

Introduction aux systèmes d'énergie solaire photovoltaïque

Résumé

Cette séance introductive présente la structure générale et la fonction d'un système d'énergie solaire photovoltaïque. Elle donne aux apprenants une vue d'ensemble de la manière dont le rayonnement solaire est reçu par les modules PV, converti en électricité continue, collecté par les circuits électriques, conditionné par les équipements d'électronique de puissance et fourni aux charges ou au réseau électrique. Elle présente les principaux éléments physiques et fonctionnels d'une installation PV, sans aborder les calculs détaillés ni le dimensionnement des composants. Les étudiants examineront les relations entre la ressource solaire, les modules PV, les structures de montage, les connexions électriques, les protections, les onduleurs, les équipements de supervision et le point final d'utilisation de l'énergie. Les configurations courantes seront également présentées : installations en toiture et au sol, systèmes fixes ou à suivi solaire, et applications autonomes ou raccordées au réseau.

Cette séance décrit aussi les principales étapes du cycle de vie d'un projet PV : évaluation du site, planification préliminaire du système, coordination des composants, installation, inspection, mise en service, supervision, maintenance et exploitation à long terme. Une attention particulière est accordée à la coordination entre l'évaluation de la ressource solaire, la conception mécanique, la conception électrique, les équipements d'électronique de puissance, les pratiques d'installation et les procédures de sécurité. Cette séance est volontairement descriptive. Elle établit la terminologie, les relations entre sous-systèmes et le cadre d'apprentissage nécessaires aux séances suivantes. Elle ne comporte ni équations, ni formulations de conception, ni calculs détaillés de dimensionnement.

1 Vue d'ensemble des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque

1.1 L'énergie solaire comme ressource énergétique

Cette sous-section présente l'énergie solaire comme l'entrée primaire de tout système photovoltaïque. Les apprenants se familiariseront avec l'idée que la quantité d'énergie solaire disponible pour une installation PV varie selon le lieu, la saison, l'heure de la journée, les conditions météorologiques, les obstacles environnants et l'orientation de la surface réceptrice.

La discussion explique pourquoi l'énergie solaire doit être considérée comme une ressource naturelle variable et non comme une source de puissance constante. Les apprenants constateront que les nuages, les conditions atmosphériques, l'ombrage, la poussière, la température et les variations de la position du soleil peuvent modifier l'énergie reçue par un champ PV.

Cette introduction préparera les apprenants à comprendre pourquoi les informations sur la ressource solaire sont essentielles pour choisir un site, organiser les modules, estimer les performances de la centrale et comparer différentes configurations de systèmes PV.

1.2 De la lumière solaire à l'énergie électrique

Les apprenants suivront l'ensemble du parcours de l'énergie dans un système photovoltaïque. Ce parcours commence lorsque le rayonnement solaire atteint la surface du module et se poursuit par la production d'électricité continue par les cellules PV.

La séance expliquera comment les cellules individuelles sont assemblées en modules, comment les modules sont regroupés en chaînes et comment les chaînes forment un champ PV complet. Les apprenants suivront ensuite l'énergie électrique à travers les câbles, connecteurs, équipements de collecte, dispositifs de protection, convertisseurs de puissance et onduleurs.

La dernière étape montrera comment l'énergie électrique convertie est fournie aux charges locales, stockée pour une utilisation ultérieure ou injectée dans le réseau électrique. Les apprenants comprendront aussi que des pertes et des limites de fonctionnement peuvent apparaître à plusieurs étapes du parcours, notamment à la surface des modules, dans les connexions électriques et pendant la conversion de puissance.

1.3 Applications et échelles des systèmes

Cette sous-section présente les principales applications de la technologie photovoltaïque. Les apprenants compareront les petits systèmes destinés à des appareils individuels ou à des charges isolées aux installations résidentielles, commerciales, industrielles et de grande puissance.

Les systèmes résidentiels seront présentés comme des installations généralement montées sur des maisons ou petits bâtiments pour alimenter la consommation locale. Les systèmes commerciaux et industriels seront présentés comme des installations plus importantes desservant bureaux, écoles, usines, entrepôts et autres bâtiments. Les centrales PV de grande puissance seront décrites comme

de vastes installations au sol développées principalement pour alimenter le réseau électrique.

Les apprenants examineront aussi les applications isolées et autonomes, dans lesquelles les systèmes PV fournissent de l'électricité lorsqu'un raccordement au réseau n'est pas disponible ou n'est pas pratique. Ces exemples aideront les apprenants à reconnaître que les mêmes principes fondamentaux du photovoltaïque s'appliquent à une large gamme de puissances, tandis que l'organisation des composants, la protection, la commande et les exigences de maintenance peuvent varier.

