permanence afin qu'il reste au point de puissance maximale (MPP), quelles que soient les conditions environnementales.

Pour un niveau d'irradiance donné, le module PV présente une caractéristique puissance-tension non linéaire ne comportant qu'un seul point où la puissance produite est maximale. Le rôle du contrôleur MPPT est d'estimer continuellement ce point et de commander le convertisseur pour fonctionner à la tension correspondante. Sous irradiance uniforme, la caractéristique P-V ne présente qu'un maximum, ce qui permet aux algorithmes MPPT conventionnels de localiser précisément le point de fonctionnement. En revanche, un ombrage partiel dû aux nuages, aux structures voisines, à l'encrassement ou à la dégradation des modules crée des désadaptations de courant entre les modules en série. Les diodes de dérivation entrent alors en conduction et font apparaître plusieurs pics sur la courbe P-V. Comme l'illustre la Figure 4.4, la caractéristique résultante contient plusieurs points de puissance maximale locaux (LMPP) et un point de puissance maximale global (GMPP).

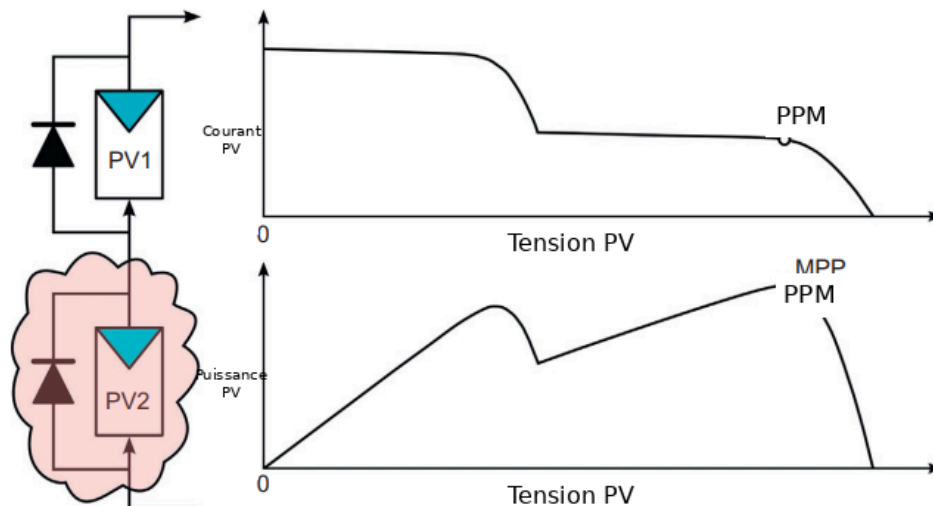


Figure 4.4 : Effet de l'ombrage partiel sur les caractéristiques P-V et I-V

Dans ces conditions, les algorithmes MPPT conventionnels tels que Perturb and Observe (P&O) peuvent converger vers un maximum local au lieu de l'optimum global, ce qui entraîne

des pertes d'énergie notables. Les grandes centrales PV utilisent donc de plus en plus des techniques MPPT améliorées capables d'identifier le maximum global lorsque l'irradiance varie rapidement.

L'efficacité d'un algorithme MPPT est généralement évaluée selon :

- vitesse de suivi ;
- oscillations en régime permanent ;
- complexité de calcul ;
- précision lors de variations rapides de l'irradiance ;
- capacité à localiser le MPP global sous ombrage partiel.

Le Tableau 4.1 présente les avantages et les inconvénients des algorithmes MPPT les plus couramment utilisés.

Tableau 4.1 : Comparaison de différents algorithmes MPPT dans un système PV

Méthode	Avantages	Inconvénients
Perturb & Observe	Mise en œuvre simple ; faible charge de calcul ; largement utilisée.	Oscille autour du MPP ; peut échouer lorsque l'irradiance varie rapidement ou sous ombrage partiel.
Conductance incrémentale	Meilleure précision lors des variations d'irradiance ; oscillations réduites.	Complexité de calcul plus élevée.
Tension constante	Mise en œuvre très simple ; économique.	Faible précision car la tension au MPP varie avec la température.
Méthode du courant de court-circuit	Simple ; absence d'ondulation due aux perturbations.	Nécessite des mesures périodiques du courant de court-circuit ; imprécision.
Commande par corrélation d'ondulation	Précision de suivi élevée sans perturbation ; l'amplitude de l'ondulation fournit l'information sur le MPP.	Mise en œuvre plus complexe et sensible à l'ondulation du convertisseur ; compromis entre pertes liées au MPPT et pertes dues à l'ondulation.
Méthodes intelligentes	Capables d'identifier le MPP global sous ombrage partiel.	Exigences de calcul élevées et réglage des paramètres.

Parmi ces méthodes, l'algorithme Perturb and Observe (P&O) reste le plus utilisé dans les onduleurs PV commerciaux en raison de sa simplicité et de sa robustesse en conditions normales, tandis que les algorithmes avancés fondés sur l'optimisation sont de plus en plus employés dans les grandes centrales fréquemment soumises à l'ombrage partiel.

2.2 Régulation de la tension de la liaison CC

Le condensateur de liaison CC constitue l'interface électrique entre le champ PV et l'onduleur côté réseau. Sa fonction principale est de stocker temporairement l'énergie et de maintenir une tension CC presque constante malgré les fluctuations de l'irradiance solaire et de la demande de puissance du réseau. Le régulateur de tension de la liaison CC maintient la tension du condensateur autour d'une valeur de référence générée par l'algorithme MPPT. Dans un onduleur à deux étages, le convertisseur CC-CC ajuste la tension de fonctionnement du champ PV afin d'extraire la puissance maximale, tandis que l'onduleur régule la tension de la liaison CC et transfère la puissance extraite vers le réseau.

La Figure 4.5 illustre une structure typique de régulation de la tension de liaison CC utilisée dans un onduleur PV raccordé au réseau à deux étages. Le contrôleur MPPT mesure en continu la tension (V_{PV}) et le courant (I_{PV}) du champ PV afin de déterminer la tension de fonctionnement optimale correspondant au point de puissance maximale. Cette tension de référence (V_{dcref}) est comparée à la tension mesurée de la liaison CC et l'erreur obtenue est traitée par un régulateur proportionnel-intégral (PI). Le régulateur PI génère le courant de référence (I_{gref}) requis pour maintenir la tension de la liaison CC à la valeur souhaitée. Parallèlement, une boucle à verrouillage de phase (PLL) synchronise l'onduleur avec la tension du réseau (V_g), permettant au régulateur de courant proportionnel-résonant de commander le courant injecté dans le réseau (I_g). Enfin, le contrôleur produit les signaux de commande PWM de l'onduleur, assurant un transfert stable de puissance du champ PV vers le réseau public tout en maintenant la tension de liaison CC à sa valeur de référence.

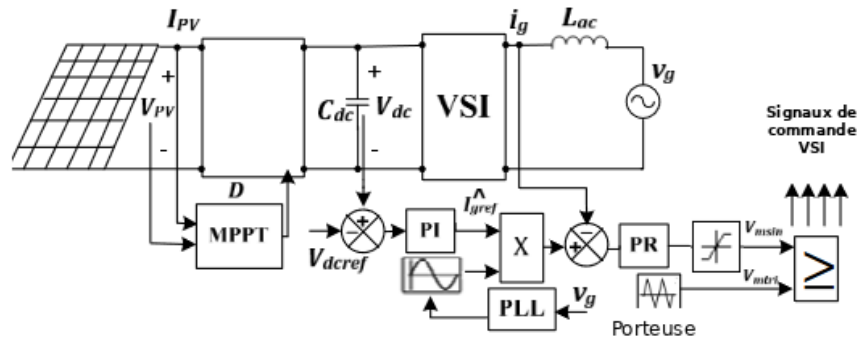


Figure 4.5 : Structure typique de régulation de la tension de liaison CC

Le maintien d'une tension de liaison CC appropriée est essentiel : une tension trop faible empêche une modulation de largeur d'impulsion correcte, tandis qu'une tension inutilement élevée accroît les pertes de commutation des semi-conducteurs, les contraintes sur le condensateur et la charge thermique. Des recherches récentes recommandent donc une régulation adaptative de la tension de liaison CC, dans laquelle la consigne est ajustée en fonction des conditions de fonctionnement plutôt que maintenue à une valeur fixe. Cette stratégie réduit les pertes de l'onduleur, améliore le rendement du convertisseur et prolonge la durée de vie des composants d'électronique de puissance.

2.3 Commande des puissances active et réactive de l'onduleur

Dans les systèmes PV raccordés au réseau, l'onduleur est chargé non seulement de transférer la puissance solaire disponible vers le réseau, mais aussi de soutenir la tension du réseau et de maintenir la qualité de l'énergie. Les codes réseau modernes imposent aux onduleurs PV de fonctionner comme des onduleurs intelligents, capables de réguler indépendamment la puissance active et la puissance réactive en fonction des conditions d'exploitation du réseau électrique.

En fonctionnement normal, l'onduleur donne la priorité à la fourniture de la puissance active maximale extraite du champ PV par l'algorithme MPPT. Lorsque la tension du réseau demeure dans sa plage normale, l'onduleur fonctionne généralement à un facteur de puissance unitaire ou proche de l'unité et injecte peu ou pas de puissance réactive. Toutefois, lors de fluctuations de tension ou à la demande de l'opérateur, l'onduleur ajuste sa puissance réactive afin de contribuer à la régulation de la tension au point de couplage commun. Lors d'une élévation de tension, il absorbe de la puissance réactive ; lors d'un creux de tension, il en injecte pour soutenir le réseau. Une limitation pratique provient de la puissance apparente nominale fixe de l'onduleur. Les puissances active et réactive partageant la même capacité en courant, un soutien réactif accru réduit la quantité de puissance active pouvant être exportée. Lorsque l'onduleur approche de sa puissance apparente nominale, il peut donc être nécessaire d'écarter la puissance active afin de fournir davantage de puissance réactive. Cette contrainte de fonctionnement est généralement représentée par la courbe de capacité de l'onduleur, qui définit les combinaisons admissibles de puissances active et réactive.

La Figure 4.6 présente une courbe de capacité typique d'un onduleur. La limite circulaire représente sa puissance apparente maximale. Tout point de fonctionnement situé à l'intérieur du cercle est admissible, tandis que les points extérieurs dépassent la capacité en courant de l'onduleur. La figure montre également que lorsque l'onduleur fonctionne à sa puissance active maximale, seule une quantité limitée de puissance réactive peut être échangée. À l'inverse, une capacité réactive plus importante est disponible lorsque la puissance active est réduite.

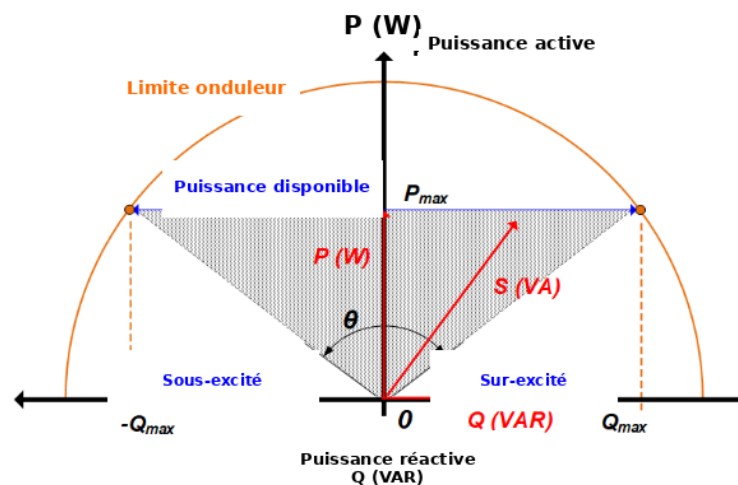


Figure 4.6 : Plan puissance active-puissance réactive d'un onduleur PV

Note technique 2

De nombreuses centrales PV modernes de grande puissance mettent en œuvre des fonctions de commande Volt-Var et Volt-Watt afin de respecter les codes réseau. En commande Volt-Var, l'onduleur ajuste automatiquement la puissance réactive en fonction de la tension mesurée au PCC afin d'atténuer les écarts de tension. En commande Volt-Watt, la puissance active est volontairement réduite lorsque la tension du réseau dépasse des limites prédéfinies, ce qui évite les surtensions sur les départs de distribution. Ces stratégies améliorent la régulation de tension, réduisent les contraintes sur les départs et renforcent la stabilité des réseaux à forte pénétration PV. Leur réglage doit toutefois être soigneux, car des paramètres trop agressifs peuvent provoquer des interactions entre onduleurs voisins et entraîner des oscillations de tension et de puissance réactive.

3 Architecture SCADA et acquisition des données

Les systèmes SCADA constituent la plateforme centrale de surveillance et de supervision des centrales photovoltaïques modernes de grande puissance. Bien que les contrôleurs locaux intégrés aux onduleurs régulent les grandeurs électriques en temps réel, le système SCADA collecte en continu les données d'exploitation des équipements répartis dans la centrale, les enregistre dans une base centralisée et fournit aux opérateurs une visualisation en temps réel, des alarmes, des tendances historiques et des fonctions de supervision à distance. Grâce à cette surveillance continue, le SCADA permet d'évaluer les performances de la centrale, de détecter les conditions anormales, de planifier la maintenance préventive et d'optimiser la production d'énergie.

Un système SCADA PV typique intègre des capteurs de terrain, des compteurs électriques, des contrôleurs d'onduleurs, des stations météorologiques, des automates programmables, des réseaux de communication, des enregistreurs de données et des logiciels de supervision. Les mesures recueillies dans toute la centrale sont transmises au serveur SCADA central par des protocoles de communication industriels, puis traitées, archivées et affichées. La Figure 4.7 illustre l'architecture générale d'un système de surveillance typique d'une centrale PV de grande puissance.

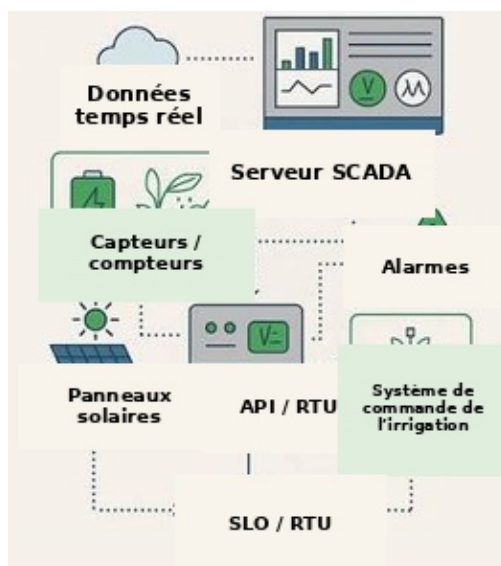


Figure 4.7 : Architecture SCADA typique d'une centrale PV de grande puissance

3.1 Capteurs et compteurs

Les performances d'une centrale PV dépendent de la surveillance continue des conditions environnementales et des paramètres électriques de fonctionnement. Les capteurs fournissent au système SCADA les mesures en temps réel nécessaires pour évaluer les performances, vérifier la conformité aux attentes de conception, détecter les conditions anormales et soutenir la maintenance préventive. En combinant mesures environnementales et mesures électriques, les opérateurs peuvent distinguer une baisse de puissance due aux conditions météorologiques d'une baisse provoquée par un défaut ou une dégradation d'équipement.

Les capteurs installés dans une centrale PV peuvent généralement être classés en capteurs environnementaux et capteurs électriques. Les premiers caractérisent les conditions de fonctionnement auxquelles sont soumis les modules PV, tandis que les seconds mesurent le processus de conversion d'énergie depuis le champ PV jusqu'au réseau.

3.1.1 Capteurs d'irradiance solaire

L'irradiance solaire constitue la principale source d'énergie d'un système photovoltaïque ; sa mesure précise est donc essentielle à l'évaluation des performances. Les capteurs d'irradiance mesurent en continu l'énergie solaire incidente sur le champ PV et fournissent la référence à laquelle la production électrique de la centrale est comparée.

Deux technologies de capteurs sont couramment utilisées. Les pyranomètres mesurent l'irradiance solaire globale (W/m^2) au moyen d'un capteur thermopile et constituent l'instrument de référence pour l'évaluation précise de la ressource et l'analyse des performances. Les cellules PV de référence sont des cellules photovoltaïques étalonnées dont la réponse électrique est similaire à celle des modules de la centrale. Bien que moins précises que les pyranomètres, elles représentent fidèlement les conditions de fonctionnement du champ PV et sont largement utilisées pour la surveillance courante. L'irradiance mesurée sert à estimer la production attendue, calculer le ratio de performance (PR), identifier les chaînes ou onduleurs sous-performants et évaluer les effets du déplacement des nuages ou de l'ombrage. La Figure 4.8 présente les capteurs d'irradiance solaire utilisés dans un système PV.

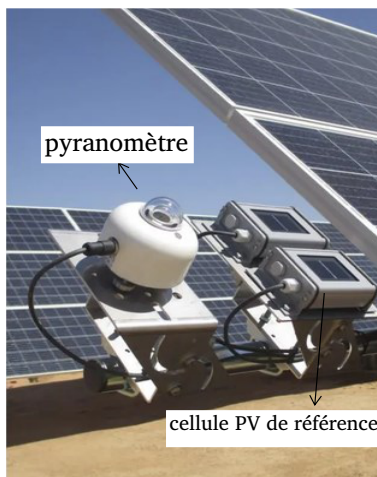


Figure 4.8 : Capteurs d'irradiance solaire

3.1.2 Capteurs de température

Les mesures de température sont nécessaires parce que les caractéristiques électriques des modules PV varient fortement avec la température de fonctionnement. Lorsque la température du module augmente, sa tension de sortie diminue, ce qui réduit la production de puissance même à irradiance constante. Des capteurs sont couramment installés sur la face arrière de modules PV représentatifs afin de suivre leur température. D'autres capteurs mesurent

la température de l'air ambiant, la température de l'armoire de l'onduleur et celle du transformateur. Ces mesures servent à estimer les conditions de fonctionnement des modules, valider les modèles thermiques, identifier les équipements en surchauffe et améliorer les prévisions de production. Les capteurs de température du module et de l'air ambiant sont présentés à la Figure 4.9.

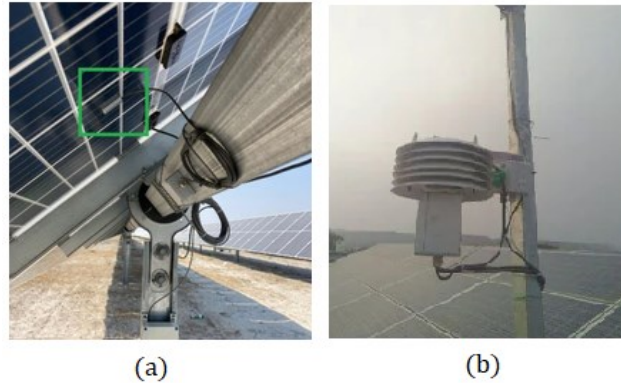


Figure 4.9 : a) capteur de module ; b) capteur ambiant

3.1.3 Capteurs électriques et compteurs de puissance

Les capteurs électriques surveillent le processus de conversion d'énergie du champ PV jusqu'au réseau public. Les mesures sont réalisées à plusieurs emplacements : chaînes PV, coffrets de regroupement, entrées et sorties des onduleurs, bornes des transformateurs et point de couplage commun.

Les mesures typiques comprennent la tension CC, le courant CC, la tension CA, le courant CA, la puissance active, la puissance réactive, la fréquence, l'énergie produite et le facteur de puissance. Elles permettent aux opérateurs de comparer la production électrique réelle à la production attendue d'après les données d'irradiance et de température. Tout écart significatif peut signaler des défauts tels que l'arrêt d'une chaîne, un dysfonctionnement d'onduleur, une défaillance de connecteur ou une dégradation excessive des modules.

Note technique 3

Bien que les suiveurs solaires appartiennent au système mécanique de montage, ils sont étroitement intégrés au système de surveillance de la centrale. Leurs contrôleurs calculent en continu l'orientation optimale des modules et communiquent leur état de fonctionnement au système SCADA. Des paramètres tels que la position du suiveur, le courant du moteur, l'état de protection contre le vent et les alarmes de défaut sont surveillés en permanence. Les suiveurs à un axe orientent les modules d'est en ouest au cours de la journée et sont largement utilisés dans les grandes centrales PV, car ils augmentent la production annuelle par rapport aux structures fixes. Les suiveurs à deux axes ajustent en plus l'inclinaison saisonnière, ce qui accroît encore la captation d'énergie, mais au prix d'une complexité mécanique, d'exigences de maintenance et de coûts d'installation plus élevés.

3.2 Structure du système de communication

Le système de communication constitue la voie par laquelle les mesures recueillies par les équipements de terrain sont transmises au système de surveillance de la centrale. Plutôt que de fonctionner comme un réseau unique, les grandes centrales PV utilisent une structure de communication hiérarchique.

Au niveau terrain, les capteurs, coffrets de regroupement, contrôleurs de suiveurs, stations météorologiques et onduleurs acquièrent en continu les mesures d'exploitation. Ces équipements transmettent leurs données à des contrôleurs locaux ou à des concentrateurs de données installés dans chaque station d'onduleurs.

Au niveau de la centrale, les informations recueillies sont agrégées puis transférées par le réseau de communication vers le serveur SCADA central situé dans la salle de commande. Le serveur traite les données entrantes, archive les historiques, génère les alarmes et distribue les informations aux postes opérateurs. Au niveau de supervision, les opérateurs accèdent par des interfaces graphiques aux mesures en temps réel, à l'état des équipements, aux tendances historiques, aux rapports de performance et aux informations de maintenance. Les systèmes modernes permettent également une surveillance distante sécurisée de plusieurs centrales depuis un centre d'exploitation centralisé.

3.3 Enregistrement et visualisation des données

L'enregistreur de données constitue l'unité centrale d'acquisition d'une centrale photovoltaïque. Sa fonction principale est de recueillir continuellement les mesures provenant des équipements de terrain, de les organiser avec un horodatage précis et de transmettre les données traitées au serveur SCADA pour visualisation et stockage à long terme. En assurant l'interface entre les équipements de terrain et le système de supervision, il permet une surveillance continue du fonctionnement de la centrale et fournit les historiques nécessaires à l'évaluation des performances, au diagnostic des défauts et à la maintenance prédictive.

Comme l'illustre la Figure 4.7, les mesures proviennent de différentes sources réparties dans la centrale PV, notamment les capteurs d'irradiance et de température, les compteurs électriques, les contrôleurs d'onduleurs et les stations météorologiques. Les données recueillies sont d'abord transmises aux enregistreurs locaux. Ceux-ci valident les mesures reçues, les stockent localement puis les envoient au serveur SCADA central, où elles sont archivées dans la base de données de la centrale et affichées sur des interfaces graphiques de surveillance.

L'enregistreur de données consigne généralement les paramètres d'exploitation suivants :

- irradiance solaire et mesures météorologiques ;
- températures des modules et de l'air ambiant ;
- tensions et courants CC des chaînes ;
- état de fonctionnement des onduleurs ;
- tension, courant, fréquence et facteur de puissance CA.

- puissance active et puissance réactive ;
- énergie produite.

Contrairement aux mesures en temps réel, l'enregistrement des données conserve l'historique d'exploitation pendant toute la durée de vie de la centrale PV. Ces enregistrements permettent aux opérateurs d'évaluer la production énergétique à long terme, de comparer les performances mesurées aux prévisions de conception, d'identifier les dégradations progressives, de vérifier les conditions de garantie et de soutenir la planification de la maintenance préventive.

4 Surveillance de l'exploitation et alarmes

La surveillance continue est l'une des principales fonctions du système SCADA dans les centrales photovoltaïques modernes. Au-delà de la collecte des mesures d'exploitation, la plateforme de surveillance évalue en permanence l'état et les performances des équipements, identifie les conditions anormales, consigne les événements d'exploitation et avertit les opérateurs lorsqu'une action corrective est nécessaire. Une surveillance efficace réduit les temps d'arrêt, améliore la production d'énergie et soutient la maintenance préventive durant toute la vie de la centrale.

4.1 Surveillance du ratio de performance

Le ratio de performance (PR) est l'indicateur le plus largement reconnu pour évaluer les performances d'exploitation des centrales photovoltaïques raccordées au réseau. Contrairement au seul rendement énergétique, le PR tient compte de la ressource solaire disponible et fournit donc une mesure normalisée de l'efficacité de la centrale, largement indépendante de sa taille et de sa localisation géographique. Il est ainsi devenu l'indicateur de référence recommandé pour la surveillance des systèmes PV.

Le ratio de performance compare l'énergie électrique réellement livrée par la centrale à l'énergie théorique attendue sous l'irradiance solaire mesurée. Il reflète donc l'influence combinée de toutes les pertes du système, notamment la température des modules, le rendement des onduleurs, les pertes dans les câbles, l'ombrage, la désadaptation des modules, l'encrassement, les indisponibilités d'équipements et la dégradation. Le ratio de performance est calculé par :

$$PR = \frac{Y_f}{Y} \quad (1)$$

où Y_f est le rendement final du système, défini comme l'énergie CA produite divisée par la puissance CC installée de la centrale PV conformément à l'Éq. (2).

$$Y_f = \frac{\text{Final Energy Output (kWh)}}{\text{Nominal DC Power (kW)}} \quad (2)$$

Y_r est le rendement de référence, déterminé à partir de l'irradiation solaire mesurée dans le plan des modules, normalisée par rapport à l'irradiance standard de 1000 W/m². Le rendement de référence est défini par l'Éq. (3).

$$Y_r = \frac{\text{Total in-plane irradiance (kWh/m}^2\text{)}}{\text{PV reference irradiance (kW/m}^2\text{)}} \quad (3)$$

Il ressort clairement de l'Éq. (3) que le rendement de référence dépend de la localisation.

Une valeur de PR proche de l'unité indique que la centrale PV fonctionne près de sa capacité théorique. En pratique, les pertes de conversion inévitables empêchent toutefois le ratio de performance d'atteindre 100 %.

4.2 Alarmes de défaut

Les défauts des systèmes photovoltaïques peuvent être classés en trois grandes catégories : environnementaux, physiques et électriques, comme l'illustre la Figure 4.10. Bien qu'ils proviennent de mécanismes différents, tous réduisent les performances de la centrale, affectent sa fiabilité et génèrent des alarmes dans le système SCADA. La surveillance continue des grandeurs électriques, associée aux mesures météorologiques, permet au système de supervision de distinguer les variations environnementales normales des défaillances réelles des équipements.