2 Principaux sous-systèmes d'une installation solaire PV

2.1 Ressource solaire, modules PV et champs photovoltaïques

Cette sous-section présente la ressource solaire et le champ PV comme les points de départ du processus de conversion de l'énergie. Les étudiants identifieront la cellule PV comme l'élément de base de conversion énergétique et comprendront comment les cellules sont assemblées en modules pour une utilisation pratique.

Ils examineront ensuite la progression des modules vers les chaînes, puis des chaînes vers les champs. L'objectif de cette organisation sera expliqué en termes d'obtention des niveaux de tension, de courant et de puissance requis par le système raccordé.

Les apprenants se familiariseront avec les informations habituellement associées à un module PV, notamment ses caractéristiques électriques, ses dimensions physiques, sa technologie, ses limites environnementales et ses exigences d'installation. Ils comprendront également que la puissance du module dépend des conditions réelles de fonctionnement et ne reste pas égale à sa valeur nominale au cours de la journée.

Cette vue d'ensemble préparera l'étude du rayonnement solaire, de la conversion PV, des effets environnementaux, des caractéristiques des modules et de la configuration des champs.

2.2 Support mécanique et montage

Le sous-système mécanique sera présenté comme la partie de l'installation PV qui supporte les modules, maintient leur position requise et transmet les charges à une toiture, à la structure d'un bâtiment, à une fondation ou au sol.

Les apprenants identifieront les principaux composants mécaniques : cadres de modules, brides, rails, supports, poutres, poteaux, contreventements, fixations de toiture, éléments de fixation et fondations. La discussion soulignera que ces éléments constituent une chaîne porteuse continue plutôt qu'un ensemble de pièces indépendantes.

La séance décrira comment l'agencement mécanique maintient l'orientation des modules tout en résistant au vent, à la gravité, aux variations de température, aux opérations de manutention et aux autres conditions environnementales ou d'exploitation. Les apprenants se familiariseront aussi avec l'importance de l'alignement, des zones de serrage autorisées, de la résistance à la corrosion, du drainage, de l'accès et des pratiques d'installation sûres.

Cette introduction préparera les apprenants à la séance mécanique distincte, où seront étudiés plus en détail les structures en toiture, les systèmes au sol, les dispositifs de suivi solaire, les composants de support, les fondations, la durabilité et la sécurité d'installation.

2.3 Collecte, raccordement et protection électriques

Cette sous-section présente la structure électrique qui achemine l'électricité continue produite par les modules PV vers les équipements de conversion de puissance.

Les apprenants identifieront les principaux composants électriques utilisés entre le champ PV et l'onduleur : câbles de modules, connecteurs, conducteurs de chaînes, coffrets de regroupement, sectionneurs, conducteurs de mise à la terre, fusibles, disjoncteurs, dispositifs de protection contre les surtensions et équipements de supervision.

La collecte électrique sera décrite comme la combinaison et le transfert sûrs de la puissance provenant de nombreux modules et chaînes. Les apprenants comprendront qu'une organisation électrique correcte est nécessaire pour respecter la polarité, limiter les chutes de tension indésirables, protéger les équipements en cas de défaut, isoler les circuits pour la maintenance et réduire les risques de choc électrique ou d'incendie.

La séance introduira aussi la distinction entre le côté courant continu et le côté courant alternatif d'une installation PV. Elle préparera les apprenants à la séance électrique ultérieure sur les cellules, modules, chaînes, champs, connexions série et parallèle, câbles, protections, mise à la terre, isolement, caractéristiques électriques et adaptation à l'onduleur.

2.4 Conversion de puissance et fourniture de l'énergie

L'électronique de puissance sera présentée comme le sous-système qui commande et conditionne l'énergie électrique produite par le champ PV. Les apprenants comprendront la nécessité d'adapter la sortie continue variable du champ aux besoins des charges électriques, des équipements de stockage d'énergie ou du réseau public.

La séance décrira le rôle général des convertisseurs CC/CC, des composants du bus continu, des onduleurs, filtres de sortie, régulateurs et systèmes de supervision. Les apprenants comprendront que ces dispositifs régulent tension et courant, commandent le point de fonctionnement du champ, convertissent le continu en alternatif et assurent une fourniture d'énergie sûre et stable.

L'onduleur sera présenté comme l'interface principale entre le champ PV et la plupart des charges en courant alternatif ou des raccordements au réseau. Les apprenants découvriront aussi le principe du suivi du point de puissance maximale (MPPT), qui permet au système de s'adapter aux variations d'ensoleillement et de température et d'exploiter plus efficacement la puissance PV disponible.