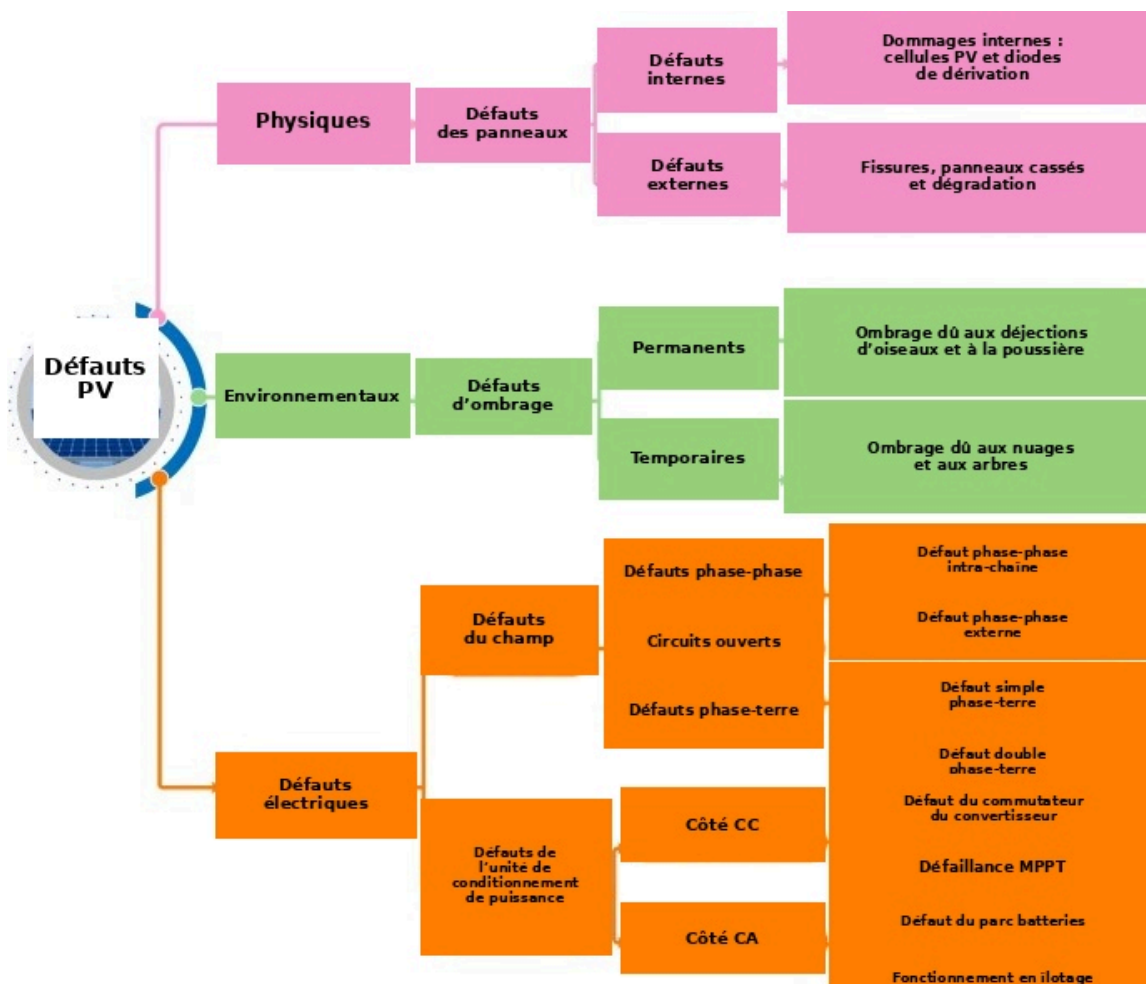


Figure 4.10 : Trois catégories fondamentales de défauts dans un système PV

4.2.1 Défauts environnementaux

Les défauts environnementaux sont dus aux conditions extérieures de fonctionnement plutôt qu'à des défaillances matérielles. Ils réduisent généralement la production d'énergie sans nécessairement signaler un dommage permanent au système PV. Le défaut environnemental le plus courant est l'ombrage partiel, provoqué par des bâtiments voisins, des arbres, des nuages ou des rangées PV adjacentes. L'ombrage crée une désadaptation de courant entre les modules, conduisant à

plusieurs points de puissance maximale locaux et à une baisse de la récolte énergétique. L'accumulation de poussière, de pollen, de déjections d'oiseaux, de neige ou d'autres contaminants réduit également l'irradiance atteignant les cellules solaires et diminue ainsi le courant de sortie et le rendement global. Une température ambiante élevée réduit encore la tension des modules et le rendement de conversion, tandis que les vents forts, l'humidité et les phénomènes météorologiques extrêmes peuvent accélérer le vieillissement des composants. Les systèmes SCADA distinguent ces conditions en corrélant les mesures électriques avec l'irradiance, la température des modules et les données des stations météorologiques, ce qui permet aux opérateurs de différencier les effets environnementaux des défauts électriques.

4.2.2 Défauts physiques

Les défauts physiques proviennent de dommages mécaniques ou de la dégradation des matériaux des composants photovoltaïques pendant l'installation ou au cours d'une longue période d'exploitation. Ils comprennent notamment les cellules fissurées, le verre brisé, la délamination, la décoloration, la fissuration de la feuille arrière, les connecteurs desserrés, les boîtes de jonction endommagées et la détérioration de l'isolement des câbles. Les contraintes mécaniques dues aux cycles thermiques, aux charges de vent, à la grêle, au transport ou aux erreurs d'installation affaiblissent progressivement l'intégrité des modules et réduisent leurs performances électriques. Contrairement aux défauts environnementaux, les défauts physiques deviennent généralement permanents et peuvent évoluer en défauts électriques s'ils ne sont pas réparés. Les systèmes SCADA les détectent indirectement par des baisses anormales du courant des chaînes, une diminution du ratio de performance, la surveillance de l'isolement ou des inspections infrarouges révélant des points chauds localisés.

4.2.3 Défauts électriques

Les défauts électriques affectent directement le fonctionnement électrique du champ PV et nécessitent généralement une action corrective immédiate. Ils sont surveillés en continu par les systèmes de protection des onduleurs et par le SCADA, car ils peuvent réduire la production d'énergie ou créer des risques pour la sécurité.

Un défaut de désadaptation apparaît lorsqu'un ou plusieurs modules fonctionnent dans des conditions électriques différentes de celles des autres modules de la même chaîne. Une désadaptation temporaire est généralement causée par l'ombrage ou l'encrassement, tandis qu'une désadaptation permanente résulte de la dégradation des modules, de cellules fissurées ou de défauts de fabrication. Les modules étant raccordés en série et traversés par le même courant, le module le plus faible limite la puissance de toute la chaîne.

Un défaut de circuit ouvert se produit lorsque le chemin électrique est interrompu par des conducteurs rompus, des connecteurs débranchés, de mauvaises soudures, des fusibles endommagés ou des bornes défaillantes. La chaîne affectée fournit alors peu ou pas de courant, ce qui réduit sensiblement la puissance d'entrée de l'onduleur.

Un défaut de court-circuit apparaît lorsque des conducteurs de potentiels électriques différents sont mis involontairement en contact. Les courts-circuits entre conducteurs provoquent un courant excessif qui fait rapidement fonctionner les fusibles ou disjoncteurs afin d'isoler la section défectueuse.

Un défaut à la terre se produit lorsqu'un conducteur sous tension entre en contact avec le cadre métallique mis à la terre du module ou avec la structure de support. Ces défauts sont particulièrement dangereux, car ils peuvent produire des courants de fuite CC persistants et créer un risque d'incendie s'ils ne sont pas éliminés rapidement. Des dispositifs de surveillance du courant résiduel, de contrôle de l'isolement et de protection contre les défauts à la terre surveillent en permanence ces conditions.

Outre les défauts du champ PV, le SCADA surveille en continu les autres équipements de la centrale. Les alarmes d'onduleur comprennent notamment la surtension CC, la sous-tension CC, la surintensité, le défaut d'isolement, l'échec de synchronisation, le déclenchement de l'anti-îlotage, la défaillance du refroidissement, la perte de communication et les défauts matériels internes. Ces alarmes sont classées par niveaux de priorité afin que les défauts critiques affectant la sécurité ou la conformité au réseau reçoivent une attention immédiate de l'opérateur.

4.3 Journaux d'événements et codes d'état

Après la détection d'un défaut, le système SCADA enregistre chaque événement d'exploitation dans un journal. Cet historique chronologique constitue la base du diagnostic des défauts, de la planification de la maintenance, de la vérification des garanties et de l'évaluation de la fiabilité à long terme. Chaque enregistrement comprend généralement l'horodatage, l'identification de l'équipement, les grandeurs électriques mesurées, la priorité de l'alarme, le mode de fonctionnement et les actions de l'opérateur. L'analyse des historiques permet d'identifier les défaillances récurrentes, d'estimer la disponibilité des équipements et d'évaluer l'efficacité de la maintenance.

Outre l'enregistrement des alarmes, les systèmes SCADA attribuent un état opérationnel à chaque composant surveillé. Cet état indique la condition de fonctionnement actuelle et aide les opérateurs à distinguer le fonctionnement normal d'un comportement anormal. Les fabricants d'onduleurs utilisent généralement des codes propriétaires tels que En fonctionnement, Veille, Défaut, Avertissement, Défaut réseau, Maintenance et Arrêt. Les codes d'état offrent une méthode normalisée de description des conditions d'exploitation des composants PV. Plutôt que d'analyser en permanence les mesures brutes de tension et de courant, le système de surveillance classe l'état dans des catégories prédéfinies selon les paramètres électriques mesurés. Ces codes simplifient le diagnostic et permettent la génération automatique d'alarmes dans la plateforme SCADA. À titre d'exemple, le Tableau 4.2 présente une méthode de codage des états pour le diagnostic des défauts électriques des modules PV. La classification distingue le fonctionnement normal, les courts-circuits, les circuits ouverts, les désadaptations et les états non définis à partir de grandeurs électriques mesurées.

La logique de diagnostic associée à ces codes repose sur le comportement électrique caractéristique des modules PV dans différentes conditions de défaut. En fonctionnement normal, le module produit une puissance proche de son point de puissance maximale attendu. Lors d'un court-circuit, la tension chute rapidement tandis que le courant reste relativement élevé. À l'inverse, un

défaut de circuit ouvert entraîne un courant presque nul tandis que la tension du module se rapproche de sa tension à vide. Les défauts de désadaptation sont identifiés par une diminution du facteur de forme et des écarts anormaux des caractéristiques I-V et P-V, souvent dus à l'ombrage partiel, à l'encrassement, à la dégradation ou à des différences de fabrication entre modules. Lorsqu'aucune condition prédéfinie n'est satisfaite, le système de surveillance attribue un état non défini, indiquant qu'une analyse ou une inspection supplémentaire est nécessaire.

Tableau 4.2 : Codes d'état opérationnel pour le diagnostic des défauts électriques d'un module PV

Code d'état	Condition de fonctionnement	Critère d'état
0	Fonctionnement normal	$P_{\text{Cell}} \geq 0,9 P_{\text{MPP}}$
1	Défaut de court-circuit	$I_{\text{Cell}} \geq 0,9 I_{\text{sc}}$ $V_{\text{Cell}} \leq 0,1 V_{\text{oc}}$
2	Défaut de circuit ouvert	$I_{\text{Cell}} \geq 0,1 I_{\text{sc}}$ $V_{\text{Cell}} \leq 0,9 V_{\text{oc}}$
3	Défaut de désadaptation	$FF_{\text{SYS}} - FF_{\text{Cell}} \geq 0,1$
4	Non défini	O.W.

5 Commande des micro-réseaux et des systèmes hybrides

La pénétration croissante de la production photovoltaïque a transformé les centrales PV, autrefois sources passives, en acteurs actifs des micro-réseaux et des systèmes électriques modernes. Dans les systèmes hybrides PV-batteries (PV-BESS), la commande doit coordonner plusieurs sources d'énergie tout en maintenant une tension stable du bus CC, en satisfaisant la demande de charge et en soutenant la fréquence et la tension du réseau. Contrairement aux centrales PV conventionnelles fonctionnant uniquement au point de puissance maximale, les systèmes hybrides nécessitent une gestion coordonnée de la puissance entre les champs PV, le stockage par batteries et le réseau afin d'améliorer la fiabilité, de réduire les fluctuations de puissance et de fournir des services auxiliaires. Les études récentes se concentrent donc sur des architectures de commande hiérarchiques dans lesquelles l'onduleur PV, le convertisseur de batterie et le contrôleur de supervision fonctionnent de manière coopérative pour assurer une exploitation stable et efficace. Figure

5.1 Coordination PV-stockage

Dans un système hybride PV-stockage, la production photovoltaïque fournit la puissance solaire disponible, tandis que le système de stockage par batteries compense l'écart entre la production PV et la demande de la charge ou du réseau. L'objectif principal du contrôleur coordonné est de maintenir l'équilibre de puissance tout en permettant au champ PV de fonctionner aussi près que possible de son point de puissance maximale.

La coordination est assurée par un système de gestion de l'énergie (EMS) de supervision ou par le contrôleur de centrale. L'EMS reçoit en continu les mesures de puissance PV, de l'état de charge (SOC) de la batterie, de la tension de liaison CC, de la demande de charge et des conditions du réseau. À partir de ces mesures, il génère des consignes pour l'onduleur PV et le convertisseur de batterie. En fonctionnement normal, le champ PV fonctionne au point de puissance maximale, tandis que la batterie absorbe l'énergie excédentaire lorsque la production est supérieure à la demande et se décharge lorsque la production PV devient insuffisante. Si la batterie atteint ses limites de SOC, le contrôleur limite la charge ou la décharge afin de préserver sa durée de vie. La Figure 4.11 illustre la structure de commande d'un système PV-stockage raccordé au réseau, à un seul étage et avec bus CC commun.

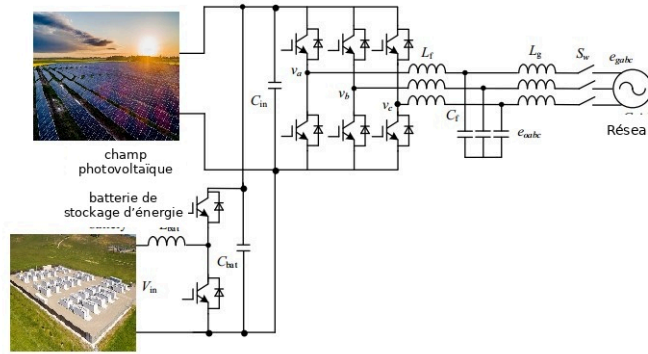


Figure 4.11 : Schéma PV-ESS

5.2 Fonctionnement en suivi de charge

Dans un micro-réseau PV hybride, la charge électrique varie continuellement au cours de la journée, tandis que la puissance produite par le système PV dépend de l'irradiance solaire et est donc intermittente. La puissance PV produite correspond rarement à la demande instantanée. Une commande de suivi de charge est mise en œuvre afin d'équilibrer en permanence production et consommation en coordonnant le champ PV, le système de stockage par batteries et, lorsqu'ils sont disponibles, une production auxiliaire ou le réseau public.

Contrairement aux systèmes PV conventionnels qui fonctionnent toujours au point de puissance maximale, la commande de suivi de charge ajuste le point de fonctionnement du système hybride en fonction de la demande réelle. Le contrôleur de supervision mesure en continu la puissance de charge et la compare à la production PV disponible. Lorsque la production PV dépasse la demande, l'énergie excédentaire est dirigée vers la batterie ou exportée vers le réseau public. À l'inverse, lorsque la production PV devient insuffisante en raison de la couverture nuageuse ou d'une hausse de la demande, la batterie se décharge pour compenser le déficit de puissance. Si elle atteint ses limites de fonctionnement, la demande restante est fournie par le réseau public ou un groupe de secours.

L'objectif de la commande de suivi de charge est décrit par :

$$P_{ESS} = P_{Load} - P_{PV} \quad (4)$$

où P_{ESS} est la puissance de la batterie ; une puissance positive correspond à la décharge et une valeur négative à la charge.

Ce fonctionnement coordonné permet au micro-réseau de maintenir en permanence l'équilibre de puissance tout en limitant les cycles inutiles de la batterie et en maximisant l'utilisation de l'énergie renouvelable. La stratégie améliore également le rendement du système en réduisant les flux de puissance inverses, en évitant la surcharge ou la décharge profonde de la batterie et en assurant un fonctionnement stable lorsque l'irradiance varie rapidement. La Figure 4.12 présente l'évaluation du suivi de charge du stockage d'énergie associé au système PV, conformément à l'explication précédente.

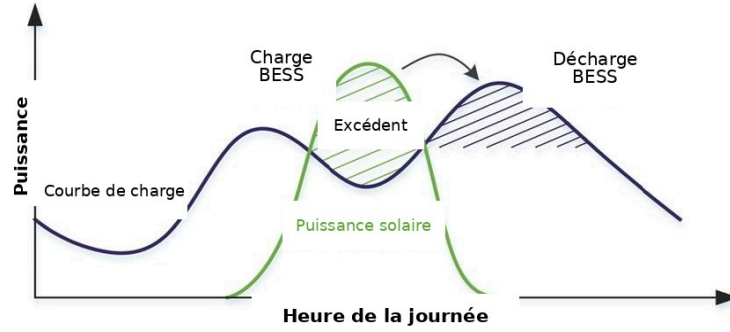


Figure 4.12 : Suivi de charge PV-ESS basé sur la courbe de charge

5.3 Soutien de fréquence et de tension

Les codes réseau modernes exigent que les grandes centrales photovoltaïques participent activement au maintien de la stabilité du système électrique au lieu de simplement injecter toute la puissance disponible. Les systèmes hybrides PV-stockage utilisent donc une commande coordonnée des puissances active et réactive pour soutenir la fréquence et la tension du réseau pendant les perturbations.

Lorsque la fréquence du système diminue parce que la production devient inférieure à la demande, le contrôleur augmente l'injection de puissance active en commandant la décharge de la batterie tout en permettant à l'onduleur PV de fournir sa réserve de puissance disponible. À l'inverse, lors d'une hausse de fréquence, la charge de la batterie ou l'écêtement de la puissance PV absorbe l'excès de production et ramène la fréquence du système. La référence de puissance active est généralement déterminée au moyen d'une loi de statisme de fréquence dans l'Éq. (5).

$$P_{\text{ref}} = P_0 - K_f(f - f_0) \quad (4)$$

où P_0 est la puissance active programmée, K_f le coefficient de statisme, et f et f_0 respectivement les fréquences mesurée et nominale du réseau.

La régulation de tension est obtenue en commandant la puissance réactive de l'onduleur. Le contrôleur de centrale mesure continuellement la tension au PCC et ajuste la consigne de puissance réactive selon une caractéristique Volt-Var prédéfinie. Lors d'un creux de tension, l'onduleur injecte une puissance réactive capacitive pour relever la tension. Lors d'une élévation de tension, il absorbe une puissance réactive inductive afin de ramener la tension vers sa valeur nominale. L'onduleur ayant une puissance apparente finie, une forte fourniture de puissance active pour le soutien de fréquence réduit la capacité disponible en puissance réactive. De même, une forte fourniture de puissance réactive pour le soutien de tension limite la puissance active pouvant être délivrée.

Résumé de la séance

Cette séance a présenté les fonctions fondamentales de commande, de surveillance et de supervision des centrales PV modernes. Elle a introduit la structure hiérarchique de commande des systèmes PV, notamment les contrôleurs de centrale, la commande des onduleurs et la régulation en boucle fermée nécessaires pour maximiser la production d'énergie tout en assurant un fonctionnement stable et fiable malgré les variations environnementales et celles du réseau. Les principales stratégies de commande des onduleurs - suivi du point de puissance maximale, régulation de la tension de liaison CC et commande des puissances active et réactive - ont été examinées en mettant en évidence leur rôle dans l'amélioration du rendement de conversion et le respect des codes réseau modernes. La séance a également étudié l'architecture SCADA, les systèmes de capteurs, les réseaux de communication, l'enregistrement des données et les plateformes de visualisation permettant la surveillance continue, la supervision à distance et la maintenance prédictive des grandes centrales PV.

Des techniques de surveillance de l'exploitation telles que l'évaluation du ratio de performance, les alarmes de défaut, la journalisation des événements et les codes d'état des onduleurs ont été présentées pour montrer comment les performances de la centrale et l'état des équipements peuvent être évalués en continu tout en facilitant un diagnostic et une maintenance rapides. Enfin, la séance a étudié les stratégies de commande des micro-réseaux et des systèmes PV hybrides, en mettant l'accent sur la coordination PV-batterie, le suivi de charge et le soutien de fréquence et de tension. Ces fonctions avancées permettent aux centrales PV de participer activement à la régulation du réseau, d'améliorer l'utilisation de l'énergie renouvelable et de renforcer la fiabilité et la stabilité globales du système.

Objectifs d'apprentissage

- Différencier les topologies avancées d'onduleurs photovoltaïques, notamment les architectures centralisées, de chaîne et à micro-onduleurs, et évaluer leurs applications dans les systèmes PV modernes.
- Expliquer les principes de fonctionnement et les caractéristiques de performance des convertisseurs CC-CC avancés utilisés pour la régulation de tension et l'extraction de puissance maximale.
- Analyser la mise en œuvre des systèmes multi-MPPT, des optimiseurs de puissance et de l'électronique de puissance au niveau module afin d'améliorer la récolte énergétique dans des conditions environnementales variables.
- Décrire les méthodes de synchronisation au réseau et évaluer le rôle des convertisseurs d'électronique de puissance dans le maintien de la qualité de l'énergie par l'atténuation des harmoniques, le filtrage et la commande du facteur de puissance.
- Expliquer les fonctions avancées de soutien au réseau mises en œuvre dans les onduleurs photovoltaïques modernes, notamment la tenue aux creux de tension, la régulation Volt-Var, le soutien de fréquence et l'écrêtement de puissance active.
- Évaluer l'influence de la gestion thermique, des semi-conducteurs à large bande interdite et des technologies d'onduleurs intelligents sur le rendement, la fiabilité et l'évolution future des systèmes photovoltaïques de conversion de puissance.

Résumé

Ce cours, « Technologies d'électronique de puissance dans les systèmes solaires PV », propose une étude avancée des technologies d'électronique de puissance utilisées dans les systèmes d'énergie photovoltaïque. Il commence par l'examen des architectures modernes d'onduleurs, notamment les configurations centralisées, de chaîne et à micro-onduleurs. Il étudie ensuite les convertisseurs CC-CC avancés, les stratégies multi-MPPT et l'électronique de puissance au niveau module qui maximisent la récolte énergétique dans des conditions de fonctionnement non uniformes. Le cours analyse ensuite l'interface entre les systèmes photovoltaïques et le réseau électrique, en mettant l'accent sur les techniques de synchronisation, l'atténuation et le filtrage des harmoniques ainsi que la gestion de la puissance réactive. Des fonctions avancées de soutien au réseau, telles que la tenue aux creux de tension (LVRT), la commande Volt-Var et la régulation de fréquence, montrent comment les onduleurs PV modernes contribuent à maintenir la stabilité du réseau en conditions normales et perturbées. Enfin, le cours présente les évolutions émergentes de l'électronique de puissance PV, notamment les techniques de gestion thermique, les semi-conducteurs à large bande interdite au carbure de silicium et au nitrure de gallium, ainsi que l'évolution des onduleurs intelligents et hybrides.

1 Topologies avancées d'onduleurs solaires

À mesure que les systèmes photovoltaïques (PV) ont évolué des petites installations résidentielles vers les grandes centrales de production, la technologie des onduleurs a connu d'importants développements. Si leur fonction principale reste la conversion de la puissance CC produite par les modules photovoltaïques en puissance CA compatible avec le réseau, les systèmes PV modernes exigent bien davantage qu'une simple conversion. Les onduleurs actuels doivent maximiser la récolte énergétique, s'adapter à différentes configurations de champs, améliorer la fiabilité, faciliter la surveillance et assurer des fonctions avancées de soutien au réseau. La diversité des installations photovoltaïques a conduit au développement de plusieurs topologies d'onduleurs, chacune adaptée à des exigences techniques et économiques spécifiques. La taille du système, l'ombrage, la flexibilité d'installation, les besoins de maintenance, le rendement et le coût influencent tous le choix de l'architecture.

1.1 Technologie des onduleurs centralisés

Les onduleurs centralisés constituent l'une des topologies les plus anciennes et les plus largement adoptées dans les grandes centrales photovoltaïques. Dans cette configuration, de nombreuses chaînes PV sont raccordées en parallèle par l'intermédiaire d'un coffret de regroupement, puis la puissance CC combinée est acheminée vers un seul onduleur de forte puissance. Celui-ci réalise la conversion CC-CA et injecte la puissance produite dans le réseau public par un point de raccordement commun. La Figure 5.1 représente une configuration typique d'onduleur centralisé.

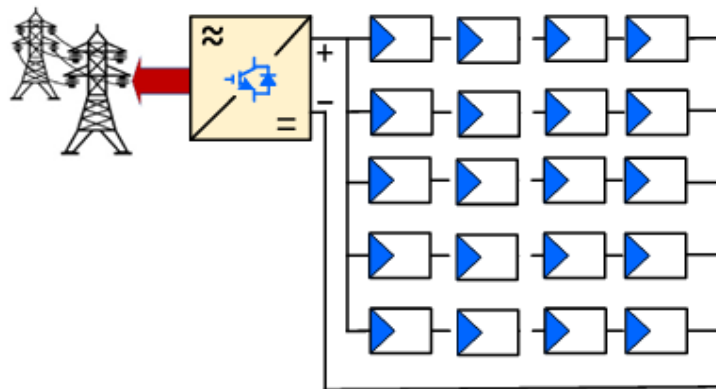


Figure 5.1 : Configuration d'un onduleur PV centralisé

Comme un seul onduleur est nécessaire, l'architecture globale du système est relativement simple et les coûts d'installation sont généralement inférieurs à ceux des configurations distribuées. Les onduleurs centralisés sont couramment utilisés dans les centrales solaires de grande puissance où des centaines ou des milliers de modules fonctionnent dans des conditions environnementales semblables. L'architecture centralisée simplifie également l'intégration du système et permet au personnel de maintenance d'accéder à l'onduleur sans pénétrer dans le champ PV. Toutefois, toutes les chaînes partageant un même onduleur et un unique MPPT, les performances globales du système

sont fortement influencées par la chaîne la moins performante. Un ombrage partiel, une désadaptation des modules, l'accumulation de poussière ou un défaut touchant une petite partie du champ peuvent réduire la puissance de l'ensemble du système. En outre, une défaillance de l'onduleur central entraîne l'arrêt complet de la centrale PV jusqu'à sa réparation. Les onduleurs centralisés conviennent donc surtout aux installations bénéficiant d'une irradiance uniforme, d'un ombrage minimal et de fortes puissances, lorsque le coût et la simplicité constituent les principaux critères de conception.

1.2 Configuration à onduleurs de chaîne

Les onduleurs de chaîne ont été développés pour surmonter plusieurs limites des systèmes centralisés. Dans cette configuration, chaque chaîne PV est raccordée à son propre onduleur et peut donc fonctionner indépendamment, comme l'illustre la Figure 5.2. Chaque onduleur intègre ainsi son propre contrôleur MPPT, qui optimise continuellement le point de fonctionnement de la chaîne correspondante.

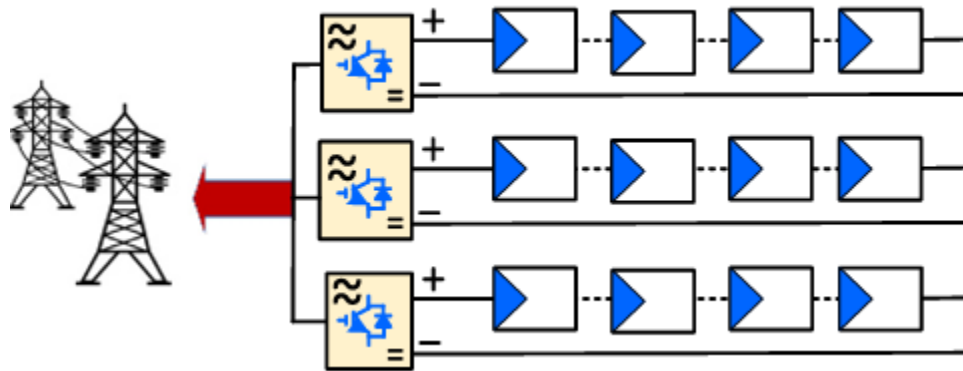


Figure 5.2 : Configuration typique d'un système PV à onduleurs de chaîne

L'utilisation de plusieurs onduleurs de chaîne améliore la flexibilité du système et réduit les pertes de désadaptation entre chaînes. Si une chaîne subit un ombrage partiel ou une baisse de performance due à l'encrassement ou à la dégradation d'un module, seule cette chaîne est affectée, tandis que les autres continuent à fonctionner à leur point de puissance maximale respectif. Cette architecture accroît donc la production globale, en particulier lorsque les conditions environnementales varient sur le champ PV. Les onduleurs de chaîne sont devenus une solution privilégiée pour les installations résidentielles et commerciales, car ils offrent un bon compromis entre rendement, fiabilité, coût d'installation et maintenance. Leur conception modulaire facilite également les extensions futures par ajout de nouvelles chaînes sans remplacement de l'ensemble du système. L'ombrage à l'intérieur d'une même chaîne affecte toutefois tous les modules de cette chaîne puisqu'ils partagent le même courant. Bien que les pertes soient nettement inférieures à celles d'un système centralisé, l'élimination complète des pertes de désadaptation exige une électronique de puissance au niveau module.

1.3 Micro-onduleurs et onduleurs au niveau module

Les micro-onduleurs représentent l'architecture d'onduleur la plus décentralisée actuellement utilisée dans les systèmes photovoltaïques. Au lieu de raccorder plusieurs modules à un onduleur commun, chaque module solaire est équipé de son propre onduleur. La puissance CC produite par chaque module est donc convertie directement en puissance CA avant d'être combinée avec les sorties des autres modules. La Figure 5.3 illustre un système PV typique utilisant des micro-onduleurs.

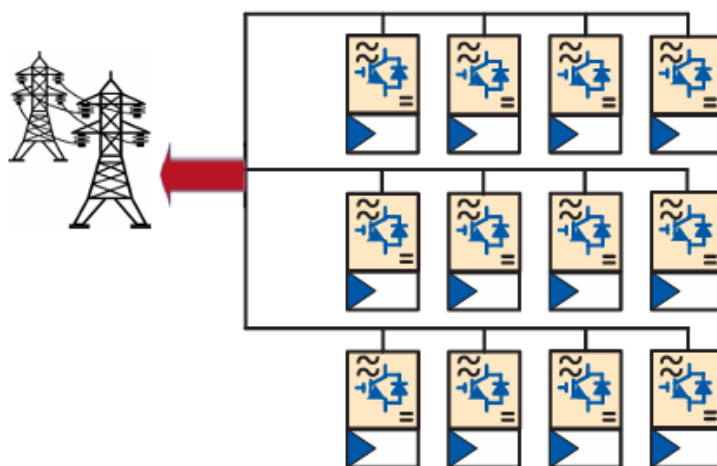


Figure 5.3 : Configuration à micro-onduleurs

Chaque module fonctionnant indépendamment, son onduleur réalise son propre MPPT, ce qui permet à chaque panneau PV de produire continuellement la puissance maximale disponible, indépendamment des conditions des modules voisins. Cette approche réduit fortement la désadaptation. La surveillance au niveau module facilite également la détection rapide des défauts et la maintenance en identifiant individuellement les panneaux sous-performants. Les principaux inconvénients sont un investissement initial plus élevé et un nombre accru de dispositifs électroniques répartis dans le champ PV. Leur remplacement ou leur maintenance peut nécessiter un accès aux installations en toiture, ce qui peut augmenter la complexité des interventions. Les micro-onduleurs sont donc principalement adoptés dans les systèmes résidentiels, les bâtiments à géométrie de toiture complexe et les installations où l'ombrage partiel est inévitable.

Le Tableau 5.1 compare les différentes topologies d'onduleurs et présente leurs principaux avantages et inconvénients.

Tableau 5.1 : Comparaison des différentes topologies d'onduleurs dans un système PV

Configuration	Avantages	Inconvénients
Centralisé	Applications à haute tension et forte puissance ; architecture simple.	Câbles CC haute tension ; pertes élevées dues au MPPT commun ; désadaptation des modules ; conception peu flexible ; pertes dans les diodes de chaîne.
Chaîne	Coût inférieur au centralisé ; rendement global plus élevé ; MPPT individuels.	Le gain de tension élevé requis peut réduire le rendement global et augmenter le coût par kW produit.
Niveau module	Faibles coûts de fabrication et de vente ; pertes minimales ; extraction maximale de la puissance du module PV ; extension facile du système.	Rendement global réduit ; gain de tension élevé ; coût d'installation supérieur ; principal défi : développer un onduleur capable d'élever une très faible tension.
Multi-chaînes	Chaque chaîne peut être commandée séparément ; intégration de chaînes de technologies et d'orientations différentes ; petit condensateur de liaison CC ; meilleure récolte d'énergie grâce au MPPT local.	L'utilisation conjointe de convertisseurs CC-CC et CC-CA augmente le coût par kW de l'onduleur.

Note technique 1

Un onduleur multi-chaînes étend le concept conventionnel de l'onduleur de chaîne en intégrant, pour chaque chaîne PV, un convertisseur CC-CC dédié avec son propre contrôleur MPPT avant le raccordement de toutes les chaînes à un onduleur CC-CA commun. Chaque chaîne peut ainsi fonctionner à son propre point de puissance maximale, ce qui réduit les pertes de désadaptation. Les architectures multi-chaînes offrent une plus grande flexibilité de conception et sont couramment utilisées dans les installations photovoltaïques commerciales de puissance moyenne.

2 Conversion CC-CC et technologies MPPT

2.1 Topologies de convertisseurs CC-CC pour systèmes PV

Le convertisseur CC-CC est placé entre le champ PV et l'onduleur ou le système de stockage par batteries. En commandant le rapport cyclique de commutation, il ajuste la tension de fonctionnement du champ PV afin que celui-ci fonctionne au point de puissance maximale ou à proximité. Plusieurs topologies existent ; les convertisseurs Buck, Boost et Buck-Boost sont les plus utilisés dans les applications photovoltaïques. Les schémas équivalents de ces convertisseurs sont présentés à la Figure 5.4.

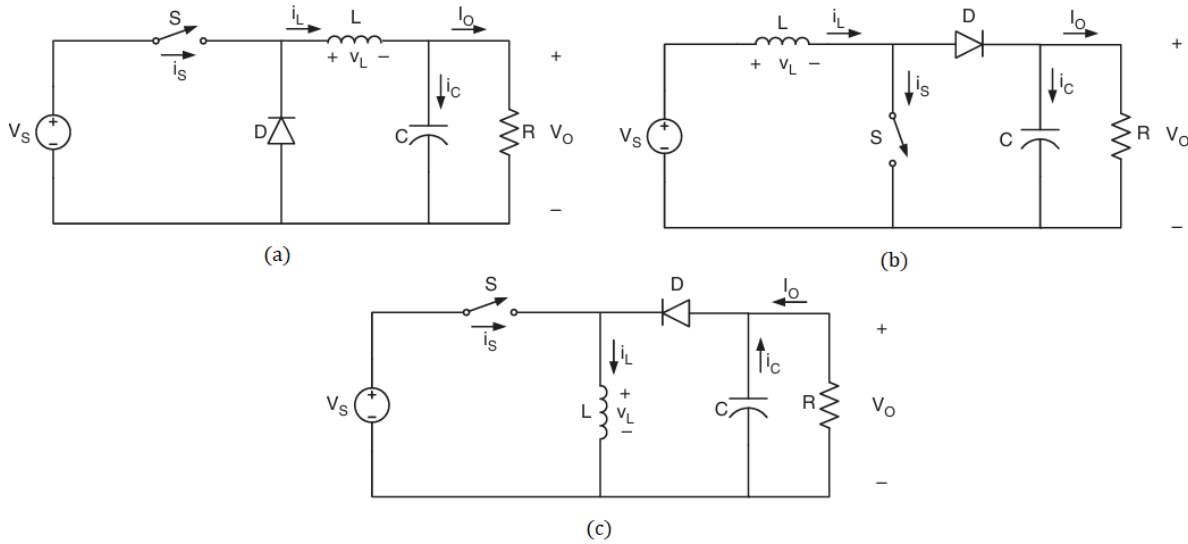


Figure 5.4 : Topologies de convertisseurs d'un système PV : a) Buck ; b) Boost ; c) Buck-Boost

2.1.1 Convertisseur Buck (abaisseur)

Le convertisseur Buck est un convertisseur CC-CC abaisseur : sa tension de sortie est toujours inférieure à sa tension d'entrée. Il comprend un interrupteur semi-conducteur commandé, une diode, une inductance et un condensateur de sortie. Pendant le fonctionnement, l'interrupteur alterne les phases de stockage d'énergie dans l'inductance et de transfert vers la charge afin de produire une tension de sortie régulée plus faible. Pour un convertisseur Buck idéal fonctionnant en mode de conduction continue (CCM), le rapport de conversion de tension est :

$$V_o = D \cdot V_s \quad (1)$$

où V_o est la tension de sortie et D le rapport cyclique de l'interrupteur, compris entre 0 et 1. La tension de sortie étant proportionnelle au rapport cyclique, son augmentation accroît la tension de sortie tout en la maintenant inférieure à la tension d'entrée. Les convertisseurs Buck sont couramment utilisés pour la charge de batteries PV, les charges CC basse tension et les contrôleurs MPPT lorsque la tension du champ PV est supérieure à celle requise par la charge. Leur structure simple, leur rendement élevé et leur commande aisée les rendent adaptés à de nombreuses applications PV de faible et moyenne puissance. Toutefois,

comme le convertisseur ne peut qu'abaisser la tension, sa plage de fonctionnement est limitée lorsque la tension PV devient inférieure à la tension de sortie requise. Le convertisseur Buck présente également l'inconvénient de générer des perturbations électromagnétiques importantes en raison de la forme pulsée du courant côté source.

2.1.2 Convertisseur Boost (élevateur)

Le convertisseur Boost est un convertisseur élévateur qui porte la tension d'entrée à une tension de sortie supérieure. Il stocke de l'énergie dans l'inductance lorsque l'interrupteur est à l'état passant et restitue cette énergie à la sortie lorsque l'interrupteur est bloqué, ce qui produit une tension de sortie supérieure à la tension d'entrée. La relation entre les tensions de sortie et d'entrée est définie par l'Éq. (2).

$$V_o = \frac{V_s}{1 - D} \quad (2)$$

Lorsque le rapport cyclique augmente, la tension de sortie augmente également. Les convertisseurs Boost sont largement utilisés dans les systèmes PV raccordés au réseau, car la tension CC fournie par une chaîne PV est généralement inférieure à celle requise par la liaison CC de l'onduleur. Le convertisseur Boost élève donc la tension PV tout en mettant en œuvre la commande MPPT.

L'un des principaux avantages du convertisseur Boost est sa capacité à interfacier des champs PV basse tension avec des bus CC de tension plus élevée. Cependant, l'interrupteur subit une contrainte de tension relativement importante ; sa résistance à l'état passant plus élevée augmente les pertes par conduction. S'ajoutent les problèmes de recouvrement inverse de la diode de sortie, les pertes dues à l'inductance de fuite et aux capacités parasites, ainsi qu'un courant de sortie discontinu qui nécessite un condensateur de filtrage plus important pour réduire l'ondulation de tension.

2.1.3 Convertisseur Buck-Boost (abaisseur-élevateur)

Le convertisseur Buck-Boost combine les fonctions des convertisseurs Buck et Boost. En ajustant le rapport cyclique, il peut abaisser ou élever la tension de sortie selon les conditions de fonctionnement, ce qui le rend très flexible pour les applications PV où la tension d'entrée varie sur une large plage. Pour le convertisseur Buck-Boost conventionnel, la tension de sortie est définie par :

$$V_o = -\frac{D}{1 - D} V_s \quad (3)$$

Le signe négatif indique que la polarité de sortie est inversée par rapport à l'entrée. Dans les applications PV pratiques, des topologies Buck-Boost non inverseuses modifiées sont couramment utilisées afin de conserver la même polarité de sortie tout en maintenant la capacité d'élever ou d'abaisser la tension.

Grâce à cette flexibilité, les convertisseurs Buck-Boost sont largement adoptés dans les systèmes PV autonomes, les applications alimentées par batteries et les systèmes d'énergie renouvelable soumis à de fortes variations d'irradiance et de température. Leur capacité à maintenir la tension de fonctionnement souhaitée sur une large plage de conditions d'entrée les rend particulièrement adaptés à une mise en œuvre efficace du MPPT.

2.2 Systèmes multi-MPPT

Le MPPT est essentiel pour garantir que les systèmes PV fonctionnent à leur puissance maximale disponible malgré la variation des conditions environnementales. À mesure que les installations deviennent plus grandes et plus complexes, notamment dans les applications commerciales et de grande puissance, différentes zones du champ PV peuvent recevoir des irradiances inégales en raison de l'ombrage, de l'encrassement ou du vieillissement des modules. Dans ces conditions, l'utilisation d'un seul contrôleur MPPT pour l'ensemble du champ ne permet pas toujours d'obtenir la meilleure production possible. Les systèmes modernes utilisent donc de plus en plus plusieurs contrôleurs MPPT, permettant à différentes sections du champ de fonctionner indépendamment à leur propre point de puissance maximale. La Figure 5.5 compare les architectures à MPPT unique et à multi-MPPT dans un système PV.

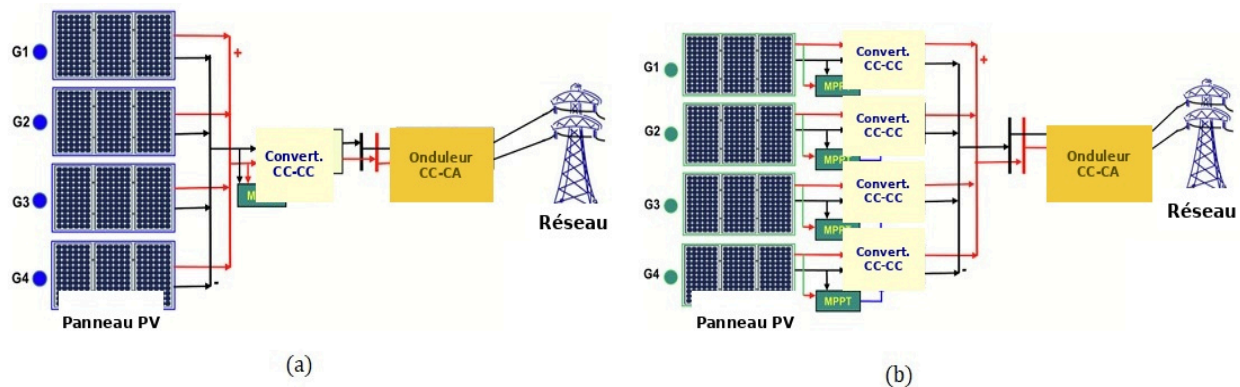


Figure 5.5 : Architecture a) à MPPT unique et b) multi-MPPT

Une architecture à MPPT unique utilise un seul contrôleur pour réguler simultanément le point de fonctionnement de l'ensemble du champ PV ou de plusieurs chaînes raccordées. Le contrôleur ajuste en continu la tension de fonctionnement par l'intermédiaire du convertisseur CC-CC afin que le champ combiné fonctionne près de son point de puissance maximale. Cette configuration est courante dans les systèmes résidentiels et les petites installations commerciales où tous les modules sont soumis à des irradiances et températures presque identiques. Sous conditions uniformes, un MPPT unique fournit des performances satisfaisantes avec une architecture relativement simple et peu de composants de commande.

Une configuration multi-MPPT attribue un contrôleur MPPT indépendant à chaque chaîne PV ou groupe de modules. Chaque contrôleur détermine en continu le point de fonctionnement optimal de la chaîne associée, permettant à chaque section du champ de fonctionner indépendamment des conditions rencontrées par les autres chaînes. Cette approche est

particulièrement avantageuse dans les grandes centrales PV et dans les installations dont les champs présentent des orientations différentes ou subissent fréquemment un ombrage partiel. Chaque chaîne fonctionnant indépendamment, les variations d'irradiance ou de température n'affectent que la chaîne concernée et non l'ensemble du système PV. Bien que l'utilisation de plusieurs MPPT accroisse la complexité des convertisseurs et le coût du système, l'amélioration de la production justifie souvent cet investissement supplémentaire, notamment lorsque les conditions de fonctionnement sont non uniformes. Les architectures multi-MPPT sont ainsi devenues la solution standard des onduleurs de chaîne modernes et de nombreuses grandes installations photovoltaïques.

Note technique 2

Les développements récents du MPPT dépassent les algorithmes de commande conventionnels. Les systèmes photovoltaïques modernes utilisent de plus en plus des techniques MPPT intelligentes fondées sur l'intelligence artificielle et des méthodes d'optimisation afin d'améliorer la précision du suivi lorsque les conditions environnementales changent rapidement. Ces approches comprennent l'apprentissage automatique, l'apprentissage profond, la logique floue, les réseaux de neurones artificiels, les algorithmes génétiques, l'optimisation par essaim particulaire et des techniques hybrides. Par rapport aux méthodes classiques telles que Perturb and Observe et la conductance incrémentale, elles peuvent mieux identifier le point de puissance maximale global sous ombrage partiel. Elles exigent toutefois davantage de capacités de calcul, une mise en œuvre plus complexe et des coûts de traitement supérieurs. Les algorithmes conventionnels restent donc privilégiés dans la plupart des systèmes commerciaux, tandis que les méthodes intelligentes sont surtout utilisées en recherche avancée et dans des installations photovoltaïques à hautes performances.

2.3 Optimiseurs de puissance et commande au niveau module

Les optimiseurs de puissance sont des convertisseurs CC-CC installés directement au niveau de chaque module PV afin de maximiser indépendamment l'énergie extraite de chaque panneau. Contrairement aux systèmes conventionnels à chaînes, dans lesquels tous les modules fonctionnent au même courant, un optimiseur réalise un MPPT séparé pour chaque module avant d'acheminer la puissance CC conditionnée vers un onduleur de chaîne centralisé. Chaque module peut ainsi fonctionner à son propre point de puissance maximale indépendamment des conditions des modules voisins. La Figure 5.6 illustre un système PV équipé d'optimiseurs.

Le principal avantage des optimiseurs de puissance est leur capacité à réduire les pertes de désadaptation dues à l'ombrage partiel. Dans une chaîne conventionnelle, la baisse de performance d'un seul module limite la puissance de toute la chaîne. Avec des optimiseurs, chaque module est commandé indépendamment, de sorte que la dégradation d'un panneau n'affecte pas les autres. Une production globale plus élevée peut ainsi être obtenue, en particulier dans les installations fréquemment soumises à l'ombrage ou à des conditions non uniformes.

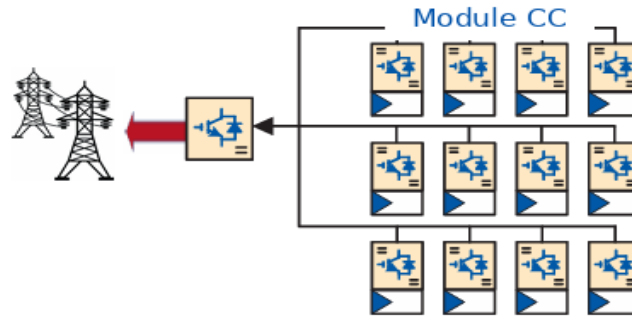


Figure 5.6 : Schéma d'un système PV intégrant des optimiseurs de puissance

En plus d'améliorer la récolte énergétique, les optimiseurs de puissance régulent la tension de sortie de chaque module PV et permettent de maintenir la tension de chaîne dans la plage de fonctionnement souhaitée de l'onduleur central. Cela simplifie le fonctionnement, améliore les performances MPPT et augmente la flexibilité globale. La puissance CC étant toujours transmise à un onduleur centralisé, le système conserve le rendement de conversion élevé et le coût relativement faible des architectures à onduleurs de chaîne tout en bénéficiant d'une optimisation au niveau module. Les optimiseurs représentent ainsi une solution intermédiaire entre les onduleurs de chaîne conventionnels et les micro-onduleurs. Ils associent de nombreux avantages de la commande au niveau module à la simplicité et au rendement d'une conversion CC-CA centralisée, ce qui explique leur adoption dans les systèmes PV résidentiels et commerciaux modernes lorsque la maximisation de la production et la réduction des pertes de désadaptation sont des objectifs importants.

3 Interface réseau et qualité de l'énergie

Les systèmes PV raccordés au réseau utilisent des onduleurs d'électronique de puissance pour convertir la puissance CC produite par les modules solaires en puissance CA compatible avec le réseau public. Outre la conversion d'énergie, les onduleurs modernes assurent plusieurs fonctions essentielles d'interface réseau : synchronisation, atténuation des harmoniques, régulation de tension et commande de la puissance réactive. Ces fonctions garantissent que la puissance injectée satisfait aux codes réseau tout en préservant la stabilité et la fiabilité du système électrique.

3.1 Synchronisation avec le réseau

Avant qu'un onduleur PV puisse fournir de la puissance au réseau public, sa sortie doit être synchronisée avec celui-ci. La synchronisation garantit que la tension de sortie de l'onduleur possède la même fréquence, le même angle de phase, la même amplitude et la même séquence de phases que le réseau. Une synchronisation incorrecte peut provoquer des courants de circulation, le déclenchement des protections et un fonctionnement instable.

Les onduleurs PV modernes raccordés au réseau utilisent une boucle à verrouillage de phase (PLL) pour mesurer continuellement la tension du réseau et estimer son angle de phase instantané et sa fréquence. À partir de ces informations, le contrôleur ajuste les signaux de commutation générés par la modulation de largeur d'impulsion afin que la sortie reste synchronisée même lors de faibles variations de tension ou de fréquence. La synchronisation est indispensable non seulement à une injection sûre de puissance, mais aussi à la mise en œuvre de fonctions avancées telles que le soutien de puissance réactive, la régulation de puissance active et les services de soutien au réseau. Les principales exigences sont résumées au Tableau 5.2.

Tableau 5.2 : Paramètres de synchronisation au réseau

Paramètre	Description
Séquence des phases	La rotation des phases de la sortie de l'onduleur doit correspondre à celle du réseau triphasé.
Amplitude de tension	La tension de sortie de l'onduleur doit être proche de la tension du réseau avant l'injection de puissance.
Fréquence	La fréquence de sortie de l'onduleur doit être égale à celle du réseau afin d'assurer un fonctionnement stable.
Angle de phase	La différence de phase entre la tension de l'onduleur et celle du réseau doit être approximativement nulle lors de la synchronisation.

3.2 Qualité de l'énergie et atténuation des perturbations

La qualité de l'énergie désigne la capacité d'un système électrique à fournir une tension et un courant présentant l'amplitude, la fréquence, la forme d'onde et la continuité requises pour le fonctionnement fiable des équipements. Une mauvaise qualité peut entraîner une surchauffe, une baisse de rendement et le dysfonctionnement d'équipements électroniques sensibles. Les onduleurs PV modernes intègrent donc des techniques avancées de commande et de filtrage afin que la puissance injectée soit conforme aux normes internationales du réseau.

Bien que la sortie souhaitée d'un onduleur PV soit une forme d'onde sinusoïdale pure, la commutation à haute fréquence des semi-conducteurs génère des composantes harmoniques. Ces harmoniques déforment le courant et la tension de sortie, augmentent les pertes des équipements et peuvent perturber les charges sensibles si elles ne sont pas correctement filtrées. La qualité de la sortie est couramment évaluée par le taux de distorsion harmonique total (THD). Un THD faible indique une forme d'onde plus proche de la sinusoïde idéale et donc une meilleure qualité de l'énergie. Pour réduire la distorsion, la commutation PWM est associée à des filtres de sortie placés entre l'onduleur et le réseau. Les onduleurs PV modernes raccordés au réseau utilisent fréquemment un filtre LCL, représenté à la Figure 5.7, afin d'atténuer les harmoniques de haute fréquence produits par la PWM.

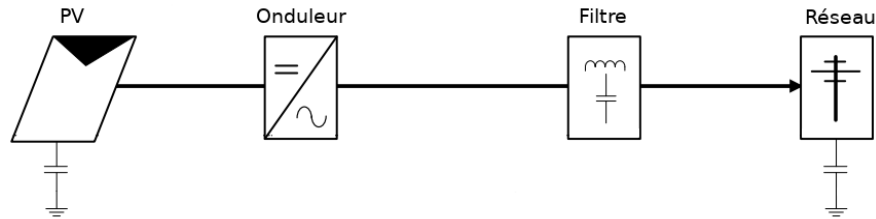


Figure 5.7 : Filtre harmonique compensant le contenu harmonique de l'onduleur

Le filtre LCL comprend une inductance côté onduleur (L_i), une inductance côté réseau (L_g) et une capacité (C_f). L'association L_g - C_f est considérée comme un filtre passe-bas du deuxième ordre. Le rapport entre les inductances côté réseau et côté convertisseur dépend de l'atténuation souhaitée de l'ondulation du courant. L'inductance côté onduleur limite l'ondulation de courant due à la commutation, le condensateur offre une faible impédance aux composantes harmoniques de haute fréquence et l'inductance côté réseau atténue encore les harmoniques résiduels avant l'injection dans le réseau public. Pour un dimensionnement préliminaire, des équations simplifiées du filtre LCL sont couramment utilisées, comme dans les Éq. (4-5).

$$L_i = \frac{V_g}{2\sqrt{6}f_s I_{ripple}} \quad (4)$$

$$C_f = \frac{0.05}{\omega_n Z_{base}} \quad (5)$$

où V_g est la tension efficace de phase du réseau, f_s la fréquence de commutation de l'onduleur, I_{ripple} la valeur crête de l'ondulation de courant et ω_n la fréquence de fonctionnement. Z_{base} est calculée par :

$$Z_{base} = \frac{V_{g,LL}^2}{P} \quad (6)$$

$V_{g,LL}$ est la tension composée du réseau et P_n la puissance nominale de l'onduleur. Ces expressions fournissent une première estimation des paramètres du filtre, généralement affinée par des analyses harmoniques détaillées et des études de stabilité lors de la conception de l'onduleur.