Cette vue d'ensemble servira de base à la séance ultérieure sur l'électronique de puissance, consacrée aux composants semi-conducteurs, aux types de convertisseurs, au fonctionnement des onduleurs, à la commande de la tension et de la fréquence, à l'interaction avec le réseau, au MPPT, aux pertes de conversion, aux conditions thermiques, à la protection et à la fiabilité.

3 Configurations courantes des systèmes solaires PV

3.1 Systèmes en toiture et montés sur bâtiment

Cette sous-section présente les systèmes photovoltaïques installés sur des bâtiments résidentiels, commerciaux et industriels. Les apprenants examineront les différences générales entre les systèmes montés sur toitures inclinées, toitures-terrasses, façades et autres surfaces de bâtiment.

La séance décrira comment les systèmes en toiture peuvent être fixés directement aux éléments porteurs de la toiture ou supportés par des structures ballastées. Les apprenants comprendront que le bâtiment fait partie du système de support PV et doit donc être pris en compte lors de l'évaluation de l'espace disponible, de la capacité structurelle, de l'étanchéité, du drainage, de l'accès, de l'exposition au vent et des cheminements de maintenance.

Une attention sera également accordée à la coordination entre l'implantation des modules, les traversées de toiture, les cheminements de câbles électriques, l'emplacement des onduleurs, les accès incendie, les obstacles créant de l'ombrage et les équipements existants du bâtiment. L'objectif est de faire comprendre qu'un système PV en toiture doit être intégré au bâtiment, et non considéré comme un équipement posé indépendamment sur le toit.

3.2 Centrales solaires au sol

Les systèmes au sol seront présentés comme des installations supportées par des structures et fondations dédiées, installées directement dans ou sur le sol. Les apprenants identifieront l'agencement type des modules, rails, poutres, poteaux, contreventements, fondations, chemins de câbles, postes d'onduleurs, voies d'accès et équipements de supervision.

La séance expliquera que les systèmes au sol offrent davantage de souplesse pour l'orientation des champs, la longueur et l'espacement des rangées, l'accès pour la maintenance et la capacité globale de la centrale. Les apprenants comprendront aussi l'importance accrue du relief, des caractéristiques du sol, du drainage, de la végétation, de l'érosion, de l'installation des fondations, du cheminement des câbles, de la sécurité du site et de l'exposition environnementale.

La relation entre les rangées de modules et l'implantation complète de la centrale sera présentée. Les apprenants comprendront que la direction, l'espacement et la hauteur des rangées, ainsi que les accès et l'emplacement des équipements, influencent la production d'énergie, les charges mécaniques, la construction, les pertes électriques, la maintenance et l'utilisation du terrain.

3.3 Systèmes à inclinaison fixe et à suivi solaire

Cette sous-section comparera les systèmes qui conservent une orientation constante des modules à ceux qui modifient leur orientation en fonctionnement.

Les apprenants examineront les systèmes à inclinaison fixe comme des configurations mécaniquement simples dans lesquelles les modules conservent une orientation choisie toute l'année. Ils comprendront

l'importance de choisir un agencement tenant compte de la ressource solaire, de la surface disponible, de l'ombrage, de l'exposition au vent, de la maintenance et des objectifs du projet.

Les systèmes de suivi solaire seront présentés comme des configurations qui font pivoter la structure des modules pour suivre les variations de la position apparente du soleil. Les apprenants distingueront les principes des suiveurs à un axe et à deux axes et identifieront les composants mécaniques et de commande supplémentaires associés aux systèmes mobiles.

La discussion soulignera que le suivi solaire peut améliorer la collecte d'énergie solaire, mais impose des exigences supplémentaires concernant les entraînements, les roulements, les capteurs, les câbles mobiles, les dégagements, l'alignement, la tenue au vent, la commande, l'inspection et la maintenance.

3.4 Systèmes autonomes et raccordés au réseau

Les apprenants compareront les systèmes photovoltaïques fonctionnant indépendamment du réseau public avec ceux qui y sont raccordés.

Les systèmes autonomes seront présentés comme des systèmes conçus pour alimenter des charges locales sans dépendre d'un raccordement permanent au réseau. Les apprenants se familiariseront avec les rôles possibles des batteries, régulateurs de charge, onduleurs autonomes, sources de secours et équipements de gestion de l'énergie. Ils comprendront que ces systèmes doivent équilibrer la production solaire disponible, l'énergie stockée et la demande des charges.