Note technique 3

Le filtre L, constitué d'une seule inductance série, offre une solution simple et fiable, mais exige une inductance relativement élevée pour obtenir une atténuation harmonique suffisante. Le filtre LC améliore le filtrage par l'ajout d'un condensateur en dérivation ; il supprime mieux les harmoniques qu'un filtre L, mais peut introduire une résonance. Le filtre LCL, qui associe deux inductances et un condensateur, est la topologie la plus utilisée dans les systèmes PV modernes, car il assure une atténuation harmonique supérieure avec des composants passifs plus petits, ce qui réduit la distorsion du courant, augmente le rendement et rend la conception plus compacte. Malgré la nécessité d'un amortissement de la résonance, le filtre LCL est devenu la solution privilégiée pour les onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau.

3.3 Facteur de puissance et régulation de puissance réactive

Les onduleurs PV modernes raccordés au réseau peuvent fournir non seulement la puissance active produite par le champ photovoltaïque, mais aussi un soutien en puissance réactive afin d'améliorer la régulation de tension du réseau et de maintenir le facteur de puissance souhaité. Cette capacité est assurée par des stratégies avancées de commande, couramment désignées Watt-Var, qui ajustent dynamiquement la puissance réactive de l'onduleur selon les conditions du réseau. Le schéma de commande Watt-Var de la Figure 5.8 comprend trois phases de fonctionnement.

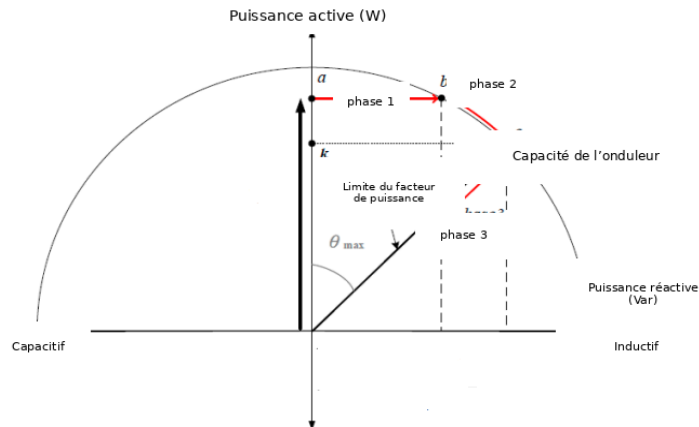


Figure 5.8 : Schéma de commande Watt-Var d'un onduleur moderne

En fonctionnement normal, l'onduleur fournit la puissance active maximale disponible du champ PV tout en maintenant un facteur de puissance unitaire ou proche de l'unité. Lorsque la forte production PV fait dépasser à la tension du point de couplage commun la limite admissible, l'onduleur commence à fournir ou absorber de la puissance réactive afin de réguler la tension sans réduire initialement la puissance active (Phase 1). Tant qu'une capacité suffisante de l'onduleur est disponible, la compensation réactive est prioritaire tout en maintenant l'extraction de puissance maximale. Si l'onduleur atteint sa limite de puissance apparente et qu'un soutien de tension supplémentaire reste nécessaire, la stratégie entre dans une deuxième région où la puissance réactive est encore augmentée en réduisant progressivement la puissance active (Phase 2). L'onduleur reste ainsi dans sa capacité nominale tout en continuant à soutenir la stabilité de tension. Lorsque le facteur de puissance minimal admissible est atteint, le contrôleur maintient ce facteur à sa limite et réduit proportionnellement les puissances active et réactive (Phase 3). Ce mode protège l'onduleur contre le dépassement de ses limites thermiques et électriques dans des conditions de réseau sévères.

La stratégie Watt-Var permet aux onduleurs PV de contribuer activement à la régulation de tension, d'améliorer le facteur de puissance et de renforcer la stabilité des réseaux de distribution, en particulier lorsque la pénétration de la production photovoltaïque est élevée.

4 Fonctions de soutien au réseau de l'électronique de puissance PV

Outre la conversion de la puissance CC produite par les champs PV en puissance CA, les onduleurs PV modernes raccordés au réseau contribuent au fonctionnement stable des systèmes électriques. Avec l'augmentation de la pénétration photovoltaïque, les codes réseau exigent que les onduleurs soutiennent le réseau en fonctionnement normal et lors de perturbations temporaires au lieu de se déconnecter simplement. Des stratégies avancées ont donc été développées pour réguler la tension, soutenir la stabilité de fréquence et maintenir le fonctionnement pendant les défauts du réseau. Parmi les fonctions les plus importantes figurent la tenue aux creux de tension, la commande Volt-Var et le soutien de fréquence avec écrêtement de puissance active.

4.1 Tenue aux creux de tension (LVRT)

La LVRT, également appelée tenue aux défauts (FRT), est la capacité d'un onduleur PV raccordé au réseau à rester connecté pendant des creux de tension de courte durée. Dans les anciennes installations PV, les onduleurs étaient conçus pour se déconnecter immédiatement lorsque la tension du réseau passait sous un seuil prédéfini. Avec la contribution croissante du photovoltaïque au réseau, la déconnexion simultanée de nombreux systèmes pendant un défaut peut toutefois réduire la production disponible et dégrader la stabilité du système.

Les codes réseau modernes exigent donc que les onduleurs PV restent connectés pendant les perturbations temporaires de tension pendant une durée spécifiée tout en continuant à soutenir le réseau. Lors d'un creux de tension, l'onduleur limite son courant de sortie, régule la tension de la liaison CC et injecte un courant réactif pour faciliter le rétablissement de la tension. Une fois le défaut éliminé et la tension revenue dans une plage acceptable, l'onduleur reprend son fonctionnement normal sans interruption. La Figure 5.9 illustre une exigence LVRT typique.

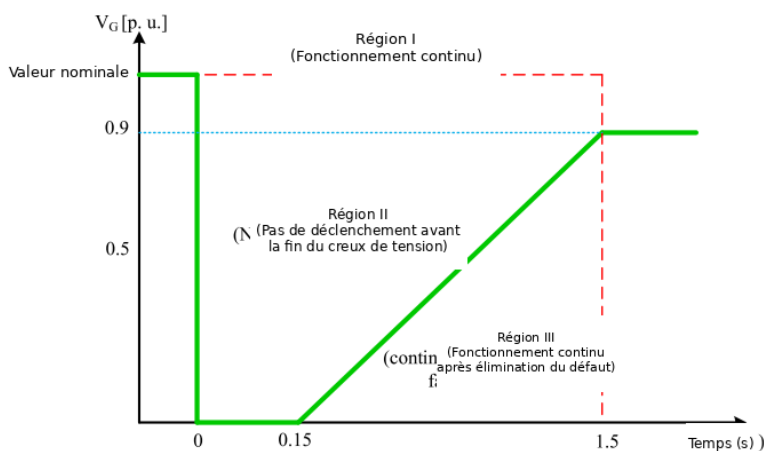


Figure 5.9 : Critère de tenue aux défauts (FRT)

En conditions normales (Région I), l'onduleur fonctionne en continu à la tension nominale. Lors d'un creux de tension (Région II), il doit rester connecté pendant la durée spécifiée tandis que le défaut est éliminé. Si la tension se rétablit à environ 90 % de sa valeur nominale dans le temps requis (Région III), le fonctionnement continu est maintenu ; sinon, l'onduleur se déconnecte afin de protéger les équipements et le réseau.

Note technique 5

Pour satisfaire aux exigences LVRT, les contrôleurs d'onduleurs utilisent plusieurs stratégies de protection et de commande : détection rapide des défauts, limitation du courant de l'onduleur pendant les défauts réseau, régulation de la tension de liaison CC afin d'éviter les surtensions et injection contrôlée de courant réactif pour faciliter le rétablissement de la tension. Ensemble, ces fonctions permettent à l'onduleur de rester synchronisé avec le réseau tout en protégeant ses semi-conducteurs et en assurant un fonctionnement fiable pendant les perturbations transitoires.

4.2 Commande Volt-Var

La commande Volt-Var est une fonction de l'onduleur qui régule la tension au point de couplage commun en commandant l'échange de puissance réactive avec le réseau public. Au lieu de fonctionner avec un facteur de puissance fixe, l'onduleur surveille en continu la tension du réseau et ajuste sa puissance réactive selon une caractéristique tension-puissance réactive prédéfinie.

Lorsque la tension du réseau dépasse sa valeur nominale, l'onduleur absorbe de la puissance réactive pour la réduire. À l'inverse, lorsque la tension est inférieure à la plage souhaitée, il fournit de la puissance réactive afin de soutenir son rétablissement. Lorsque la tension au PCC est proche de la valeur nominale, la puissance réactive est généralement nulle et l'onduleur fournit principalement de la puissance active, comme le montre la Figure 5.10.

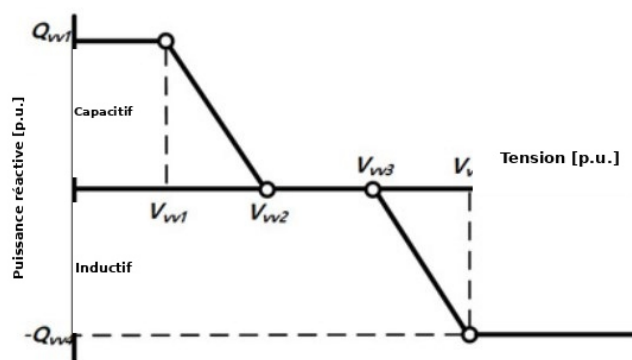


Figure 5.10 : Courbe caractéristique Volt-Var courante

La commande Volt-Var améliore le profil de tension, atténue les fluctuations provoquées par les variations de production solaire et augmente la capacité du réseau à accueillir une pénétration PV plus élevée sans dépasser les limites de tension.

4.3 Soutien de fréquence et commande d'écèlement

La fréquence d'un système électrique dépend de l'équilibre entre la puissance produite et la demande de charge. Lorsque la production dépasse la demande, la fréquence augmente ; lorsqu'elle est insuffisante, la fréquence diminue. À mesure que la pénétration PV augmente, les onduleurs doivent contribuer à la régulation de fréquence en ajustant leur puissance active selon les conditions du réseau.

Le soutien de fréquence est couramment assuré par une commande fréquence-puissance (Frequency-Watt ou Watt-Frequency), semblable à celle de la Figure 5.10, dans laquelle l'onduleur réduit automatiquement sa puissance active lorsque la fréquence du réseau dépasse sa valeur nominale. Cette réduction volontaire, appelée écèlement de puissance, contribue à rétablir l'équilibre entre production et demande et à éviter des écarts de fréquence excessifs. De même, en sous-fréquence, les codes réseau modernes exigent que les onduleurs PV restent connectés dans des plages de fonctionnement spécifiées au lieu de se déconnecter immédiatement. En maintenant la synchronisation et en répondant aux variations de fréquence par une régulation contrôlée de la puissance active, les onduleurs PV contribuent à améliorer la stabilité de fréquence et la fiabilité des systèmes électriques modernes.

5 Fiabilité et technologies émergentes

5.1 Gestion thermique

Les dispositifs d'électronique de puissance produisent inévitablement de la chaleur pendant le fonctionnement en raison des pertes par conduction et par commutation dans les interrupteurs semi-conducteurs tels que les MOSFET et les IGBT. Si cette chaleur n'est pas dissipée efficacement, la température de jonction augmente, ce qui réduit le rendement, accélère le vieillissement des composants et peut conduire à une défaillance prématurée de l'onduleur. La gestion thermique est donc devenue l'un des aspects les plus importants de la conception d'onduleurs PV fiables.

Des températures de fonctionnement élevées réduisent non seulement la durée de vie des semi-conducteurs, mais accélèrent également la dégradation d'autres composants de l'onduleur, notamment les condensateurs électrolytiques, les joints de soudure, les fils de bonding et les composants magnétiques. De plus, les cycles thermiques répétés provoqués par les variations quotidiennes d'irradiance créent des contraintes mécaniques dues aux différents coefficients de dilatation thermique des matériaux d'encapsulation, ce qui constitue l'une des principales causes de défaillance des onduleurs.

Pour maintenir des températures sûres, les onduleurs PV modernes utilisent différentes techniques de refroidissement selon leur puissance et leur application. Les petits onduleurs résidentiels reposent souvent sur des dissipateurs passifs et la convection naturelle, tandis que les systèmes commerciaux et de grande puissance utilisent généralement une ventilation forcée ou un refroidissement liquide. Des développements récents intègrent aussi des caloducs, des chambres à vapeur et des matériaux d'interface thermique avancés afin de réduire davantage la résistance thermique. De nombreux onduleurs surveillent en permanence la température des semi-conducteurs et ajustent automatiquement leur fonctionnement pour éviter la surchauffe, ce qui prolonge leur durée de service et améliore la fiabilité.

5.2 Dispositifs semi-conducteurs à large bande interdite

Les onduleurs photovoltaïques conventionnels utilisent principalement des semi-conducteurs de puissance au silicium, tels que les MOSFET et les IGBT. Bien que cette technologie soit mature et rentable, la bande interdite relativement faible du silicium et son champ électrique critique limité réduisent la vitesse de commutation, augmentent les pertes par conduction et restreignent le fonctionnement à température élevée. Ces limites deviennent plus importantes à mesure que les systèmes PV recherchent un rendement supérieur, une densité de puissance accrue et des convertisseurs plus compacts.

Les matériaux semi-conducteurs à large bande interdite (WBG), notamment le carbure de silicium (SiC) et le nitrure de gallium (GaN), sont apparus comme des alternatives prometteuses aux dispositifs conventionnels au silicium. Leur bande interdite plus large permet des champs électriques de claquage nettement plus élevés et la réalisation de couches de blocage plus fines présentant une résistance à l'état passant beaucoup plus faible. Les dispositifs WBG offrent ainsi des pertes de conduction et de commutation plus faibles, des fréquences de commutation plus élevées et de meilleures performances thermiques.

que les dispositifs au silicium. La Figure 5.11 présente la limite unipolaire en fonction de la résistance à l'état passant et de la tension de claquage pour le silicium et deux matériaux WBG, le SiC et le GaN.

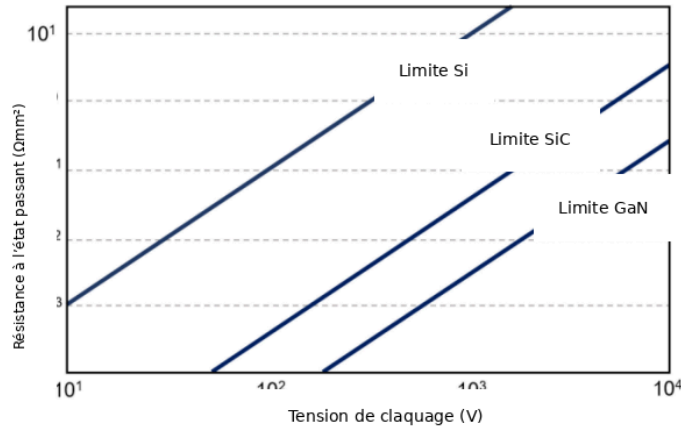


Figure 5.11 : Résistance spécifique à l'état passant en fonction de la tension de claquage pour Si, SiC et GaN

L'un des principaux avantages des semi-conducteurs WBG est leur capacité à fonctionner à des fréquences de commutation beaucoup plus élevées. Une fréquence plus élevée réduit la taille nécessaire des composants passifs, en particulier les inductances et les condensateurs, ce qui permet des onduleurs plus compacts et plus légers. L'inductance requise d'un convertisseur CC-CC est inversement proportionnelle à la fréquence de commutation et peut être approximée par :

$$L = \frac{(V_g - V)D}{2\Delta i_L \cdot f_s} \quad (7)$$

où V_g est la tension d'entrée, V la tension de sortie, D le rapport cyclique, f_s la fréquence de commutation et Δi_L l'ondulation de courant admissible dans l'inductance. Cette équation montre clairement qu'une fréquence de commutation plus élevée réduit l'inductance requise, ce qui permet des composants magnétiques plus petits et une densité de puissance plus élevée.

Outre la réduction de la taille du convertisseur, les dispositifs WBG améliorent sensiblement le rendement de l'onduleur. Les onduleurs PV au silicium atteignent généralement des rendements de crête de 97 à 98 %, tandis que les onduleurs au SiC peuvent approcher 99 %. Plus important encore, les dispositifs WBG conservent un rendement très élevé à charge partielle, condition dans laquelle les systèmes PV fonctionnent pendant une part importante du temps. Cette amélioration accroît directement la production énergétique annuelle et réduit simultanément les besoins de refroidissement grâce à des pertes plus faibles. La Figure 5.12 compare le rendement de l'onduleur en fonction de la charge pour des solutions conventionnelles au silicium et des solutions WBG.

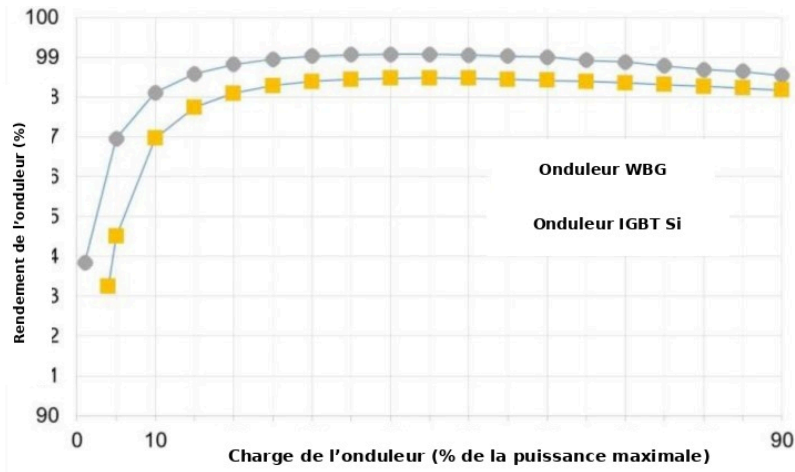


Figure 5.12 : Rendement d'un onduleur IGBT au silicium commercial et d'un onduleur WBG

5.3 Onduleurs intelligents et hybrides

La pénétration croissante de la production photovoltaïque distribuée a transformé le rôle de l'onduleur, qui n'est plus un simple dispositif de conversion mais une interface intelligente entre les systèmes d'énergie renouvelable et le réseau électrique. Les technologies modernes sont donc conçues non seulement pour maximiser le rendement de conversion, mais aussi pour fournir des fonctions avancées de surveillance, de communication et de gestion de l'énergie. Parmi elles, les onduleurs intelligents et hybrides représentent deux évolutions majeures qui améliorent à la fois l'exploitation du réseau et la flexibilité des systèmes PV.

Un onduleur intelligent est un onduleur raccordé au réseau doté de capacités avancées de mesure, de communication et de commande qui permettent une interaction continue avec le réseau public. En plus de convertir la puissance CC du champ PV en puissance CA synchronisée, il surveille en permanence la tension, la fréquence, la qualité de l'énergie et les conditions de fonctionnement. À partir de ces mesures, il ajuste automatiquement ses paramètres afin de respecter les exigences du réseau tout en maintenant un fonctionnement fiable. Contrairement aux onduleurs conventionnels, les onduleurs intelligents peuvent échanger des informations avec les opérateurs du réseau et les systèmes de gestion de l'énergie au moyen de protocoles de communication normalisés, permettant la surveillance à distance, le diagnostic, les mises à jour logicielles et une exploitation coordonnée du réseau. Ils intègrent également des fonctions avancées telles que la régulation de tension, le soutien de puissance réactive, la limitation de puissance active lors des perturbations de fréquence et la tenue aux défauts. Ces fonctions améliorent la stabilité de tension, réduisent l'impact d'une forte pénétration PV et facilitent l'intégration des ressources renouvelables distribuées dans les réseaux intelligents modernes.

Un onduleur hybride étend les capacités d'un onduleur conventionnel raccordé au réseau en intégrant le stockage par batteries au système PV, comme le montre la Figure 5.13. Au lieu

de gérer uniquement la puissance produite par le champ solaire, l'onduleur hybride commande simultanément les flux de puissance bidirectionnels entre les modules PV, le système de stockage par batteries, les charges locales et le réseau public. Cette configuration intégrée élimine le besoin d'un onduleur de batterie séparé, simplifie l'architecture et améliore la gestion globale de l'énergie. Pendant les périodes de forte production solaire, l'énergie photovoltaïque excédentaire peut être stockée dans la batterie plutôt qu'exportée directement vers le réseau. Lorsque la production solaire diminue ou que la demande augmente, l'énergie stockée alimente les charges locales, augmentant ainsi l'autoconsommation et réduisant l'énergie achetée au réseau. En outre, l'onduleur hybride peut fonctionner en mode îloté lors d'une coupure du réseau, ce qui permet aux charges essentielles de rester alimentées par le système PV et la batterie.

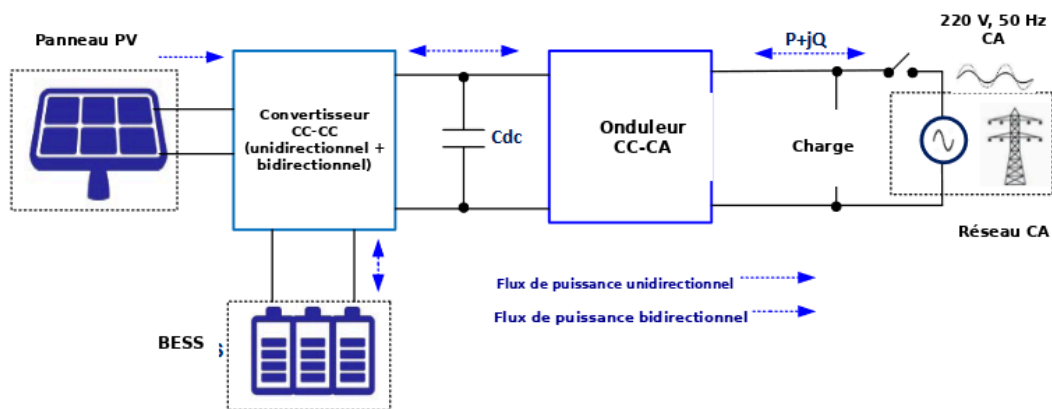


Figure 5.13 : Structure typique d'un onduleur hybride

Les principales caractéristiques d'une structure hybride sont les suivantes :

- Convertit l'électricité CC des panneaux solaires en CA et maximise la récolte d'énergie solaire.
- Stocke l'énergie solaire excédentaire dans les batteries pour une utilisation ultérieure et prélève de l'énergie sur le réseau lorsque nécessaire.
- Prend en charge la gestion intelligente de l'énergie et l'alimentation de secours lors des coupures.
- Assure une commutation automatique entre les modes raccordé au réseau, hors réseau et hybride selon la disponibilité et la demande.
- Est mis en œuvre à l'aide de microcontrôleurs assurant la surveillance en temps réel, la commande des flux de puissance et les algorithmes MPPT.

La stratégie de commande d'un onduleur hybride détermine continuellement le flux d'énergie optimal en fonction de la production solaire, de l'état de charge de la batterie, de la demande de charge, du prix de l'électricité et des conditions du réseau. Cette gestion intelligente permet des fonctions avancées telles que l'écrêtage des pointes, le déplacement de charge, l'alimentation de secours et la participation aux programmes de réponse à la demande. Par conséquent,

les onduleurs hybrides sont devenus une technologie clé pour les systèmes PV résidentiels et commerciaux intégrant un stockage par batteries et devraient jouer un rôle de plus en plus important dans les futurs systèmes d'énergie distribuée.

Résumé de la séance

Les technologies d'électronique de puissance constituent la base des systèmes PV modernes, permettant une conversion efficace de l'énergie, une intégration fiable au réseau et une commande avancée. Cette séance a examiné l'évolution des topologies d'onduleurs en présentant les caractéristiques et les applications des solutions centralisées, de chaîne, à micro-onduleurs et d'électronique de puissance au niveau module. Le rôle des convertisseurs CC-CC, notamment les topologies Buck, Boost et Buck-Boost, a été étudié dans le contexte de la régulation de tension et du suivi du point de puissance maximale, puis les architectures multi-MPPT et les optimiseurs de puissance ont été présentés comme moyens d'améliorer la récolte énergétique sous ombrage partiel et en présence de désadaptation. La séance a également traité des exigences d'interface réseau des onduleurs PV, notamment la synchronisation au réseau public, l'atténuation des harmoniques au moyen de filtres de sortie, ainsi que la régulation du facteur de puissance et de la puissance réactive. Ces fonctions permettent aux systèmes PV de respecter les codes réseau tout en maintenant une qualité de l'énergie acceptable et en contribuant à la stabilité du réseau. Des fonctions avancées de soutien, telles que la tenue aux creux de tension, la commande Volt-Var et le soutien de fréquence avec écrêtement de puissance active, ont été introduites comme des fonctions essentielles permettant aux systèmes PV de rester connectés pendant les perturbations et de contribuer activement à la stabilité de tension et de fréquence.

Enfin, les évolutions émergentes de la technologie des onduleurs ont été présentées, notamment les stratégies de gestion thermique, l'adoption de semi-conducteurs à large bande interdite et l'évolution vers des architectures intelligentes et hybrides. Les dispositifs à large bande interdite, tels que le carbure de silicium (SiC) et le nitrure de gallium (GaN), permettent des fréquences de commutation plus élevées, des pertes réduites, des composants passifs plus petits et un meilleur rendement de conversion. Les onduleurs intelligents et hybrides étendent en outre les fonctionnalités grâce à une gestion intégrée de l'énergie, à l'interface avec les batteries et à des capacités avancées de communication. Ensemble, ces progrès montrent que les onduleurs PV modernes ont évolué de simples unités de conversion vers des plateformes intelligentes de gestion de l'énergie capables de maximiser la production, d'améliorer la fiabilité et de soutenir l'exploitation future de réseaux à forte pénétration d'énergies renouvelables.

S2-06 Planification et implantation des centrales de production d'énergie solaire

Ce module présente de manière complète les étapes essentielles de la planification et de l'implantation des centrales de production d'énergie solaire. Les participants acquerront une compréhension approfondie de la sélection du site, des considérations de conception du système, de l'intégration au réseau et de l'évaluation économique, afin de contribuer efficacement au développement de projets solaires durables. À l'issue de ce module, les participants seront capables de :

- Identifier et évaluer les facteurs clés permettant de sélectionner un site optimal pour une centrale solaire.
- Comprendre les principes de l'évaluation de la ressource solaire et son influence sur les performances du système.
- Appliquer les notions de base relatives à l'implantation des panneaux, à l'analyse de l'ombrage et à l'espacement entre rangées.
- Reconnaître les principaux aspects du raccordement des centrales solaires au réseau électrique.
- Réaliser une évaluation économique préliminaire des projets d'énergie solaire.

1. Sélection et évaluation du site

La réussite d'une centrale de production d'énergie solaire repose d'abord sur le choix d'un emplacement approprié. Cette étape exige une évaluation rigoureuse de nombreux facteurs environnementaux, géographiques et logistiques. L'objectif principal est d'identifier un site qui maximise la production d'énergie, minimise les coûts et garantit la viabilité opérationnelle à long terme.

L'irradiance solaire constitue l'un des premiers critères. Les différentes zones géographiques reçoivent des quantités de rayonnement solaire variables au cours de l'année. Un niveau élevé de rayonnement direct et diffus est indispensable pour maximiser la production des modules photovoltaïques (PV). Les données historiques d'irradiance, généralement exprimées en kilowattheures par mètre carré et par jour ($\text{kWh/m}^2/\text{jour}$), sont essentielles pour les évaluations préliminaires. Ainsi, un site désertique très ensoleillé sera naturellement plus favorable qu'un site fréquemment nuageux ou situé à une latitude élevée avec de courtes journées hivernales.

Au-delà de l'ensoleillement, la disponibilité du terrain et la topographie sont déterminantes. Les grandes centrales solaires nécessitent des surfaces importantes et le relief influence les coûts d'installation ainsi que les pertes potentielles d'énergie. Les terrains plats ou à faible pente sont généralement privilégiés, car ils facilitent la pose des structures de montage et limitent les terrassements. Les pentes fortes ou les terrains irréguliers compliquent l'orientation précise des panneaux et augmentent les coûts de construction. Les propriétés géotechniques du sol doivent également être étudiées afin de garantir la stabilité des fondations, en particulier dans les zones exposées au risque sismique.

L'accessibilité et les infrastructures sont également essentielles. Un site facilement accessible par route simplifie le transport des équipements pendant la construction et la maintenance. La proximité des infrastructures de transport d'électricité existantes, telles que les postes et les lignes haute tension, est primordiale pour un raccordement efficace au réseau. Plus le site est éloigné du réseau, plus le coût des nouvelles lignes de raccordement est élevé, ce qui peut affecter fortement l'économie du projet. Il faut également évaluer la capacité du réseau local à absorber la puissance solaire produite.

Enfin, les considérations environnementales et réglementaires ne doivent pas être négligées. Les sites potentiels doivent être évalués quant à leur sensibilité écologique, notamment la présence d'espèces menacées, de zones humides ou d'aires protégées.

Le respect des règles locales d'urbanisme, des codes de construction et des procédures d'autorisation est indispensable. Une concertation précoce avec les communautés locales et les parties prenantes peut réduire les oppositions et faciliter le développement du projet. Par exemple, un site constituant un habitat critique pour des oiseaux migrateurs peut être jugé inadapté pour des raisons environnementales, même s'il dispose d'une excellente ressource solaire. Les principaux points à retenir pour la sélection du site sont donc :

- Maximiser l'irradiance solaire en privilégiant les zones à fort ensoleillement.
- Donner la priorité aux terrains plats ou faiblement inclinés pour faciliter l'installation et réduire les coûts.
- Garantir un bon accès pour la construction et la maintenance.
- Réduire au minimum la distance jusqu'aux infrastructures de réseau existantes.
- Respecter la réglementation environnementale et les règles locales d'urbanisme.

2. Évaluation de la ressource solaire et dimensionnement du système

Une fois un site approprié identifié, l'étape suivante consiste à évaluer avec précision la ressource solaire et à déterminer la taille adaptée du système. Cela nécessite une analyse détaillée de l'énergie solaire disponible sur le site choisi et de la manière dont elle sera convertie en électricité par la centrale solaire.

L'évaluation de la ressource solaire consiste à quantifier le rayonnement solaire qui atteindra les panneaux PV. Elle repose généralement sur des données météorologiques historiques provenant de stations au sol et d'images satellitaires. Les principaux indicateurs comprennent l'irradiation globale horizontale (GHI), qui mesure le rayonnement total reçu sur une surface horizontale, et l'irradiation directe normale (DNI), qui mesure le rayonnement provenant directement du soleil. Les caractéristiques de la ressource disponible influencent le choix des technologies PV et des architectures de système ; par exemple, les centrales solaires thermodynamiques à concentration (CSP) dépendent fortement de la DNI.

L'analyse de l'ombrage fait partie intégrante de l'évaluation de la ressource. Même un ombrage partiel des modules PV peut réduire sensiblement leur production. Il faut identifier les sources potentielles d'ombre, telles que les bâtiments, les arbres, les collines ou d'autres rangées de panneaux du même champ. Leur impact doit être quantifié afin d'adapter la conception et l'implantation du système. Si, par exemple, un site subit un ombrage important le matin en raison d'une forêt voisine, l'orientation et l'espacement des panneaux devront être optimisés pour limiter cet effet.

Le dimensionnement consiste à déterminer la capacité totale de la centrale solaire, généralement exprimée en mégawatts (MW). Cette capacité dépend directement de la demande énergétique à couvrir, de la surface de terrain disponible et des performances attendues des modules PV pour la ressource solaire évaluée. Une approche courante consiste à estimer la production annuelle d'énergie, en mégawattheures (MWh), qu'une capacité donnée peut fournir. Cette estimation tient compte notamment du rendement des modules et des onduleurs, des pertes du système (température, encrassement, câblage, etc.) et de la ressource solaire propre au site. Une formule simplifiée d'estimation de la production peut être exprimée ainsi :

$$E_{\text{annual}} \approx \text{Puissance du système (MWp)} \times \text{Ratio de performance (PR)} \times \text{Heures solaires de pointe annuelles (PSH)}$$

où :

- La taille du système correspond à la puissance nominale CC de la centrale solaire (par exemple en kWp ou MWp). Les unités kWp/MWp servent à exprimer la puissance théorique maximale d'un système PV dans les conditions standard d'essai (STC). Contrairement aux kW/MW, qui représentent une puissance réelle instantanée, les kWp/MWp correspondent à la « puissance crête » que le système peut atteindre dans des conditions idéales d'ensoleillement et de température.
- Le ratio de performance (PR) est un facteur sans dimension représentant l'efficacité globale du système et tenant compte des différentes pertes. Pour une centrale solaire de grande puissance bien conçue, un PR typique peut se situer entre 0,75 et 0,85.
- L'irradiation solaire représente l'énergie solaire totale disponible sur le site pendant une période donnée. Elle est souvent exprimée en heures équivalentes de plein soleil (par exemple, 5 heures équivalentes de plein soleil par jour signifient que le site reçoit la même énergie que sous 1000 W/m² pendant 5 heures).

Par exemple, une installation solaire de 1 MWp présentant un ratio de performance prévu de 0,80 et installée sur un site recevant en moyenne 4,5 heures équivalentes de plein soleil par jour produirait théoriquement environ :

La production quotidienne est :

Énergie quotidienne = 1 MWp $\times$ 0,80 $\times$ 4,5 h = 3,6 MWh/jour

La production annuelle est :

Énergie annuelle = 3,6 MWh/jour $\times$ 365 jours = 1314 MWh/an

Cette production estimée est ensuite comparée aux besoins énergétiques afin de confirmer le dimensionnement du système. Une fois la production annuelle estimée à partir de la capacité du système, du ratio de performance et des données de ressource solaire, elle doit être confrontée à la demande énergétique prévue. Cette comparaison constitue une étape essentielle de la conception : elle permet de valider le dimensionnement, de vérifier que la capacité installée est suffisante pour répondre à la charge requise et d'éviter des dépenses d'investissement inutiles liées à un surdimensionnement.

- Géométrie solaire : pour analyser efficacement l'irradiance solaire et les performances d'une centrale PV, il est indispensable de comprendre la géométrie fondamentale du mouvement apparent du soleil dans le ciel. Ce mouvement varie selon le lieu, l'heure de la journée et la période de l'année. Le diagramme de trajectoire solaire et la notion d'irradiance solaire sont les principaux outils utilisés pour l'étudier.

Diagramme de trajectoire solaire : l'irradiation solaire représente l'énergie solaire totale disponible sur le site pendant une période donnée, souvent exprimée en heures équivalentes de plein soleil. Pour comprendre cette ressource, il faut savoir à quel moment et depuis quelle direction l'énergie solaire est disponible. Le diagramme de trajectoire solaire devient alors indispensable.

Le diagramme de trajectoire solaire de la Figure 1 représente visuellement la position du soleil dans le ciel au cours d'une journée et des différentes saisons. Il est généralement établi pour une position géographique donnée, notamment sa latitude.

Angle d'élévation (altitude) : il correspond à la hauteur du soleil au-dessus de l'horizon, de 0° au lever/coucher du soleil à 90° lorsque le soleil est au zénith. Sur le diagramme, il est souvent représenté par des arcs ou des lignes concentriques. On observe que l'élévation maximale du soleil varie fortement entre l'été (arcs plus élevés) et l'hiver (arcs plus bas).

Angle d'azimut : il indique la direction du soleil par rapport aux points cardinaux, exprimée ici comme un angle relatif au sud vrai (0°) dans l'hémisphère Nord. Dans cette représentation, les valeurs négatives indiquent que le soleil se situe à l'est du sud (heures du matin) et les valeurs positives à l'ouest du sud (après-midi).

Pour l'analyse pratique de l'exploitation et de la maintenance (O&M), le diagramme se concentre sur la fenêtre productive de la journée, de -120° à $+120^\circ$. Cette plage couvre la contribution solaire la plus importante ; au-delà de $\pm 120^\circ$, les angles se trouvent hors du champ de vue utile du champ PV et ont peu d'influence sur la production totale. Sur le diagramme, ces angles apparaissent comme des lignes radiales issues du centre, 0° (sud) servant d'axe de référence.

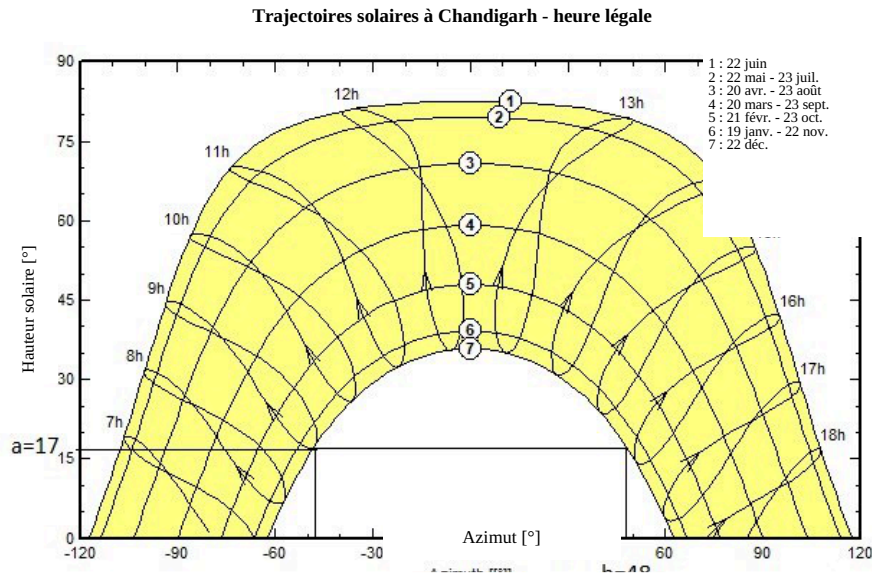


Fig. 1 Diagramme de trajectoire solaire

Application pratique en O&M : en consultant le diagramme de trajectoire solaire correspondant au site de la centrale, vous pouvez :

- Prévoir la disponibilité solaire maximale : identifier le moment de la journée où le soleil atteint son élévation maximale, ce qui correspond souvent au pic d'irradiation.
- Comprendre les variations saisonnières : observer le déplacement de la trajectoire du soleil de l'été à l'hiver et son effet sur la durée et l'angle du rayonnement disponible.
- Évaluer les ombrages potentiels : si l'azimut et l'élévation des obstacles voisins (bâtiments, arbres, montagnes) sont connus, le diagramme permet de prévoir les périodes de la journée et de l'année pendant lesquelles ces obstacles projettent des ombres sur le champ PV. Cela est essentiel pour diagnostiquer des pertes de performance qui ne peuvent pas être expliquées uniquement par la météo.

Les principaux points à retenir pour l'évaluation de la ressource et le dimensionnement sont donc :

- Quantifier l'irradiation solaire (GHI, DNI) à partir de données historiques.
- Identifier et réduire les sources potentielles d'ombrage.
- Déterminer la taille du système à partir de la demande énergétique, du terrain disponible et des estimations de production.
- Utiliser le ratio de performance pour tenir compte des pertes du système.

3. Implantation du champ solaire et analyse de l'ombrage

L'organisation physique des panneaux solaires au sein d'une centrale, appelée implantation du champ, est déterminante pour maximiser la captation d'énergie tout en limitant les coûts d'installation et de maintenance. Cette section présente les aspects pratiques de cette conception, en mettant l'accent sur l'influence du positionnement des panneaux sur l'ombrage et l'efficacité globale du système.

L'organisation physique des panneaux doit être conçue de manière à maximiser la production tout en réduisant les pertes dues à l'ombrage et les contraintes d'exploitation.

L'espacement entre rangées est un paramètre fondamental des champs solaires au sol. Les panneaux sont généralement disposés en rangées parallèles. La distance entre celles-ci est essentielle pour éviter l'ombrage mutuel, lorsqu'une rangée projette son ombre sur la rangée située derrière, notamment le matin et en fin d'après-midi lorsque le soleil est bas, comme illustré à la Figure 2. Un espacement insuffisant entraîne des pertes d'énergie importantes. À l'inverse, un espacement excessif gaspille du terrain et peut augmenter les coûts de câblage et d'infrastructure.

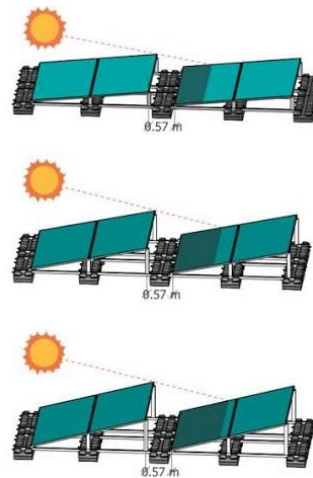


Fig. 2 Effet de l'espacement entre rangées sur l'ombrage mutuel dans les systèmes PV

L'espacement optimal dépend de plusieurs facteurs, notamment de l'angle d'inclinaison des panneaux, de leur hauteur et de la latitude du site. Une méthode simplifiée pour déterminer un espacement suffisant afin d'éviter l'ombrage entre rangées au solstice d'hiver - lorsque le soleil est le plus bas - consiste à calculer l'angle d'altitude solaire. À midi solaire, cet angle (α) peut être approximé par :

$$\alpha \approx 90^\circ - \text{Latitude} + \text{Declination}$$

L'angle de déclinaison varie au cours de l'année et vaut environ $-23,5^\circ$ au solstice d'hiver. Pour un site situé à 30° de latitude Nord, l'altitude solaire à midi au solstice d'hiver est approximativement de $90^\circ - 30^\circ - 23,5^\circ = 36,5^\circ$.

L'espacement requis doit alors être calculé de sorte que l'ombre projetée par le sommet d'une rangée n'atteigne pas la partie basse de la rangée suivante pour cet angle solaire. Une règle empirique courante consiste à prévoir un espacement d'au moins trois à cinq fois la hauteur du panneau, en tenant compte également de la hauteur de la structure de montage et du niveau d'ombrage acceptable.

L'orientation des panneaux joue également un rôle important. Dans l'hémisphère Nord, ils sont généralement orientés vers le sud vrai afin de maximiser la production annuelle. Dans l'hémisphère Sud, ils sont orientés vers le nord vrai. L'orientation précise peut être ajustée selon les profils d'ombrage du site ou afin de favoriser la production à certaines heures où la demande électrique est plus élevée.

L'analyse des pertes par ombrage est un processus détaillé qui évalue l'impact de tous les obstacles projetant des ombres sur les modules PV. Des logiciels spécialisés peuvent simuler la trajectoire solaire sur l'année et modéliser les ombres produites par le relief, les bâtiments, la végétation et les rangées voisines. Le résultat permet de quantifier le pourcentage d'énergie perdue à cause de l'ombrage.

Cette information est essentielle pour optimiser l'implantation et peut aussi orienter les mesures d'atténuation, par exemple l'élagage des arbres ou le déplacement de certains panneaux.

Exemple d'application : calcul de l'espacement minimal entre rangées

Pour garantir une production énergétique optimale, l'espacement doit être conçu de manière à éviter l'ombrage pendant la période la plus critique, c'est-à-dire le solstice d'hiver.

Hypothèses :

- Hauteur de montage (H) : 1 m (distance entre le sol et le sommet du panneau).
- Altitude solaire hivernale (α) : 30° (angle solaire minimal à midi).

Étape 1 : calculer la longueur de l'ombre (L) :

La longueur de l'ombre projetée par le sommet du panneau peut être déterminée par trigonométrie :

$$L = \frac{H}{\tan(\alpha)} = \frac{1 \text{ m}}{\tan(30^\circ)} \approx 1,73 \text{ m}$$

Étape 2 : déterminer l'espacement requis (D) :

Pour éviter l'ombrage, la distance entre les rangées doit tenir compte de cette longueur d'ombre. La distance minimale (D) entre l'arrière d'une rangée et l'avant de la suivante doit donc satisfaire :

$$D > L + \text{garde} / \text{hauteur de structure}$$

Dans cet exemple, l'espacement entre rangées doit être sensiblement supérieur à 1,73 m afin que l'ombre de la rangée avant n'atteigne pas la surface active de la rangée suivante.

Remarque : dans les applications réelles, on ajoute une marge (par exemple 0,2 à 0,5 m) à la longueur théorique de l'ombre afin de tenir compte des irrégularités du terrain et de l'accès pour la maintenance.

Pour l'implantation et l'ombrage, les points suivants doivent être pris en compte :

- Optimiser l'espacement entre rangées afin de minimiser l'ombrage mutuel, surtout lorsque le soleil est bas.
- Orienter les panneaux vers le sud vrai (hémisphère Nord) ou vers le nord vrai (hémisphère Sud) afin de maximiser la production annuelle.
- Utiliser des outils d'analyse de l'ombrage pour quantifier les pertes dues aux obstacles.
- Considérer simultanément l'inclinaison, la hauteur des panneaux et l'angle solaire dans les calculs d'espacement.

4. Raccordement et intégration au réseau

Le raccordement d'une centrale de production solaire au réseau électrique est un processus complexe qui comporte des aspects techniques, réglementaires et contractuels. L'objectif principal est de garantir que l'électricité solaire puisse être injectée dans le réseau existant de manière sûre et fiable, sans provoquer d'instabilité ni de perturbation.

Le point d'interconnexion (POI) constitue une décision déterminante : il définit l'endroit où la centrale solaire sera raccordée au réseau. Il dépend généralement de la proximité et de la capacité des postes ou lignes de transport existants. Le niveau de tension de raccordement (par exemple 33 kV, 66 kV ou 132 kV) dépend également de l'infrastructure du réseau et de la puissance de la centrale. Les installations de grande taille nécessitent habituellement un raccordement à un niveau de tension plus élevé afin de transporter efficacement la puissance produite.

Une étude détaillée d'impact sur le réseau est généralement exigée par le gestionnaire. Elle évalue l'effet de l'injection de la centrale solaire sur la stabilité, la tension et les niveaux de défaut du réseau local et du système plus large. Elle identifie les renforcements nécessaires pour accueillir la nouvelle production, par exemple le renforcement de lignes existantes, la construction de nouveaux postes ou la mise en œuvre de systèmes avancés de commande du réseau.

Les systèmes de protection et les schémas de commande sont essentiels à la sécurité de la centrale et à son intégration au réseau. Ils permettent notamment la déconnexion automatique en cas de défaut du réseau, tel qu'un court-circuit ou un effondrement de tension, et la réponse aux consignes du gestionnaire concernant la puissance produite. Les centrales modernes utilisent des onduleurs qui assurent non seulement la conversion de la puissance CC des panneaux en puissance CA pour le réseau, mais fournissent également des fonctions de soutien telles que la commande de puissance réactive et la régulation de fréquence.

Le choix du type d'onduleur influence également l'intégration au réseau. Les onduleurs de chaîne sont couramment utilisés dans les systèmes de petite et moyenne puissance, tandis que les onduleurs centraux sont fréquents dans les grandes centrales. Les solutions d'électronique de puissance au niveau du module (MLPE), notamment les micro-onduleurs et les optimiseurs de puissance, se sont également développées ; elles apportent un suivi individuel des modules et une meilleure tolérance à l'ombrage, mais peuvent accroître le coût du système et la complexité du raccordement.

La capacité du réseau à absorber l'intermittence de la production solaire est un autre facteur important. La puissance solaire est intrinsèquement variable puisqu'elle dépend de l'ensoleillement. Les gestionnaires doivent donc gérer cette variabilité pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Cela peut nécessiter l'intégration de systèmes de stockage, notamment des batteries, ou le recours à d'autres moyens de production pilotables. Pour le raccordement des systèmes PV, il convient donc de :

- Déterminer le point d'interconnexion et le niveau de tension optimaux.
- Réaliser des études d'impact réseau approfondies afin de garantir la stabilité.
- Mettre en œuvre des systèmes de protection et des schémas de commande robustes pour assurer une exploitation sûre.
- Comprendre le rôle des onduleurs dans le soutien au réseau et la conversion de puissance.
- Gérer l'intermittence de la production solaire par la conduite du réseau et, si nécessaire, par des solutions de stockage.

5. Évaluation économique et faisabilité

La viabilité économique d'une centrale solaire constitue un facteur déterminant de sa réussite. Cette section présente l'analyse financière nécessaire pour évaluer la rentabilité et la durabilité de tels projets. Elle implique d'identifier les différents postes de coûts et les sources de revenus, puis d'utiliser des indicateurs financiers adaptés pour évaluer l'investissement.

Les dépenses d'investissement (CapEx) correspondent aux coûts initiaux de construction de la centrale : modules solaires, onduleurs, structures de montage, équipements du système auxiliaire (câbles, transformateurs, appareillage), achat ou location du terrain, préparation du site, ingénierie, approvisionnement et construction (EPC). Le coût des modules PV représente par exemple une part importante du CapEx total, même s'il a fortement diminué au cours de la dernière décennie.

Les dépenses d'exploitation (OpEx) correspondent aux coûts récurrents supportés pendant la durée de vie de la centrale. Elles comprennent notamment la maintenance (nettoyage des panneaux, inspection des équipements), les réparations, les assurances, les coûts administratifs et la location du terrain. Une centrale bien entretenue présente généralement un OpEx plus faible et une durée de vie plus longue.

La principale source de revenus d'une centrale solaire provient de la vente d'électricité. Elle est généralement encadrée par un contrat d'achat d'électricité (PPA), c'est-à-dire un contrat à long terme entre le propriétaire de la centrale et l'acheteur d'électricité, par exemple une compagnie d'électricité ou un grand consommateur industriel. Le PPA précise le prix de vente de l'électricité, la durée du contrat et les autres conditions. Les mécanismes publics de soutien, tels que les crédits d'impôt ou les tarifs de rachat, peuvent également augmenter sensiblement les revenus du projet et améliorer sa faisabilité économique.

Un indicateur essentiel pour évaluer la performance économique d'une centrale solaire est le coût actualisé de l'énergie (LCOE). Le LCOE représente le coût moyen par unité d'électricité produite sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale. Il tient compte de tous les coûts sur le cycle de vie - CapEx, OpEx, financement, etc. - ainsi que de l'énergie totale produite. Un LCOE plus faible indique une source d'énergie plus compétitive. Sa formule simplifiée est :

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

Dans l'équation ci-dessus, I_t représente les dépenses d'investissement (CAPEX) de l'année t , M_t les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M), F_t les coûts de combustible de l'année t (nuls pour une centrale solaire), E_t l'énergie produite au cours de l'année t , r le taux d'actualisation utilisé pour ramener les flux futurs à leur valeur présente, et n la durée de vie prévue du système en années.

Un calcul plus détaillé actualise les coûts et revenus futurs à leur valeur présente à l'aide d'un taux reflétant le coût du capital. Cet ajustement temporel est essentiel car il prend en compte la valeur temps de l'argent : une unité monétaire aujourd'hui vaut davantage que la même unité dans le futur. En normalisant les flux sur toute la durée de vie du système, on peut évaluer plus précisément la viabilité économique à long terme et la comparer équitablement à d'autres sources d'énergie. Les autres indicateurs financiers importants comprennent :

- Valeur actuelle nette (VAN/NPV) : différence entre la valeur actuelle des entrées et des sorties de trésorerie sur une période donnée. Une VAN positive indique que le projet devrait être rentable.
- Taux de rentabilité interne (TRI/IRR) : taux d'actualisation pour lequel la VAN de l'ensemble des flux de trésorerie du projet est nulle. Il représente le taux de rendement effectif de l'investissement.
- Délai de récupération : durée nécessaire pour que les flux de trésorerie cumulés du projet égalent l'investissement initial.

En résumé, pour l'évaluation économique d'un système PV, il faut :

- Comprendre et estimer l'ensemble des dépenses d'investissement (CapEx) et d'exploitation (OpEx).
- Analyser les sources de revenus, notamment la vente d'électricité (PPA) et les mécanismes d'incitation.
- Calculer le coût actualisé de l'énergie (LCOE) afin d'évaluer la compétitivité du projet.
- Utiliser la VAN, le TRI et le délai de récupération pour une évaluation financière complète.