Les systèmes raccordés au réseau seront décrits comme fonctionnant en coordination avec un réseau électrique. Les apprenants comprendront que l'onduleur doit fournir un courant alternatif dont les caractéristiques sont compatibles avec le réseau et intégrer des fonctions appropriées de supervision et de protection.

La séance expliquera également que le réseau peut recevoir le surplus de production PV et fournir de l'électricité lorsque la production locale est insuffisante. Cette comparaison préparera les apprenants à comprendre pourquoi les fonctions de l'onduleur, les dispositifs de protection, les méthodes de commande et les priorités de fonctionnement diffèrent entre applications autonomes et raccordées au réseau.

4 Du concept de projet au système PV en exploitation

4.1 Évaluation du site et exigences du projet

Cette sous-section présente les informations à connaître avant de planifier un système PV. Les étudiants examineront l'importance de définir l'objectif du système, la consommation d'énergie attendue, le site disponible, le type de raccordement électrique, l'échelle du projet et les conditions de fonctionnement prévues.

L'évaluation du site sera présentée comme une analyse coordonnée de l'accès solaire, de l'ombrage, de l'état de la toiture ou du sol, du relief, du drainage, de l'exposition environnementale, des accès, des infrastructures électriques, de l'emplacement des équipements et des besoins de maintenance.

Les apprenants comprendront que chaque site offre des possibilités et impose des limites techniques différentes. Une toiture peut faciliter l'accès à une installation électrique existante, mais limiter l'espace, la charge admissible, l'étanchéité et l'ombrage. Un site au sol peut offrir plus de souplesse d'implantation, mais nécessiter des fondations, des routes, des clôtures, du drainage, la gestion de la végétation et des cheminements électriques plus longs.

Cette sous-section vise à faire comprendre qu'une conception PV réussie commence par des informations fiables sur le site et des exigences de projet clairement définies.

4.2 Implantation préliminaire et coordination des sous-systèmes

Les étudiants découvriront comment les principaux sous-systèmes PV sont réunis lors de la planification préliminaire. La séance expliquera que l'agencement et l'orientation des modules, l'espacement des rangées, la structure de support, le regroupement électrique, les chemins de câbles, l'emplacement des onduleurs, les accès, le drainage et les points de supervision doivent être considérés comme les parties d'un système coordonné.

L'agencement mécanique influence l'orientation des modules, l'espacement, le support des câbles et l'accès pour la maintenance. L'agencement électrique influence le regroupement des chaînes, le cheminement des conducteurs, les équipements de collecte, la protection et l'emplacement des onduleurs. Les équipements d'électronique de puissance influencent la configuration requise du champ, les conditions de fonctionnement, la gestion thermique, les communications et le raccordement au réseau.

Les apprenants constateront que l'amélioration d'un aspect de la conception peut avoir des conséquences ailleurs. Une implantation compacte peut utiliser efficacement le terrain mais réduire les accès ou accroître l'ombrage. Des rangées plus longues peuvent simplifier l'organisation visuelle mais affecter les chemins de câbles et les mouvements structurels. Des équipements placés près du champ peuvent réduire les distances électriques mais exiger une protection environnementale supplémentaire.

Cette sous-section établira l'importance de la coordination interdisciplinaire avant le début de la conception détaillée.

4.3 Installation, inspection et mise en service

Cette sous-section présente la séquence par laquelle un système PV planifié devient une installation en exploitation.

Les apprenants examineront la progression générale depuis la préparation du site et l'implantation jusqu'à la pose des fondations ou des fixations de toiture, des structures porteuses, des modules, des câbles électriques, des équipements de collecte, des onduleurs, des dispositifs de protection, des systèmes de supervision et des raccordements au réseau ou aux charges.

L'importance des inspections à chaque étape sera soulignée. Les apprenants comprendront que la qualité de l'installation comprend le bon positionnement, l'alignement, le serrage, la manutention des modules, le support des câbles, la compatibilité des connecteurs, la polarité, la mise à la terre, l'étiquetage, l'étanchéité aux intempéries, les dégagements autour des équipements et la protection contre les dommages.

La mise en service sera présentée comme le processus contrôlé permettant de confirmer que le système terminé a été correctement assemblé et peut fonctionner en toute sécurité. Les étudiants se familiariseront avec le rôle des inspections visuelles, des contrôles électriques et mécaniques, des essais fonctionnels, des réglages d'équipements, des vérifications de communication, de la documentation et des premières observations en fonctionnement.