6. Activité pratique : simulation intégrée d'un projet solaire

Afin de consolider les acquis de chaque section, les participants réaliseront un exercice simulé de planification d'un projet solaire. Cette activité peut être effectuée en petits groupes et comporte les étapes suivantes :

1. Scénario de sélection du site : une région hypothétique présentant différentes caractéristiques géographiques, données d'irradiance solaire et distances aux infrastructures de réseau sera fournie. Les participants devront choisir le site le plus approprié pour une centrale solaire de 5 MW et justifier leur choix à partir des critères de la Section 1.
2. Exercice de ressource et de dimensionnement : à partir des données solaires du site choisi, les participants estimeront la production annuelle potentielle et détermineront la taille appropriée du système ainsi que la configuration des panneaux (par exemple nombre de panneaux et puissance CC), en tenant compte des ratios de performance et pertes potentielles étudiés à la Section 2.
3. Conception élémentaire de l'implantation et prise en compte de l'ombrage : les participants esquisseront une implantation simple du champ solaire en tenant compte de l'espacement et de l'orientation des rangées. Ils identifieront les sources potentielles d'ombrage (relief fictif, structures existantes, etc.) et décriront qualitativement les mesures d'atténuation possibles, sur la base des principes de la Section 3.
4. Points de raccordement au réseau : les participants identifieront, sur une carte simplifiée du réseau, un point d'interconnexion plausible pour leur centrale, en tenant compte des niveaux de tension et de la distance aux postes comme décrit à la Section 4.
5. Évaluation économique préliminaire : à partir de fourchettes de coûts fournies pour les modules PV, l'installation et l'exploitation, les participants estimeront le CapEx et l'OpEx totaux du projet. Ils calculeront ensuite un LCOE simplifié et évalueront la faisabilité économique initiale du projet à partir d'un prix hypothétique de vente de l'électricité ou d'un mécanisme d'incitation, conformément à la Section 5.

Résumé

En conclusion, la planification et l'implantation des centrales de production d'énergie solaire constituent une discipline multidimensionnelle qui exige une approche globale. Depuis la sélection initiale du site et l'évaluation détaillée de la ressource jusqu'à l'implantation du champ, l'intégration au réseau et l'évaluation économique, chaque étape est déterminante pour la réussite du déploiement solaire. En comprenant et en appliquant les principes abordés dans ce module, les participants sont mieux préparés à contribuer au développement de solutions énergétiques propres et durables. La liste de contrôle suivante peut guider la planification et la prise de décision :

- Viabilité du site : une évaluation complète de la ressource solaire, de la disponibilité du terrain, de la topographie et de l'accessibilité a-t-elle été réalisée ?
- Conformité environnementale et réglementaire : toutes les études d'impact environnemental et les exigences réglementaires ont-elles été traitées et satisfaites ?
- Performance du système : le dimensionnement est-il correct compte tenu de la ressource solaire, de l'ombrage et des ratios de performance estimés ?
- Optimisation de l'implantation : le champ est-il conçu pour maximiser la production tout en réduisant l'ombrage et les coûts d'installation ?

- Faisabilité du raccordement au réseau : une étude détaillée d'impact sur le réseau a-t-elle été réalisée et les renforcements nécessaires ont-ils été identifiés ?
- Solidité économique : une évaluation économique complète, incluant le LCOE, la VAN et le TRI, a-t-elle été réalisée afin de vérifier la rentabilité et la durabilité à long terme ?
- Évaluation des risques : les risques potentiels - techniques, financiers et réglementaires - ont-ils été identifiés et des stratégies d'atténuation sont-elles prévues ?

Ressources suggérées

- Publications du National Renewable Energy Laboratory (NREL) sur les systèmes d'énergie solaire
- Rapports de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) sur l'énergie solaire
- Ouvrages de référence sur les systèmes photovoltaïques et l'ingénierie des énergies renouvelables
- Normes et lignes directrices sectorielles d'organismes tels que l'IEEE et la CEI (IEC)

Identification et diagnostic des défauts des systèmes solaires photovoltaïques

Objectifs d'apprentissage

- Classer les défauts courants des systèmes solaires PV selon leur localisation, leur mécanisme physique, leur effet sur le fonctionnement et leur niveau de gravité.
- Expliquer comment les défauts des modules, les problèmes de câblage, l'ombrage, la dégradation, les défaillances d'onduleur et les défauts des systèmes de protection influencent le comportement électrique et thermique des systèmes PV.
- Interpréter les principales signatures de défaut observées dans la tension, le courant, la puissance, la résistance d'isolement, les courbes I-V, les images infrarouges et les enregistrements SCADA.
- Appliquer les formulations essentielles de diagnostic afin de comparer les performances PV mesurées aux performances attendues ou à celles d'un fonctionnement sain.
- Développer un processus systématique de traitement des défauts comprenant la détection, la localisation, l'analyse des causes racines, l'action corrective, la vérification et la documentation technique.

Résumé

L'identification des défauts dans un système solaire photovoltaïque est le processus consistant à détecter un fonctionnement anormal, à localiser le composant affecté, à déterminer la cause physique ou électrique et à sélectionner une action corrective appropriée. Ce processus est plus difficile dans les systèmes PV que dans de nombreux systèmes électriques conventionnels, car la tension, le courant, la température et la puissance varient en permanence avec l'irradiance solaire, la température des cellules, l'ombrage, le vent et les conditions de fonctionnement. Une baisse de la puissance de sortie ne constitue donc pas automatiquement la preuve d'un défaut. Le comportement mesuré doit d'abord être normalisé ou comparé à une référence saine fonctionnant dans des conditions environnementales similaires.

Cette session présente les fondements théoriques des défauts des modules, des défauts de chaînes et de câblage, des défauts d'onduleur et de protection, des points chauds, des fissures, de la délamination, de l'encrassement, de la dégradation, des défauts à la terre, des défauts d'arc et des défaillances de connecteurs. Elle introduit ensuite les principales méthodes de diagnostic : tracé des courbes I-V, thermographie infrarouge, mesures électriques et analyse des données SCADA. Le plan de cours téléversé définit S2-07 comme une session de trois heures couvrant l'identification des défauts des modules, des onduleurs et du câblage, ainsi que l'ombrage, la dégradation, les points chauds et les défauts d'arc, à l'aide des courbes I-V, de la thermographie et des données de surveillance. L'organisation en cinq sections ci-dessous suit le plan source : défauts courants, défauts des modules, défauts électriques, outils de diagnostic et traitement des défauts.

Principales grandeurs utilisées dans cette session

Symbole	Signification
G_{POA}	Irradiance solaire dans le plan des modules (POA)
T_c	Température de la cellule ou du module PV
P_{STC}	Puissance PV nominale aux conditions d'essai standard (STC)
V_{oc}	Tension à circuit ouvert
I_{sc}	Courant de court-circuit
V_{mp}, I_{mp}	Tension et courant au point de puissance maximale
P_{mp}	Puissance électrique maximale
R_s	Résistance série effective
R_{sh}	Résistance shunt effective
R_{ins}	Résistance d'isolement entre les conducteurs sous tension et la terre

1 Types courants de défauts dans les systèmes PV

1.1 Définition d'un défaut dans un système PV

Un défaut PV est une condition anormale qui réduit la production d'énergie, modifie le comportement électrique, crée une condition de fonctionnement dangereuse ou empêche un composant d'assurer la fonction prévue. Il faut distinguer un défaut d'un symptôme. Par exemple, une faible puissance d'onduleur est un symptôme ; la cause racine peut être un ombrage, une température élevée du module, une chaîne déconnectée, un problème de MPPT, un écrêtement imposé par le réseau ou un capteur d'irradiance imprécis.

Les défauts peuvent être soudains ou progressifs. Un défaut soudain provoque normalement une variation nette de la tension, du courant, de la puissance, de l'état d'alarme ou de la résistance d'isolement. On peut citer, par exemple, un fusible fondu, un connecteur ouvert, un onduleur défaillant ou une diode de dérivation en court-circuit. Les défauts progressifs se développent sur plusieurs semaines, mois ou années et peuvent être difficiles à détecter sans comparaison historique. Ils comprennent notamment la corrosion, l'augmentation de la résistance de contact, la dégradation optique, la délamination, la dégradation induite par le potentiel et la fissuration progressive des cellules.

Les défauts peuvent également être classés comme permanents, intermittents ou dépendants des conditions. Un défaut permanent reste présent jusqu'à sa réparation. Un défaut intermittent apparaît et disparaît sous l'effet des vibrations, de la dilatation thermique, de l'humidité, du vent ou d'un contact électrique instable. Un défaut dépendant des conditions peut ne devenir visible qu'à fort courant, à haute température, par temps humide ou sous ombrage partiel.

1.2 Relation entre la configuration du champ PV et le comportement des défauts

Des modules PV raccordés en série forment une chaîne. En fonctionnement normal, la tension de la chaîne est approximativement égale à la somme des tensions individuelles des modules :

$$V_{\text{string}} = \sum_{k=1}^{N_s} V_{m,k} \quad (6.1)$$

Le même courant traverse tous les modules raccordés en série. Par conséquent, lorsque les diodes de dérivation ne conduisent pas, le courant de chaîne est fortement influencé par le module ou le groupe de cellules ayant la plus faible capacité de production de courant :

$$I_{\text{string}} \approx \min(I_{m,1}, I_{m,2}, \dots, I_{m,N_s}) \quad (6.2)$$

Lorsque les chaînes sont raccordées en parallèle, leurs courants s'additionnent :

$$I_{\text{array}} = \sum_{j=1}^{N_p} I_{\text{string},j} \quad (6.3)$$

Ces relations expliquent pourquoi un défaut affectant le courant d'un module peut influencer la production de toute une chaîne série, tandis qu'une chaîne ouverte dans un grand champ parallèle peut principalement se manifester par une diminution du courant total du champ.

se manifester par une diminution du courant total du champ. La cartographie de chaque type de défaut est présentée à la Figure 6.1.

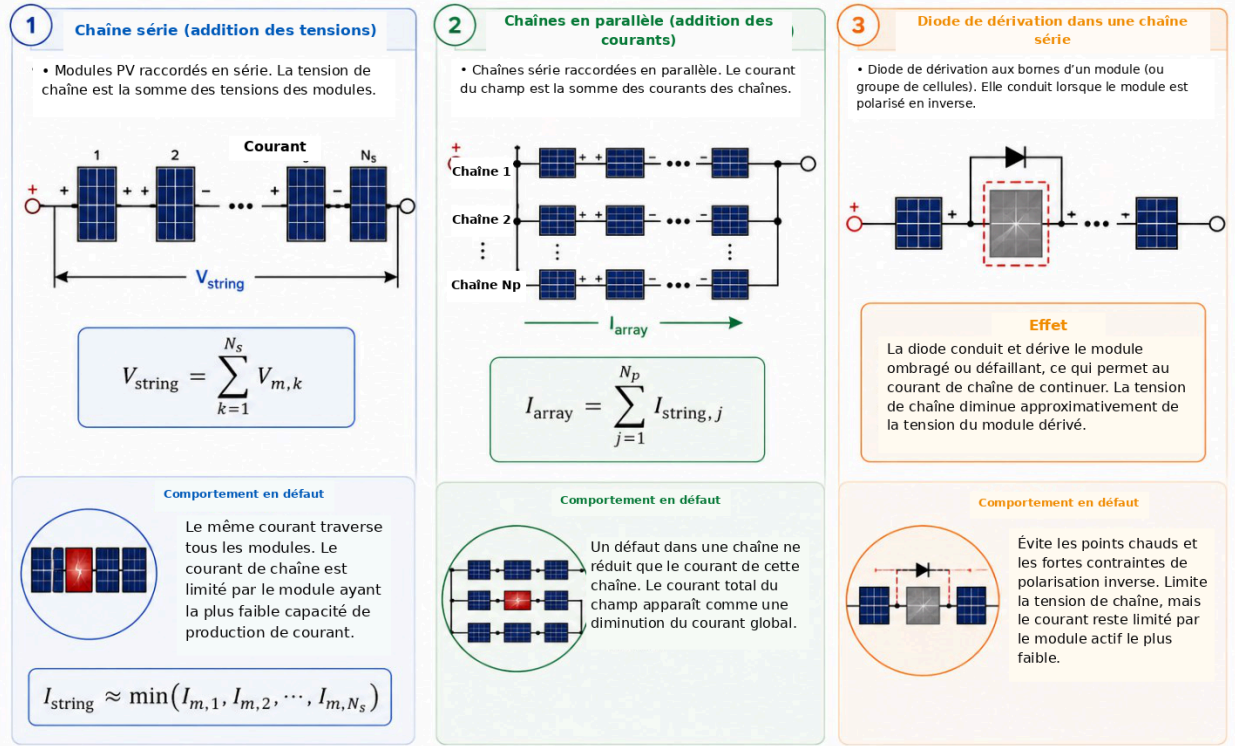


Figure 6.1 : Relation entre la configuration du champ PV et le comportement des défauts.

1.3 Puissance attendue et résidu de défaut

Un processus de diagnostic de base compare la puissance mesurée à la puissance attendue pour une même irradiance et une même température. Un modèle de premier ordre de la puissance CC attendue est :

$$P_{DC,exp} \approx P_{STC} \left(\frac{G_{POA}}{G_{STC}} \right) [1 + \gamma_P (T_c - T_{STC})] \eta_{ref} \quad (6.4)$$

où γ_P est le coefficient de température de puissance du module et η_{ref} est un facteur étaloné représentant les pertes normales liées au câblage, à la conversion, à la désadaptation et aux autres pertes de référence. Un résidu de puissance normalisé peut alors être calculé comme suit :

$$r_P = \frac{P_{meas} - P_{exp}}{P_{exp}} \quad (6.5)$$

Un résidu négatif indique que la puissance mesurée est inférieure à la valeur attendue. Une seule valeur négative ne suffit pas à confirmer un défaut. Il faut vérifier la persistance de l'écart, la précision des capteurs, l'état de fonctionnement de l'onduleur, l'écèlement, les variations d'irradiance et la comparaison avec des chaînes ou des onduleurs similaires.

1.4 Principales catégories de défauts

Le Tableau 6.1 résume les principales catégories de défauts et leurs effets sur le fonctionnement de la centrale.

Tableau 6.1 : Catégories de défauts et effets sur le fonctionnement de la centrale.

Emplacement du défaut	Défauts typiques	Effet principal	Indication courante
Cellule ou module PV	Fissures, points chauds, délamination, défaillance de diode de dérivation, dégradation	Réduction du courant, de la tension, du facteur de forme ou de la qualité d'isolement	Courbe I–V anormale, échauffement local, dommages visibles
Chaîne et câblage CC	Circuit ouvert, polarité inversée, câble endommagé, connecteur desserré, fusible fondu	Courant de chaîne nul ou réduit, tension instable, pertes résistives	Déséquilibre de courant, anomalie thermique au connecteur, défaut de continuité
Onduleur et électronique de puissance	Défaillance MPPT, défaillance de semi-conducteur, problème de bus CC, surtempérature	Conversion réduite, arrêt, sortie instable	Code d'alarme, relation CC/CA anormale, déclenchements répétés
Protection et mise à la terre	Défaut à la terre, détérioration de l'isolement, défaillance de SPD/parafoudre ou de fusible	Courant de fuite dangereux, perte de protection, déconnexion de la centrale	Faible résistance d'isolement, alarme de protection, arrêt inexplicé
Environnemental ou opérationnel	Ombrage, encrassement, neige, température élevée, erreur de suiveur	Irradiance réduite sur les modules ou orientation incorrecte	Réduction du courant, courbe I–V en escalier, désadaptation de production
Système de supervision	Capteur défaillant, perte de communication, mise à l'échelle incorrecte	Diagnostic incorrect ou information manquante	Valeurs impossibles, données plates, comparaison de capteurs incohérente

Les catégories de défauts ne sont pas totalement indépendantes. Un connecteur desserré est d'abord un défaut de câblage, mais l'augmentation de la résistance de contact produit un échauffement qui peut évoluer vers un défaut d'arc. L'ombrage partiel est d'abord une condition environnementale de fonctionnement, mais des polarisations inverses répétées peuvent créer un point chaud permanent ou accélérer la défaillance d'une diode de dérivation. La pénétration d'humidité à travers une délamination du module peut réduire la résistance d'isolement et provoquer ensuite une alarme de défaut à la terre au niveau de l'onduleur.

Les alarmes d'onduleur doivent également être interprétées avec prudence. L'arrêt d'un onduleur ne signifie pas nécessairement que l'onduleur lui-même est défaillant. Il peut réagir correctement à une tension CC excessive, à une faible résistance d'isolement, à une surtension du réseau, à une fréquence anormale,

à une température interne élevée ou à une commande d'urgence externe. Le processus de diagnostic doit donc distinguer le composant qui signale le défaut du composant qui en est la cause.

Note technique 1 :

Le diagnostic des défauts PV doit s'appuyer sur une condition de référence plutôt que sur la seule puissance nominale. L'irradiance, la température des modules, l'état de l'onduleur, la position du suiveur, les commandes d'écrêtement et la validité des capteurs doivent être vérifiés avant qu'un écart de puissance ne soit classé comme défaut physique. En pratique, la comparaison simultanée de chaînes ou d'onduleurs voisins est souvent plus fiable qu'une comparaison avec un modèle de puissance purement théorique.

2 Identification des défauts des modules PV

2.1 Points chauds

Un point chaud est une zone localisée de température excessive dans une cellule PV, un module, un connecteur, une boîte de jonction ou une diode de dérivation. Au niveau de la cellule, les points chauds apparaissent généralement lorsqu'une cellule faible ou ombragée est contrainte de transporter le courant généré par les autres cellules de la chaîne. La cellule affectée peut entrer en polarisation inverse et commencer à dissiper de la puissance électrique au lieu d'en produire. La puissance thermique approximative dissipée dans une cellule polarisée en inverse est :

$$P_{\text{hot}} \approx |V_{\text{rev}}| I_{\text{string}} \quad (6.6)$$

où V_{rev} est la tension inverse aux bornes de la cellule affectée. Cette puissance est concentrée sur une petite surface physique ; la température locale peut donc devenir nettement supérieure à celle des cellules voisines.

Les points chauds peuvent être provoqués par des fissures de cellules, un encrassement localisé, des déjections d'oiseaux, une défaillance de liaison soudée, un déséquilibre entre cellules, un ombrage ou une diode de dérivation défectueuse. Des points chauds persistants peuvent décolorer l'encapsulant, endommager la feuille arrière, fragiliser les connexions soudées, accélérer la pénétration d'humidité ou créer un risque d'incendie. Les diodes de dérivation sont installées aux bornes de groupes de cellules raccordées en série afin de limiter la tension inverse en cas d'ombrage ou de défaillance d'une cellule. Lorsqu'une diode conduit, le sous-ensemble de cellules concerné est dérivé. Le module peut continuer à fonctionner, mais sa tension diminue. Une diode de dérivation en court-circuit supprime définitivement la tension du sous-ensemble associé, tandis qu'une diode de dérivation ouverte peut ne plus protéger les cellules ombragées contre une forte tension inverse.

2.2 Fissures des cellules et défauts d'interconnexion

Des fissures peuvent apparaître pendant la fabrication, le transport, l'installation, sous l'effet de charges mécaniques, d'impacts de grêle, de cycles thermiques ou de mouvements structuraux répétés. Une microfissure peut initialement avoir peu d'effet, car certaines parties de la cellule restent électriquement connectées. Lorsque la fissure s'agrandit ou isole des zones actives des barres omnibus, la surface effectivement productrice de courant diminue.

Les cellules fissurées peuvent produire un courant réduit, un facteur de forme plus faible, des variations intermittentes de puissance ou un échauffement localisé. Certains défauts liés aux fissures dépendent de la charge. La dilatation thermique peut ouvrir la fissure lorsque la température du module est élevée et la refermer partiellement à plus basse température. Ce comportement peut rendre le défaut intermittent et difficile à reproduire lors d'une inspection courte. Les défauts d'interconnexion comprennent les rubans conducteurs rompus, les mauvaises soudures, les barres omnibus décollées et l'augmentation de la résistance des connexions entre cellules. Ces défauts augmentent normalement la résistance série et réduisent la netteté de la zone du point de puissance maximale de la courbe I-V (voir Figure 6.2).

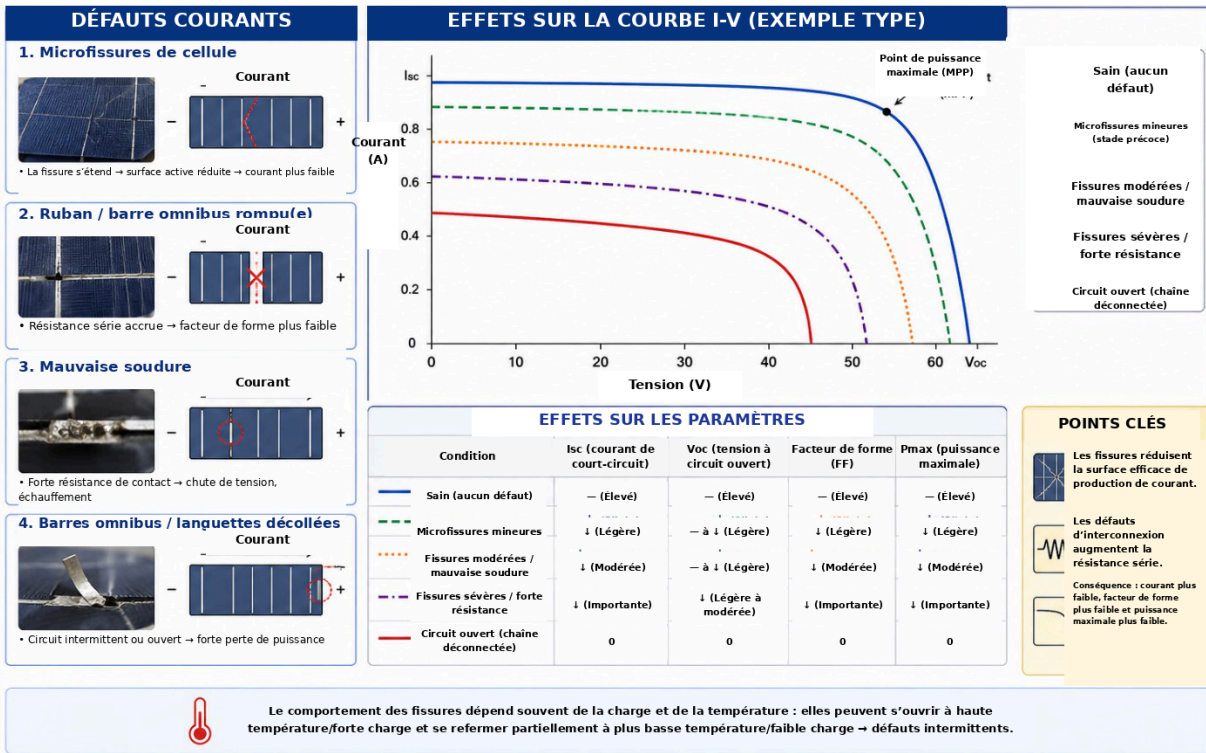


Figure 6.2 : Effet des défauts sur les performances photovoltaïques.

2.3 Délamination, pénétration d'humidité et détérioration des matériaux

La délamination est la séparation des couches du module, par exemple aux interfaces entre le verre, l'encapsulant, la cellule ou la feuille arrière. Elle peut réduire la transmission optique, permettre la pénétration d'humidité et de contaminants, augmenter la réflexion interne et imposer des contraintes supplémentaires aux interconnexions des cellules.

La pénétration d'humidité peut entraîner la corrosion des conducteurs métalliques, des courants de fuite, une baisse de la résistance d'isolement et une décoloration. La fissuration de la feuille arrière peut exposer les composants internes à l'humidité et générer des alarmes de défaut à la terre ou d'isolement. Ces défauts sont souvent progressifs et peuvent d'abord se manifester par de faibles diminutions du facteur de forme ou par des mesures d'isolement instables par temps humide. Les signes visibles comprennent des bulles, des zones troubles, un jaunissement, de la corrosion, des fissures de la feuille arrière, des traces de brûlure et une séparation près des bords du module. Toutefois, l'absence de dommage visible ne prouve pas que le module est électriquement sain.

2.4 Encrassement et ombrage partiel

Un encrassement uniforme réduit l'irradiance atteignant les cellules et provoque normalement une diminution du courant de court-circuit et du courant au point de puissance maximale. Comme le courant PV est approximativement proportionnel à l'irradiance, la relation de premier ordre est :

$$I_{sc}(G) \approx I_{sc,ref} \frac{G}{G_{ref}} \quad (6.7)$$

La tension du module est moins sensible à l'irradiance que le courant, bien qu'elle diminue lorsque l'irradiance devient très faible.

L'encrassement non uniforme ou l'ombrage partiel est plus problématique, car les différentes cellules reçoivent des niveaux d'irradiance différents. Le groupe de cellules produisant le courant le plus faible limite le courant de chaîne jusqu'à ce qu'une diode de dérivation commence à conduire. La courbe I-V qui en résulte peut présenter des marches, plusieurs coudes ou plusieurs maxima locaux de puissance. Ces conditions peuvent également perturber certains algorithmes MPPT. Il n'est pas nécessaire qu'une ombre recouvre tout le module pour provoquer une perte importante. Une ombre étroite traversant une rangée de cellules peut activer une diode de dérivation et supprimer la contribution en tension de tout un sous-ensemble de cellules.

2.5 Dégradation du module

La dégradation est une diminution progressive des performances ou de la qualité des matériaux. Elle peut affecter le photocourant, la tension à circuit ouvert, la résistance série, la résistance shunt, la transmission optique, l'isolement ou le comportement des diodes de dérivation. Les mécanismes courants comprennent l'exposition aux ultraviolets, les cycles thermiques, la corrosion, la décoloration de l'encapsulant, la fatigue des soudures, la pénétration d'humidité et les mécanismes de fuite induits électriquement.

Le taux de dégradation doit être évalué à partir de données corrigées sur le long terme plutôt qu'à partir des seules valeurs annuelles brutes d'énergie. Les variations météorologiques, l'encrassement, les indisponibilités, l'écroulement et la dérive des capteurs pourraient sinon être interprétés à tort comme une dégradation du module. Le facteur de forme constitue un indicateur utile de la qualité du module :

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (6.8)$$

Le facteur de forme décrit le caractère rectangulaire de la courbe I-V. Une augmentation de la résistance série, une diminution de la résistance shunt, une forte désadaptation ou un endommagement des cellules réduit généralement le facteur de forme. La perte de désadaptation électrique entre composants peut s'exprimer comme suit :

$$L_{mis} = 1 - \frac{P_{combined,max}}{\sum_{i=1}^N P_{i,max}} \quad (6.9)$$

où $P_{combined,max}$ est la puissance maximale du groupe raccordé et $P_{i,max}$ est la puissance maximale individuelle de chaque composant dans les mêmes conditions environnementales.

Note technique 2 :

Un point chaud est un symptôme thermique, et non un diagnostic complet de la cause racine. Un même motif thermique peut résulter d'un ombrage, d'une cellule fissurée, d'une forte résistance, du fonctionnement d'une diode de dérivation ou d'une défaillance interne d'interconnexion. Les données infrarouges doivent donc être corrélées avec

les mesures électriques, l'inspection visuelle, le courant de fonctionnement et la position physique de l'anomalie dans le module.

3 Diagnostic des défauts électriques

3.1 Défauts de circuit ouvert

Un défaut de circuit ouvert interrompt le chemin électrique. Les causes courantes comprennent des connecteurs débranchés, des câbles rompus, des fusibles fondus, des soudures défailtantes, des conducteurs de module endommagés, des diodes de dérivation ouvertes ou des bornes desserrées.

Une chaîne totalement ouverte produit normalement un courant de chaîne approximativement nul. La tension observée pendant l'essai dépend de l'emplacement de l'ouverture et du point de mesure. Le côté module d'une chaîne déconnectée peut encore présenter la pleine tension à circuit ouvert, tandis que l'entrée de l'onduleur ou du coffret de regroupement peut ne montrer aucune contribution exploitable de la chaîne. Dans un grand champ, l'ouverture d'une chaîne n'entraîne pas nécessairement l'arrêt complet de l'onduleur. Celui-ci peut continuer à fonctionner avec un courant d'entrée réduit. Le défaut est alors identifié par comparaison des courants de chaînes ou par l'observation d'une baisse en échelon de la puissance CC de l'onduleur.

3.2 Défauts de court-circuit

Un court-circuit crée un chemin involontaire de faible résistance entre des conducteurs ou à travers une partie du circuit. Une source PV est limitée en courant par l'irradiance ; un court-circuit ne produit donc pas toujours le très fort courant de défaut attendu d'une source de tension conventionnelle. Toutefois, dans des champs comportant plusieurs chaînes en parallèle, les chaînes saines peuvent injecter un courant inverse dans la chaîne en défaut.

Les indications possibles comprennent une réduction de la tension de chaîne ou de champ, des fusibles fondus, une répartition anormale du courant, des échecs répétés de démarrage de l'onduleur, un isolant fondu ou l'actionnement des protections. Un sous-ensemble de cellules ou une diode de dérivation en court-circuit peut réduire la tension du module sans créer un court-circuit complet du champ. Le diagnostic d'un court-circuit doit tenir compte de la topologie du champ, du nombre de chaînes en parallèle, des calibres de fusibles, du comportement de blocage, de la configuration d'entrée de l'onduleur et de l'emplacement du défaut.

3.3 Défauts à la terre et défaillance d'isolement

Un défaut à la terre est une connexion électrique involontaire entre un conducteur CC sous tension et une structure mise à la terre, le cadre d'un module, un chemin de câbles, une enveloppe d'équipement ou la terre. Cette connexion peut être métallique et de faible résistance, ou se produire par l'intermédiaire de l'humidité, de contaminants, d'un isolant endommagé ou de matériaux de module dégradés. La résistance d'isolement peut être approximée à partir d'un essai contrôlé par :

$$R_{\text{ins}} = \frac{V_{\text{test}}}{I_{\text{leak}}} \quad (6.10)$$

Une résistance d'isolement plus faible indique un chemin de fuite plus important. La valeur acceptable dépend de la tension du système, de la taille du champ, de la conception de l'onduleur, du schéma de mise à la terre, des exigences de l'équipement et

des règles électriques applicables. Il ne faut donc pas appliquer un seuil unique de résistance à toutes les centrales.

Les défauts à la terre peuvent être persistants ou dépendre des conditions météorologiques. Un câble endommagé peut ne présenter un courant de fuite que lorsqu'il est humide. Des modules délaminés, des feuilles arrière fissurées, des connecteurs remplis d'eau et des boîtes de jonction endommagées peuvent de même déclencher des alarmes après la pluie ou en forte humidité. La localisation du défaut s'effectue normalement en isolant des sections du champ et en répétant les mesures d'isolement jusqu'à identifier la chaîne, la section de câble ou le groupe de modules concerné.

3.4 Défauts d'arc

Un arc électrique est un courant soutenu circulant dans de l'air ionisé ou dans un autre espace normalement isolant. Dans les systèmes PV, on distingue généralement les arcs série et les arcs parallèles.

Un arc série se développe dans le chemin normal du courant, par exemple au niveau d'un connecteur desserré, d'un câble endommagé, d'un conducteur rompu, d'un mauvais sertissage ou d'une borne défailante. Comme le courant de charge traverse déjà l'emplacement du défaut, le courant d'arc peut rester inférieur au calibre de la protection contre les surintensités. Un fusible conventionnel peut donc ne pas détecter un arc série. Un arc parallèle se produit entre des conducteurs de potentiels différents, par exemple entre le positif et le négatif ou entre un conducteur et la terre. Les arcs parallèles peuvent être alimentés par plusieurs chaînes et libérer une énergie importante.

Les signatures d'un défaut d'arc peuvent inclure des fluctuations rapides de tension et de courant, un bruit électrique haute fréquence, une réduction intermittente de puissance, un échauffement local, une carbonisation, des déclenchements répétés de l'onduleur et des dommages visibles aux connecteurs ou aux câbles. Ces signatures peuvent aussi être produites par des équipements de commutation ou des interférences électromagnétiques ; les alarmes de défaut d'arc doivent donc être confirmées.

3.5 Défauts de connecteurs et forte résistance de contact

Un défaut de connecteur peut résulter d'une insertion incomplète, d'un mauvais sertissage, d'une contamination, de corrosion, de types de connecteurs incompatibles, d'une étanchéité endommagée, d'un couple de serrage incorrect, d'une contrainte sur le câble ou de déconnexions répétées. La puissance transformée en chaleur au niveau d'une connexion résistive est :

$$P_{\text{heat}} = I^2 R_{\text{contact}} \quad (6.11)$$

Cette équation est importante, car l'échauffement augmente avec le carré du courant. Un connecteur peut sembler normal sous faible irradiance mais surchauffer fortement à proximité du courant maximal de fonctionnement. L'échauffement peut ensuite oxyder ou déformer davantage le contact, accroître la résistance et provoquer un emballement thermique. La chute de tension aux bornes d'une connexion résistive est :

$$V_{\text{drop}} = I R_{\text{contact}} \quad (6.12)$$

Une mesure de chute de tension aux bornes d'un connecteur ou d'une section de câble, lorsqu'elle est réalisée en sécurité sous charge, peut donc contribuer à identifier une résistance excessive.

3.6 Défaits d'onduleur et de protection

Les défauts d'onduleur peuvent être internes ou déclenchés par des conditions externes. Les causes internes comprennent une défaillance de semi-conducteur, des problèmes de commande de grille, la détérioration du condensateur du bus CC, une panne du ventilateur de refroidissement, une erreur du capteur de température, une défaillance de la carte de commande, un dysfonctionnement du MPPT ou une défaillance de communication.

Les conditions externes susceptibles de provoquer des alarmes d'onduleur comprennent une tension CC excessive ou insuffisante, une polarité inversée, des défauts d'isolement, la détection d'un défaut d'arc, une surtension ou une sous-tension du réseau, une fréquence anormale, une température ambiante élevée, des commandes d'écèlement et des problèmes de transformateur ou d'appareillage de commutation. Les défauts des dispositifs de protection comprennent les fusibles ouverts, les dispositifs de protection contre les surtensions détériorés, les sectionneurs fonctionnant incorrectement, les détecteurs de défaut à la terre défaillants et les déclenchements intempestifs. L'ouverture d'un dispositif de protection peut être la conséquence d'un autre défaut plutôt que sa cause racine. Remplacer un fusible sans déterminer pourquoi il a fondu peut permettre au défaut de se reproduire.

Note technique 3 :

Un circuit PV ouvert ne doit jamais être considéré comme électriquement sûr simplement parce que le courant est nul. Une chaîne déconnectée peut conserver sa pleine tension CC à circuit ouvert tant qu'elle reçoit de l'irradiance. Les travaux de diagnostic exigent des équipements de mesure correctement dimensionnés, une isolation sûre, une polarité vérifiée, des équipements de protection individuelle appropriés et l'interdiction d'ouvrir des connecteurs CC lorsqu'un courant circule.

4 Outils et techniques de diagnostic

4.1 Tracé de la courbe I–V

Un traceur de courbe I–V mesure le courant PV tout en faisant varier la tension de fonctionnement depuis une valeur proche du court-circuit jusqu'à une valeur proche du circuit ouvert. La courbe obtenue fournit I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp} , la puissance maximale, le facteur de forme ainsi que des informations sur les effets résistifs et de désadaptation. Le comportement électrique de base d'un dispositif PV peut être représenté par le modèle à une diode :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nN_s V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (6.13)$$

où

$$V_T = \frac{kT_c}{q} \quad (6.14)$$

I_{ph} est le courant photogénéré, I_0 est le courant de saturation de la diode, n est le facteur d'idéalité de la diode, N_s est le nombre de cellules raccordées en série, k est la constante de Boltzmann et q est la charge élémentaire. Ce modèle est utile pour le diagnostic, car différentes modifications physiques affectent différentes zones de la courbe :

- Une diminution de I_{ph} réduit principalement I_{sc} et I_{mp} . Elle peut indiquer une faible irradiance, un encrassement, un ombrage ou une perte de surface active de cellule.
- Une augmentation de R_s arrondit le coude et réduit le facteur de forme ainsi que la puissance maximale. Elle peut indiquer des connecteurs desserrés, des interconnexions endommagées, de la corrosion ou une résistance de câble.
- Une diminution de R_{sh} augmente les fuites et modifie la pente près de la zone de court-circuit. Elle peut indiquer des dommages de cellule, des fuites liées à l'humidité ou des défauts internes.
- Une diminution de V_{oc} peut indiquer une augmentation de la température des cellules, un sous-ensemble en court-circuit, une diode de dérivation en court-circuit ou une perte de tension de cellules raccordées en série.
- Des marches ou plusieurs coudes indiquent généralement un ombrage partiel, une désadaptation des modules ou la conduction d'une diode de dérivation.

Signatures I–V générales

Observation I–V	Interprétation probable
Courant de l'ensemble de la courbe inférieur à la référence	Irradiance plus faible, encrassement uniforme, dégradation du courant
V_{oc} plus faible avec courant relativement normal	Température élevée, sous-ensemble manquant, défaut de diode de dérivation
Coude du point de puissance maximale arrondi	Résistance série accrue ou perte d'interconnexion
Forte pente près de la zone de court-circuit	Résistance shunt réduite ou chemin de fuite
Marches dans la courbe	Ombrage partiel, désadaptation, conduction d'une diode de dérivation
I_{sc} , V_{oc} et facteur de forme réduits	Dégradation sévère d'un module ou d'une chaîne, plusieurs défauts simultanés
Tracé irrégulier ou instable	Connexion intermittente, irradiance changeante, arc ou problème de mesure

Les courbes I–V doivent être interprétées conjointement avec les mesures d'irradiance et de température. Une courbe enregistrée pendant des variations rapides de la couverture nuageuse peut ressembler à une courbe défectueuse. La comparaison doit donc être réalisée après correction vers une condition de référence ou en testant des chaînes saines et suspectes dans des conditions presque identiques.

4.2 Thermographie infrarouge

La thermographie infrarouge mesure les profils de température de surface sans contact électrique direct. Elle est particulièrement efficace pour identifier les points chauds, les connecteurs à forte résistance, l'échauffement des diodes de dérivation, les problèmes de boîtes de jonction, les répartitions inégales de courant et les différences thermiques entre modules.

L'inspection thermique doit normalement être réalisée lorsque le système PV produit de la puissance. Un courant plus élevé améliore la visibilité des défauts résistifs, car l'échauffement suit I^2R . Une irradiance stable, un vent limité, des angles de vue similaires et une durée de fonctionnement suffisante améliorent la qualité des résultats. L'anomalie thermique est évaluée par rapport à une référence appropriée :

$$\Delta T = T_{\text{fault location}} - T_{\text{healthy reference}} \quad (6.15)$$

La température absolue, à elle seule, n'est pas suffisante. Un module chaud peut simplement être moins exposé au vent, avoir une condition de montage différente ou une émissivité de surface différente. Les réflexions du ciel, du soleil, des structures voisines ou de l'opérateur de la caméra peuvent également créer de faux motifs thermiques.

Un point chaud au niveau d'une cellule apparaît normalement comme une zone chaude localisée. Une diode de dérivation active peut produire un échauffement près de la boîte de jonction et un motif de température sur le sous-ensemble de cellules associé. Un connecteur à forte résistance apparaît généralement comme un échauffement concentré au niveau du corps du connecteur ou de la terminaison du câble. Un module entier plus chaud que les modules voisins peut fonctionner à un point électrique différent ou présenter un courant réduit.

4.3 Mesures électriques

Les mesures électriques de base restent nécessaires même lorsqu'une supervision avancée est disponible. Elles peuvent comprendre la tension à circuit ouvert, la tension de fonctionnement, le courant de chaîne, la polarité, la continuité, la résistance d'isolement, la continuité de la mise à la terre, la chute de tension des câbles et l'état des fusibles.

Les mesures de tension sont utiles pour identifier des modules manquants, des sous-ensembles dérivés, une polarité inversée, des circuits ouverts ou des problèmes d'entrée d'onduleur. Les mesures de courant permettent de comparer efficacement les chaînes parallèles. Les mesures d'isolement servent à détecter les fuites et les défauts à la terre. Les essais de continuité aident à localiser les conducteurs ouverts, mais ils ne sont normalement effectués qu'après une isolation sûre. Les mesures électriques doivent être comparées aux valeurs de conception du circuit et à des circuits sains équivalents. Une valeur peut être électriquement possible tout en restant anormale pour la configuration particulière du champ.

4.4 Analyse des données SCADA et des alarmes

Les systèmes SCADA fournissent des informations opérationnelles continues provenant des capteurs d'irradiance, des capteurs de température, des compteurs d'énergie, des unités de surveillance des chaînes, des onduleurs, des transformateurs, de l'appareillage de commutation, des stations météorologiques et des contrôleurs de centrale. Les données typiques comprennent la tension CC, le courant CC, la puissance CC, la puissance CA, le rendement de l'onduleur, la température interne, l'état de fonctionnement, la tension du réseau, la fréquence du réseau, les alarmes et les codes d'événement. Un indicateur utile pour comparer les chaînes est l'écart relatif de courant :

$$d_{I,i} = \frac{I_i - \text{median}(I_{\text{peer}})}{\text{median}(I_{\text{peer}})} \quad (6.16)$$

où I_i est le courant de la chaîne étudiée et le dénominateur est le courant médian de chaînes comparables raccordées au même MPPT ou exposées à des conditions similaires. Une valeur proche de -1 indique que la chaîne ne produit presque aucun courant par rapport à ses homologues. Le ratio de performance de la centrale peut s'exprimer comme suit :

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{AC}/P_0}{H_{POA}/G_{STC}} \quad (6.17)$$

où E_{AC} est l'énergie CA délivrée, P_0 est la puissance de référence installée, H_{POA} est l'irradiation dans le plan du champ et G_{STC} est l'irradiance de référence. Une diminution du ratio de performance

indique une augmentation des pertes du système, mais elle ne permet pas, à elle seule, de localiser le défaut. L'analyse des alarmes doit tenir compte de l'horodatage de l'événement, de l'état de fonctionnement avant l'événement, des mesures associées, de la durée et de la récurrence de l'alarme, des conditions météorologiques, de l'état du réseau et de la séquence des alarmes connexes. La première alarme de la séquence peut être plus proche de la cause racine que l'alarme finale d'arrêt.

4.5 Combinaison des méthodes de diagnostic

Aucun instrument de diagnostic ne permet d'identifier tous les défauts. L'analyse SCADA est efficace pour détecter quand et où les performances ont changé. La comparaison des courants de chaînes aide à localiser la branche CC affectée. Le tracé de la courbe I–V décrit le comportement électrique de la chaîne ou du module. La thermographie met en évidence la production locale de chaleur. L'inspection visuelle confirme les dommages physiques, la contamination, les équipements desserrés ou les causes environnementales. Les essais d'isolement et de continuité confirment les fuites ou l'interruption d'un conducteur.

Tableau 6.1 : Catégories de défauts et effets sur le fonctionnement de la centrale.

Méthode de diagnostic	Particulièrement adaptée à	Principal avantage	Principale limite
SCADA et alarmes	Détection continue et analyse historique	Couvre toute la centrale en continu	Dépend de la qualité des capteurs et de la résolution des données
Comparaison des courants de chaînes	Chaînes ouvertes, désadaptation de courant, ombrage	Localisation rapide des chaînes sous-performantes	Informations limitées sur le composant exact
Tracé de courbe I–V	Désadaptation, résistance, fonctionnement des dérivations, dégradation	Caractérisation électrique détaillée	Nécessite des conditions contrôlées et l'isolement
Thermographie infrarouge	Points chauds, connecteurs, boîtes de jonction, diodes	Inspection rapide sans contact	Les motifs thermiques peuvent avoir plusieurs causes
Inspection visuelle	Fissures, encrassement, corrosion, dommages des câbles et structures	Simple et directe	Les défauts internes peuvent ne pas être visibles
Essai d'isolement	Défauts à la terre et fuites	Évaluation directe de l'état de l'isolement	Nécessite une segmentation sûre et une interprétation correcte
Essai de chute de tension	Connecteurs et câbles résistifs	Quantifie les pertes résistives sous courant	Nécessite un accès sûr pendant le fonctionnement

Une séquence pratique consiste à détecter l'anomalie à partir du SCADA, identifier l'onduleur ou la chaîne affectée, vérifier les données de supervision, inspecter l'équipement, réaliser des mesures électriques ou I–V ciblées, utiliser la thermographie pour confirmer l'anomalie thermique, puis comparer l'ensemble des éléments avant de conclure sur la cause racine.

Note technique 4 :

La qualité des capteurs et la synchronisation temporelle font partie intégrante du système de diagnostic. Un capteur d'irradiance mal étalonné, un capteur de température défaillant, un décalage d'un capteur de courant ou un retard de communication peuvent faire paraître défectueux un système PV sain. Avant de remplacer un équipement physique, la source des données de diagnostic doit être vérifiée à l'aide d'une mesure indépendante ou d'un capteur pair fiable.

5 Traitement des défauts et actions correctives

5.1 Analyse des causes racines

L'analyse des causes racines détermine pourquoi la condition anormale s'est produite, au lieu de se limiter à identifier le symptôme visible. Par exemple, un fusible de chaîne fondu peut être causé par un courant inverse provenant de chaînes parallèles, un calibre de fusible incorrect, un câble en court-circuit, un isolant endommagé ou une erreur de maintenance antérieure. Remplacer le fusible sans rechercher la cause peut rétablir temporairement le fonctionnement, mais ne supprime pas le défaut initial. Une cause racine doit être étayée par des éléments cohérents. L'historique des alarmes, les mesures électriques, les conditions environnementales, les images thermiques, l'état visuel, l'historique de maintenance et les performances après réparation doivent soutenir la même explication technique. Les défauts doivent être considérés à trois niveaux :

1. Symptôme observé : faible courant, déclenchement de l'onduleur, point chaud ou faible résistance d'isolement.
2. Mécanisme immédiat du défaut : connecteur ouvert, forte résistance de contact, fuite due à l'humidité ou diode défectueuse.
3. Cause sous-jacente : installation incorrecte, paire de connecteurs incompatibles, mouvement du câble, étanchéité insuffisante, ombrage répété, dégradation des matériaux ou maintenance insuffisante.

5.2 Processus de dépannage

La première étape est toujours la classification du risque de sécurité. Les connecteurs chauds, les signes d'arc, les isolants endommagés, les conducteurs exposés, la fumée, les défauts à la terre et le comportement instable de l'onduleur peuvent exiger un arrêt ou une isolation immédiats. Les écarts de production de faible gravité peuvent être programmés pour des essais complémentaires sans arrêt d'urgence, à condition qu'aucun risque de sécurité ne soit présent. La deuxième étape est la validation. L'opérateur doit déterminer si l'événement est réel ou s'il résulte d'un capteur, d'une communication, d'un écrêtement, du réseau ou des conditions météorologiques. La troisième étape est la localisation. La perte au niveau de la centrale doit être ramenée à un onduleur, un MPPT, un coffret de regroupement, une chaîne, un module ou une connexion.

La quatrième étape est la confirmation au moyen d'essais ciblés. Les essais doivent commencer par la méthode la moins intrusive et ne progresser vers l'isolation ou les mesures au niveau des composants que lorsque cela est nécessaire. Le diagnostic technique final doit expliquer à la fois le symptôme mesuré et les preuves physiques.

Étape	Activité principale	Résultat requis
1. Évaluation de la sécurité	Déterminer les risques électriques, thermiques, d'incendie et mécaniques	Périmètre de travail sûr et décision d'isolement immédiat
2. Confirmation de l'événement	Confirmer l'alarme, la perte de production ou la mesure anormale	Symptôme de défaut vérifié
3. Validation des données	Vérifier les capteurs, horodatages, irradiance, température, écrêtement et état du réseau	Jeu de données de diagnostic valide
4. Localisation du système	Identifier l'onduleur, le MPPT, le coffret, la chaîne, le module ou la section de câble affecté	Zone de défaut définie
5. Essais ciblés	Appliquer des essais visuels, électriques, I-V, thermographiques ou d'isolement	Éléments confirmant le mécanisme du défaut
6. Détermination de la cause racine	Relier le symptôme à la cause physique ou de commande	Conclusion technique documentée
7. Action corrective	Réparer, remplacer, reconfigurer, nettoyer, isoler ou réétalonner	Condition sûre rétablie
8. Vérification	Répéter les mesures et comparer avec des références saines	Preuve de suppression du défaut
9. Documentation	Consigner les constats, l'action, les pièces, mesures et le suivi	Dossier de maintenance traçable

5.3 Actions correctives

Les actions correctives dépendent du type et de la gravité du défaut. Un encrassement uniforme peut nécessiter un nettoyage et la vérification du rétablissement du courant. Un ombrage récurrent peut nécessiter la maîtrise de la végétation, l'élimination d'un obstacle, une modification de l'implantation ou l'acceptation d'une perte saisonnière inévitable.

Un connecteur endommagé ou surchauffé exige normalement une isolation sûre, le retrait de la paire de connecteurs endommagée, l'inspection du conducteur de câble, une nouvelle terminaison correcte et la vérification de la compatibilité des connecteurs ainsi que de la qualité du sertissage. Le simple fait de réemboîter un connecteur surchauffé ne constitue pas une réparation adéquate. Une chaîne ouverte nécessite l'inspection des fusibles, des connecteurs, de la continuité des câbles, des conducteurs de modules et des bornes du coffret de regroupement. Un défaut à la terre exige généralement la segmentation du champ, des essais d'isolement et la réparation ou le remplacement du module, du connecteur, de la boîte de jonction ou du câble concerné.

Un module défectueux ne peut être réparé que si la méthode de réparation est techniquement approuvée et préserve l'isolement électrique, l'intégrité mécanique, l'étanchéité aux intempéries et les conditions de garantie. Dans le cas contraire, le remplacement est généralement plus approprié. Les modules présentant des points chauds sévères, des feuilles arrière brûlées, des conducteurs exposés, une délamination importante, des boîtes de jonction défailtantes ou un isolement dangereux ne doivent pas être remis en service sans une évaluation technique appropriée.

Un onduleur ne doit être réarmé qu'après compréhension de la cause du déclenchement. Les systèmes de refroidissement, la tension CC, l'état de l'isolement, les mesures du réseau, les températures internes, l'historique des alarmes et les réglages de commande doivent être vérifiés avant le redémarrage.

5.4 Évaluation des pertes d'énergie

L'énergie non produite à cause d'un défaut peut être estimée à partir de la différence entre la puissance attendue et la puissance mesurée :

$$E_{\text{loss}} = \int_{t_1}^{t_2} \max[P_{\text{exp}}(t) - P_{\text{meas}}(t), 0] dt \quad (6.18)$$

Cette valeur facilite la hiérarchisation des opérations de maintenance. Un défaut de faible puissance affectant de nombreuses chaînes peut entraîner une perte d'énergie totale supérieure à celle d'un défaut sévère limité à un seul module. Toutefois, les défauts critiques pour la sécurité doivent être prioritaires même si leur effet énergétique est faible. La priorité d'une action corrective doit donc prendre en compte le risque de sécurité, la perte d'énergie attendue, la récurrence, la progression du défaut, le coût de réparation, la disponibilité des équipements, le statut de garantie et la possibilité que le défaut endommage d'autres composants.

5.5 Vérification après réparation

Le système ne doit pas être considéré comme réparé simplement parce qu'une alarme disparaît. La vérification après réparation doit démontrer que le comportement électrique et thermique est revenu à un état acceptable.

La vérification peut inclure le rétablissement d'un courant de chaîne normal, la récupération de la tension attendue, l'amélioration de la forme de la courbe I-V, une résistance d'isolement acceptable, l'élimination des anomalies thermiques, un fonctionnement stable de l'onduleur et la concordance avec des chaînes ou des onduleurs comparables. La surveillance doit se poursuivre après la réparation afin de confirmer que le défaut ne réapparaît pas sous une irradiance ou une température plus élevée, après la pluie ou dans d'autres conditions de fonctionnement.

5.6 Documentation technique

Un dossier complet de défaut doit comprendre l'identification de l'actif, la date et l'heure, les conditions environnementales, l'état de fonctionnement, l'alarme initiale, les valeurs mesurées, les tendances SCADA, les photographies, les images thermiques, les courbes I-V, les mesures d'isolement, l'emplacement du défaut, la cause racine, l'action corrective, les pièces remplacées, les personnes impliquées et les résultats de la vérification après réparation.

La documentation facilite l'analyse des défauts récurrents, les réclamations de garantie, la planification des pièces de rechange, l'évaluation de la fiabilité et l'amélioration des procédures de maintenance préventive. Un codage cohérent des défauts est important afin que les événements similaires soient regroupés dans la même catégorie technique.

Note technique 5 :

Le réarmement d'une alarme, le remplacement d'un fusible ou la reconnexion d'une chaîne ne prouvent pas, à eux seuls, que la cause racine a été corrigée. Une action corrective complète doit supprimer le mécanisme du défaut, rétablir un fonctionnement sûr, confirmer les performances électriques et thermiques et créer un enregistrement traçable permettant d'identifier une éventuelle récurrence.

Résumé de la session

L'identification des défauts dans un système solaire PV commence par la distinction entre les variations environnementales normales et un comportement anormal des équipements. L'irradiance solaire, la température des cellules, l'ombrage, le vent, l'encrêtement et l'état de fonctionnement de l'onduleur influencent fortement la tension, le courant et la puissance. Les décisions de diagnostic doivent donc s'appuyer sur des performances attendues corrigées, sur la comparaison avec des équipements homologues sains ou sur un comportement historique de référence. La structure électrique de base du champ est également importante : les tensions s'additionnent dans les chaînes série, les courants s'additionnent dans les branches parallèles et l'élément produisant le courant le plus faible peut limiter l'ensemble d'un chemin série.

Les principaux défauts des modules PV comprennent les points chauds, les fissures de cellules, les défaillances d'interconnexion, les défauts de diodes de dérivation, la délamination, la pénétration d'humidité, l'encrassement, l'ombrage partiel et la dégradation à long terme. Les points chauds résultent d'une dissipation locale de puissance et peuvent endommager les matériaux du module. Les fissures et les problèmes d'interconnexion réduisent couramment la surface active ou augmentent la résistance série. L'encrassement uniforme réduit principalement le courant, tandis qu'un ombrage non uniforme peut activer les diodes de dérivation et créer des courbes I-V en escalier. Le facteur de forme, la puissance corrigée, les pertes de désadaptation et les différences relatives de température fournissent des indicateurs quantitatifs utiles.

Les défauts électriques comprennent les circuits ouverts, les courts-circuits, les défauts à la terre, les défauts d'arc, les connecteurs à forte résistance, les défauts d'onduleur et les problèmes des dispositifs de protection. Une chaîne ouverte produit normalement peu ou pas de courant, tandis qu'un court-circuit peut réduire la tension et permettre un courant inverse provenant de chaînes parallèles. Les défauts à la terre réduisent la résistance d'isolement et peuvent dépendre de l'humidité. Les arcs série sont particulièrement importants car ils peuvent ne pas générer un courant suffisant pour faire fonctionner un fusible. Les connexions à forte résistance produisent de la chaleur selon I^2R , ce qui les rend plus visibles lors d'un fonctionnement à fort courant.

Le tracé des courbes I-V, la thermographie infrarouge, l'analyse SCADA, les mesures électriques et l'inspection visuelle fournissent des informations complémentaires. Les courbes I-V révèlent les variations de génération de courant, de tension, de résistance série, de résistance shunt, de désadaptation et de fonctionnement des diodes de dérivation. La thermographie met en évidence les échauffements localisés, mais n'établit pas à elle seule la cause racine. Les systèmes SCADA fournissent en continu des données, des alarmes, des tendances de performance et des comparaisons entre chaînes ou onduleurs, mais leur fiabilité dépend de la précision des capteurs et d'une synchronisation temporelle correcte.

Le processus complet de traitement des défauts comprend l'évaluation de la sécurité, la confirmation de l'événement, la validation des données, la localisation dans le système, les essais ciblés, l'analyse des causes racines, l'action corrective, la vérification après réparation et la documentation technique. Un diagnostic réussi ne se limite pas à identifier l'emplacement du défaut ; il explique pourquoi le défaut s'est produit, démontre que l'action corrective a supprimé son mécanisme et confirme le rétablissement d'un fonctionnement sûr et des performances attendues du système.

S2-08 Gestion de l'exploitation et de la maintenance (O&M) d'une centrale solaire photovoltaïque

1. Installation et mise en service de la centrale PV

Ce module aborde les étapes initiales critiques du cycle de vie d'une centrale solaire photovoltaïque (PV), en mettant l'accent sur les procédures précises nécessaires à une installation et à une mise en service réussies. Le respect de ces étapes garantit dès le départ l'intégrité structurelle, la sécurité électrique et des performances optimales de la centrale.

1.1 Contrôles de l'installation mécanique

Cette phase consiste à vérifier l'intégrité physique et le positionnement correct de tous les composants mécaniques du système PV. La précision est ici primordiale pour prévenir les défaillances structurelles, assurer la longévité et favoriser une captation efficace de l'énergie.

• Intégrité structurelle :

Fondations et système de montage : confirmer que les fondations (par exemple, semelles en béton ou vis de fondation) sont stables et correctement installées conformément aux spécifications de conception et aux conditions locales du sol. Vérifier que les structures de montage (châssis, rails) sont solidement fixées, correctement alignées et capables de résister aux charges environnementales prévues (vent, neige). Rechercher tout signe de dommage ou de déformation survenu pendant le transport et l'assemblage.

Implantation des composants : s'assurer que les modules PV, les onduleurs, les coffrets de regroupement et les autres équipements électriques sont installés aux emplacements prévus, avec une ventilation adéquate, un accès suffisant pour la maintenance et une protection contre les risques environnementaux. Vérifier l'orientation et l'angle d'inclinaison corrects des modules PV conformément à la conception du site afin de maximiser la captation de l'énergie solaire.

• Vérification des composants :

Intégrité des modules : inspecter chaque module PV afin de détecter les défauts physiques tels que fissures, délamination ou dommages au cadre ou à la boîte de jonction. Vérifier que le modèle et la quantité de modules installés correspondent à la nomenclature des matériels (BOM).

Câblage et conducteurs : vérifier que tous les câbles CC et CA sont correctement dimensionnés, acheminés et solidement fixés afin d'éviter toute contrainte ou détérioration. S'assurer de la bonne polarité des connexions CC et du respect des codes électriques applicables à la mise à la terre et à la protection. Vérifier que toutes les connexions sont serrées et étanches aux intempéries.

• Conformité aux exigences de sécurité :

Confirmer que toutes les pratiques d'installation respectent les normes et réglementations de sécurité applicables, notamment la mise à la terre correcte de tous les composants métalliques, l'utilisation d'équipements de protection individuelle (EPI) appropriés et l'application de procédures de travail sûres en hauteur ou à proximité d'équipements électriques.

1.2 Mise en service électrique

Cette étape critique comprend les essais systématiques et la mise sous tension des composants électriques du système PV afin de vérifier leur fonctionnement correct et sûr avant la mise en exploitation de la centrale. Elle confirme que le système est électriquement conforme et prêt à produire de l'énergie.

• Essais avant mise sous tension :

Essais de continuité et de mise à la terre : réaliser des essais rigoureux afin de confirmer l'intégrité de toutes les connexions électriques et l'efficacité du système de mise à la terre. Il s'agit d'une étape essentielle de sécurité destinée à prévenir les risques de choc électrique.

Essais de résistance d'isolement (test au mégohmmètre) : mesurer la résistance d'isolement des chaînes CC et des circuits CA afin de détecter d'éventuels défauts ou faiblesses susceptibles de provoquer des courts-circuits ou des pertes d'énergie.

Contrôles de polarité : vérifier la polarité correcte de toutes les connexions CC afin d'éviter d'endommager les modules et les onduleurs.

• **Essais fonctionnels des composants :**

Essai des onduleurs : tester individuellement les onduleurs afin de vérifier qu'ils fonctionnent dans les paramètres spécifiés, notamment pour la tension, le courant et la fréquence de sortie. Vérifier les liaisons de communication entre les onduleurs et le système de surveillance.

Coffrets de regroupement et regroupement des chaînes : tester le fonctionnement des coffrets de regroupement en vérifiant l'isolement correct et la recombinaison des chaînes. Vérifier les valeurs de tension et de courant de chaque chaîne en conditions de circuit ouvert et de court-circuit (lorsque cela est applicable et peut être réalisé en toute sécurité).

• **Mise sous tension du système et exploitation initiale :**

Mise sous tension contrôlée : mettre progressivement le système sous tension, en commençant par les connexions des chaînes CC puis par le côté CA, tout en surveillant étroitement l'ensemble des paramètres électriques.

Vérification du raccordement au réseau : si le système est raccordé au réseau, vérifier la synchronisation et le raccordement au réseau électrique. S'assurer du bon fonctionnement des relais de protection et des systèmes anti-îlotage.

Production initiale : surveiller les performances du système immédiatement après la mise sous tension afin de confirmer que la production est conforme aux attentes et que toutes les valeurs mesurées se situent dans les plages nominales.

1.3 Vérification des performances

Cette dernière étape du processus de mise en service confirme que la centrale PV fonctionne conformément aux spécifications de conception et aux performances attendues. Elle établit une référence pour le suivi futur des performances et garantit que le client reçoit un système répondant aux obligations contractuelles.

- **Mesure du ratio de performance (PR) :** calculer le ratio de performance, indicateur clé de l'efficacité globale du système PV, en comparant la production énergétique réelle à la production théoriquement possible dans les conditions données d'irradiance et de température. Un ratio de performance supérieur à un seuil spécifié (par exemple 0,80 ou 80 %) indique généralement des performances satisfaisantes.
- **Validation de la production énergétique :** mesurer et enregistrer l'énergie produite par la centrale pendant une période définie (par exemple 24 à 72 heures) sous différentes conditions solaires. Comparer cette production à la production énergétique prévue par les modèles de conception du système.
- **Réponse aux variations d'irradiance :** observer et enregistrer l'évolution de la puissance de sortie du système en réponse aux fluctuations de l'irradiance solaire au cours de la journée.
- **Réponse aux perturbations du réseau (le cas échéant) :** pour les systèmes raccordés au réseau, tester la réponse de la centrale à de faibles variations de tension ou de fréquence du réseau afin de vérifier la conformité aux codes de réseau.
- **Documentation et transfert :** compiler tous les résultats d'essais, les rapports de mise en service et les données de performance dans un dossier complet de transfert.
- Former le personnel d'exploitation et de maintenance de la centrale aux caractéristiques du système, aux procédures de surveillance et aux protocoles d'urgence.
- Transférer officiellement la centrale en exploitation au propriétaire/exploitant en confirmant que toutes les garanties contractuelles de performance ont été satisfaites.

2. Exploitation et suivi des performances

L'exploitation et le suivi des performances constituent le fondement quotidien d'un programme professionnel d'O&M. Après la mise en service, la centrale doit être observée en continu (ou au moins de manière systématique) afin que sa production réelle puisse être comparée au comportement attendu. Cette démarche est essentielle non seulement pour maximiser la production d'énergie, mais aussi pour détecter rapidement la dégradation, les défauts et les inefficacités, avant qu'ils ne deviennent des défaillances coûteuses. Un suivi efficace transforme les données brutes d'exploitation en informations exploitables.

2.1 Indicateurs d'exploitation quotidienne

Le suivi quotidien vise à vérifier que la centrale se comporte normalement dans les conditions météorologiques actuelles et compte tenu des contraintes du réseau et de l'exploitation. Les indicateurs quotidiens typiques comprennent l'état des onduleurs (alarmes, arrêts et indicateurs d'efficacité), les performances des chaînes CC (lorsqu'un suivi des chaînes existe), le comportement de la sortie CA, l'état du transformateur ou de l'appareillage de commutation (le cas échéant), ainsi que les mesures de température des principaux équipements. Il est tout aussi important que les contrôles quotidiens confirment le bon fonctionnement du système de surveillance et de communication, car des données manquantes peuvent masquer de véritables problèmes de performance.

Dans une routine de surveillance bien structurée, l'opérateur ne se contente pas de « regarder des chiffres ». Il interprète si le système PV répond de manière cohérente à l'irradiance et à la température. Par exemple, si l'irradiance est suffisante mais que la puissance de l'onduleur diminue de façon inattendue, cela peut indiquer un défaut électrique, un dispositif de protection déclenché ou fondu, un problème de câble/connecteur ou une défaillance partielle de chaînes PV. Si la production de la centrale dérive progressivement en dessous des plages attendues sur plusieurs semaines ou plusieurs mois, cela peut indiquer une dégradation, un encrassement persistant, des effets de désadaptation ou des problèmes liés au refroidissement/à la ventilation et aux pertes électriques.

2.2 Production énergétique et disponibilité

La production énergétique décrit la quantité d'énergie électrique effectivement produite par la centrale sur une période définie (horaire, quotidienne, mensuelle ou annuelle). Pour la performance d'exploitation, la production constitue l'indicateur de résultat principal, car elle est directement liée aux revenus (dans les contextes de marché) ou aux objectifs de fourniture de service (dans les modèles contractuels). Toutefois, la production énergétique seule n'explique pas la cause d'une sous-performance.

C'est pourquoi la disponibilité doit également être suivie. La disponibilité représente la proportion du temps pendant laquelle la centrale — ou ses parties critiques — est disponible pour produire. Si la production énergétique est faible en raison d'une faible irradiance, la disponibilité peut rester élevée. À l'inverse, si l'irradiance est normale mais que la centrale est fréquemment indisponible en raison de défaillances, de déclenchements de protections ou de défauts de communication, la disponibilité diminue. Il est essentiel de distinguer ces causes : cela évite des conclusions erronées telles que « la centrale sous-performe en raison de problèmes de modules » alors que le véritable problème est une indisponibilité répétée due à des défaillances d'équipement ou à la logique de commande. En pratique, un cadre de surveillance utilise conjointement la production énergétique et la disponibilité pour distinguer les pertes environnementales des pertes opérationnelles. Cela soutient également la conformité contractuelle, les discussions relatives aux garanties de performance et la priorisation des ressources de maintenance.

2.3 Suivi du ratio de performance

Le ratio de performance (PR) est un indicateur normalisé utilisé pour évaluer les performances d'une centrale PV indépendamment du niveau absolu d'irradiance. Il compare la production énergétique réelle à celle que la centrale devrait fournir dans des conditions de référence

en tenant compte des pertes du système. Le ratio de performance donne ainsi une vision plus claire de l'efficacité du fonctionnement de la centrale et permet de déterminer si les pertes augmentent.

Le suivi du ratio de performance au fil du temps est particulièrement utile, car de nombreux problèmes d'exploitation se manifestent par des pertes de performance plutôt que par des arrêts complets. Par exemple, une augmentation de l'encrassement peut réduire progressivement le ratio de performance. L'échauffement des connecteurs ou la dégradation de l'isolement peuvent accroître les pertes avant qu'une défaillance complète ne se produise. Des défaillances partielles de chaînes peuvent réduire progressivement le ratio de performance selon le nombre de chaînes et d'onduleurs concernés. Même les imprécisions du système de suivi de position, lorsqu'il existe, peuvent déformer les profils de performance et doivent être interprétées avec prudence.

Une approche professionnelle du suivi du ratio de performance comprend l'analyse des tendances et une comparaison périodique avec :

- les valeurs de référence établies lors de la mise en service ;
- le PR de conception/attendu ;
- le PR historique pour des saisons comparables ;
- les variations observées après des actions de maintenance spécifiques.

Le suivi du ratio de performance ne se limite pas à la « production de rapports ». C'est un outil d'aide à la décision qui permet de déterminer quand programmer un nettoyage, rechercher des problèmes électriques, vérifier la précision du système de surveillance ou effectuer des inspections plus approfondies.

3. Planification de la maintenance préventive

La planification de la maintenance préventive permet de maintenir la fiabilité, la sécurité et l'efficacité de la centrale PV. L'objectif est de réduire les défaillances imprévues en traitant les mécanismes d'usure et les premiers signes de détérioration avant qu'ils ne s'aggravent. La maintenance préventive est une stratégie d'interventions planifiées et maîtrisées, conçue en fonction des risques de la centrale, de la criticité des équipements et du comportement de dégradation observé.

3.1 Calendriers de nettoyage

Le nettoyage est l'une des activités préventives les plus influentes dans de nombreuses centrales PV, car l'encrassement affecte directement l'énergie optique atteignant les modules. La poussière, le sable, les retombées industrielles, les fientes d'oiseaux, le pollen et les débris généraux peuvent former un film ou des motifs d'obstruction qui s'accroissent avec le temps. La perte d'énergie qui en résulte dépend souvent des conditions locales (fréquence des pluies, intensité du vent, proximité des routes/de l'industrie et angle d'inclinaison des modules).

Dans une planification O&M de qualité, les calendriers de nettoyage ne doivent pas reposer uniquement sur le calendrier. Bien qu'un nettoyage périodique soit courant, la périodicité optimale dépend du taux d'encrassement et des résultats de performance. La fréquence de nettoyage doit donc être adaptée en fonction :

- des tendances observées du ratio de performance et des déficits de production ;
- des conditions environnementales locales ;
- des facteurs saisonniers ;
- de la disponibilité de l'eau et des contraintes d'exploitation.

Un nettoyage excessif peut également être problématique : il augmente les coûts, peut solliciter les surfaces des modules et peut être dangereux s'il est réalisé sans mesures de sécurité appropriées pour le travail en hauteur ou avec une mauvaise gestion de l'eau. La planification de la maintenance préventive considère le nettoyage comme une activité d'ingénierie maîtrisée : les méthodes de nettoyage, les procédures de sécurité et la vérification après nettoyage (par exemple, l'amélioration à court terme du ratio de performance) doivent être incluses.

3.2 Inspections visuelles

L'inspection visuelle est une méthode préventive peu coûteuse mais de grande valeur. Elle permet de détecter précocement des problèmes qui ne déclenchent pas encore d'alarme dans le système de surveillance électrique. Une inspection visuelle structurée doit couvrir les modules, les structures de montage, les cheminements de câbles, les boîtes de jonction, les coffrets de regroupement (le cas échéant), les enveloppes des onduleurs et les composants de mise à la terre.

Pour les modules, l'inspection porte sur les signes de dommages physiques tels que fissures, délamination, décoloration, cadres desserrés, verre endommagé ou détérioration des stratifiés. Pour le reste du système, elle recherche la corrosion, les éléments de fixation desserrés, les signes de pénétration d'eau, la détérioration des presse-étoupes et tout indice de surchauffe (par exemple, une décoloration autour des connecteurs ou des enveloppes).

Le point pédagogique essentiel de la maintenance préventive est que l'inspection visuelle doit être systématique et comparable dans le temps. Les mêmes zones doivent être contrôlées à des intervalles définis à l'aide de listes de contrôle, de photographies et d'observations enregistrées, afin de pouvoir reconnaître les tendances et justifier les futures interventions de maintenance par des éléments probants.

3.3 Périodicité des inspections électriques et mécaniques

La maintenance préventive exige également des intervalles d'inspection électrique et mécanique. Ces intervalles ne sont pas universels ; ils dépendent du type d'équipement, de la conception, de l'environnement, des recommandations du fabricant et de l'évaluation des risques. Par exemple, les climats sévères et les environnements fortement pollués exigent généralement des contrôles plus fréquents. Les centrales situées dans des zones soumises à des impacts de foudre fréquents ou à des perturbations du réseau peuvent nécessiter un contrôle plus rapproché des systèmes de protection et de l'intégrité de la mise à la terre.

Les inspections électriques comprennent couramment la vérification des connexions, les contrôles liés à l'état de l'isolement et les essais fonctionnels des composants de protection lorsque cela est autorisé et requis. Les inspections mécaniques comprennent le contrôle de l'intégrité structurelle, de la stabilité des montages, de la corrosion des éléments de fixation et de l'état des voies de drainage qui limitent la stagnation de l'eau. Dans un programme de maintenance bien conçu, les intervalles d'inspection doivent être :

- définis en fonction des risques ;
- alignés sur les recommandations du fabricant ;
- mis à jour à partir de l'historique d'exploitation et des enregistrements de défauts ;
- clairement documentés.

Cela permet à la maintenance préventive de rester efficace et économiquement efficiente, plutôt que de devenir une simple formalité administrative.

4. Maintenance corrective et prédictive

Même avec une planification préventive, des défauts peuvent survenir en raison de conditions d'exploitation imprévues, de défauts de fabrication, de l'usure, de dommages accidentels ou de perturbations liées au réseau. La maintenance corrective rétablit la centrale après l'apparition d'un défaut, tandis que la maintenance prédictive vise à prévoir les défaillances et à réduire les indisponibilités en intervenant avant la panne. Une stratégie O&M mature utilise les deux approches.

4.1 Maintenance basée sur les défauts

La maintenance basée sur les défauts débute lorsqu'un défaut est détecté. La détection peut provenir d'alarmes de surveillance, de relais de protection, d'indicateurs de performance anormaux (par exemple une chute soudaine de la production énergétique sans explication météorologique) ou d'indices physiques observés lors des inspections.

Lors de la mise en œuvre d'une maintenance basée sur les défauts, l'exigence centrale est un dépannage rigoureux. La maintenance ne doit pas se limiter à réparer le symptôme (par exemple, remplacer un composant après un arrêt) ; elle doit aussi identifier la cause racine. Sans analyse de la cause racine, les défauts se répètent souvent, entraînant des indisponibilités récurrentes et une augmentation des coûts à long terme.

Un flux de travail professionnel de maintenance corrective comprend généralement :

- la confirmation du défaut et la collecte des éléments probants ;
- l'isolement en toute sécurité du sous-système concerné ;
- la vérification des hypothèses au moyen de mesures ;
- l'identification de la cause racine (électrique, thermique, environnementale ou opérationnelle) ;
- l'exécution de la réparation ou du remplacement ;
- l'enregistrement des enseignements tirés afin d'améliorer la fiabilité future.

4.2 Surveillance d'état

La surveillance d'état soutient la maintenance prédictive en suivant l'état de santé des composants à partir de signaux mesurables. Dans les centrales PV, elle est particulièrement pertinente pour les composants dont la détérioration commence par des changements subtils avant que la défaillance ne devienne évidente. Les exemples courants comprennent le comportement thermique (détection des points chauds), les tendances des paramètres électriques (écarts de tension/courant) et l'observation de profils indiquant une augmentation des pertes ou une dégradation des contacts.

L'imagerie thermique est largement utilisée, car la surchauffe des connecteurs ou des jonctions peut souvent être détectée avant qu'elle ne provoque une défaillance catastrophique. La surveillance électrique de l'état peut également révéler un comportement anormal du courant, des problèmes de déséquilibre ou des signes de dégradation de l'isolement. L'objectif est de transformer le « temps de maintenance », d'un coût réactif, en une activité planifiée d'amélioration de la fiabilité.

La surveillance d'état doit être exécutée de façon cohérente, avec des méthodes appropriées et des pratiques d'accès sûres. Les résultats doivent être comparés aux valeurs de référence et interprétés en tenant compte des effets de l'irradiance et de la température ; sinon, des faux positifs peuvent conduire à des interventions inutiles.

4.3 Planification de la maintenance fondée sur les données

La planification de la maintenance fondée sur les données utilise les données historiques, les indicateurs clés de performance (KPI) d'exploitation et les enregistrements de défauts afin d'améliorer les décisions de maintenance. Au lieu de traiter tous les équipements de la même manière, cette approche priorise les interventions en fonction du risque et de l'impact attendu. Elle tient compte :

- des composants qui tombent le plus fréquemment en panne ;
- des défaillances qui provoquent les plus longues indisponibilités ;
- de l'évolution de la probabilité de défaillance avec le temps ;
- de l'aspect des pertes de performance avant que le défaut n'entraîne un arrêt.

En analysant les tendances, l'équipe O&M peut adapter les calendriers de maintenance, affiner les intervalles d'inspection, décider quand un remplacement est plus économique que des réparations répétées et sélectionner les stratégies de dépannage les plus efficaces. En pratique, la planification fondée sur les données améliore à la fois la fiabilité et la maîtrise des coûts, car elle réduit les travaux inutiles et cible les véritables goulots d'étranglement de la fiabilité.

5. Sécurité et gestion du cycle de vie

La sécurité et la gestion du cycle de vie permettent à la centrale PV de fonctionner de manière fiable tout en réduisant au minimum les risques pour le personnel, les équipements et l'environnement. La gestion du cycle de vie garantit en outre que les décisions prises aujourd'hui — concernant les pièces, les réparations et les modernisations — restent cohérentes avec la durabilité à long terme et la rentabilité.

5.1 Sécurité électrique côté CC

La sécurité électrique en courant continu constitue une zone de risque majeure dans les centrales PV en raison des caractéristiques des chaînes photovoltaïques et de la persistance de la tension CC sous irradiance. Même si le côté CA est déconnecté, les circuits CC peuvent rester sous tension tant que les modules reçoivent de la lumière solaire. Des pratiques de travail sûres sont donc indispensables pour les activités de maintenance et d'inspection.

Les mesures de sécurité en exploitation doivent inclure des procédures strictes d'isolement sûr, la vérification de la mise hors tension lorsqu'elle est requise, l'utilisation d'équipements de protection individuelle appropriés et le respect des pratiques de travail électrique réservées au personnel qualifié. Les équipes de maintenance doivent comprendre où se situent les dangers — circuits de chaînes, coffrets de regroupement, onduleurs et conducteurs à proximité de pièces sous tension — et suivre des étapes cohérentes d'isolement sûr avant de toucher toute partie électrique.

Ce sujet doit être considéré comme un contenu de formation non négociable, car des pratiques correctes réduisent le risque de choc électrique ainsi que la probabilité d'endommagement des équipements pendant la maintenance.

5.2 Procédures de consignation/verrouillage et étiquetage (LOTO)

Les procédures de consignation/verrouillage et étiquetage (Lockout/Tagout — LOTO) empêchent toute remise sous tension involontaire et protègent les agents de maintenance contre les sources d'énergie dangereuses pendant les interventions. Dans une centrale PV, la procédure LOTO doit prendre en compte les exigences d'isolement côté CC et côté CA, ainsi que la possibilité que de l'énergie reste présente dans certaines parties du système selon les conditions météorologiques et l'état d'exploitation. Une procédure LOTO robuste comprend :

- l'identification de toutes les sources d'énergie susceptibles de mettre l'équipement sous tension ;
- l'application des dispositifs de verrouillage et des étiquettes de consignation ;
- la vérification de l'état d'énergie nulle lorsqu'elle est applicable ;
- le contrôle de l'accès afin que seules les personnes autorisées puissent retirer les verrous/étiquettes ;
- la documentation du processus afin d'en assurer la traçabilité.

La procédure LOTO réduit les erreurs humaines et constitue une exigence fondamentale de tout programme professionnel de maintenance.

5.3 Gestion des pièces de rechange et de la fin de vie

La gestion des pièces de rechange permet d'effectuer rapidement et de façon fiable les réparations lorsqu'un composant tombe en panne. L'objectif n'est pas de stocker des quantités illimitées de pièces, mais de disposer et de gérer les pièces critiques qui réduisent au minimum le temps d'indisponibilité et les délais de remplacement. La planification des pièces de rechange doit tenir compte de la criticité des composants, des taux historiques de défaillance, des délais d'approvisionnement des fournisseurs, des contraintes de garantie et de la configuration du système.

La gestion de la fin de vie va au-delà du simple remplacement des composants. Elle comprend la planification du démantèlement, l'élimination responsable, les filières de recyclage et la vérification que les stratégies de remplacement restent compatibles avec les normes de sécurité et les obligations environnementales. La réflexion sur le cycle de vie inclut également la planification de la dégradation et de la faisabilité des mises à niveau, afin que, lorsque la technologie évolue ou que les composants atteignent leur fin de vie utile, la centrale puisse être maintenue ou renouvelée (repowering) de manière structurée.