4.4 Supervision, exploitation et maintenance

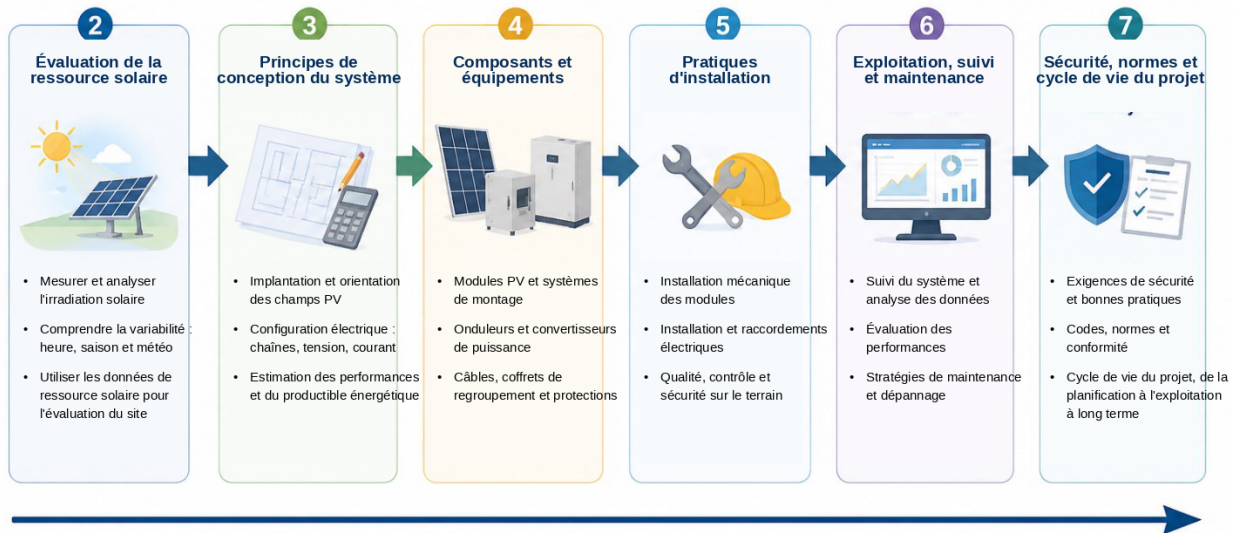
Les apprenants seront initiés aux activités nécessaires après le démarrage d'un système PV. La séance expliquera comment les systèmes de supervision fournissent des informations sur les conditions solaires, la production du champ, le fonctionnement des onduleurs, l'énergie exportée, l'état des équipements et les défauts éventuels.

La discussion expliquera comment les informations de performance peuvent servir à identifier des variations inattendues dues à l'ombrage, à l'encrassement, aux températures élevées, aux arrêts d'équipements, aux défauts électriques, aux problèmes de communication, aux dommages des modules, aux connexions desserrées ou à la dégradation mécanique.

La maintenance courante sera décrite comme une combinaison d'inspections visuelles, de nettoyage lorsque nécessaire, de gestion de la végétation, d'inspection des câbles et connecteurs, de contrôle des fixations, de vérification du drainage, d'inspection des onduleurs et enveloppes, de contrôle des dispositifs de protection et d'analyse des données de supervision.

Les apprenants comprendront que les performances à long terme dépendent non seulement du choix initial des équipements, mais aussi de la qualité de l'installation, de la documentation, des inspections, de la réaction aux défauts, de la gestion de l'environnement et d'une maintenance continue pendant toute la durée d'exploitation du système.

La figure suivante présente la procédure du cours de base.



5 Résumé de la séance

Cette séance introductive a présenté une installation solaire photovoltaïque comme un système énergétique intégré. Les apprenants ont découvert le parcours qui commence par la ressource solaire disponible et se poursuit à travers les cellules PV, les modules, les chaînes, les champs, les structures de montage, les circuits de collecte électrique, les dispositifs de protection, les convertisseurs, les onduleurs, les charges et le réseau public.

La séance a décrit les principales configurations de systèmes PV, notamment les installations en toiture et au sol, les systèmes à inclinaison fixe et à suivi solaire, ainsi que les applications autonomes et raccordées au réseau. Les apprenants ont également découvert les principales étapes d'un projet PV, depuis l'évaluation du site et la définition des exigences jusqu'à la planification préliminaire, la coordination des sous-systèmes, l'installation, l'inspection, la mise en service, la supervision, l'exploitation et la maintenance.

La discussion a souligné que les performances d'un système PV sont influencées par l'ensemble de la chaîne : conditions environnementales, composants physiques, connexions électriques, équipements de conversion de puissance, qualité de l'installation et pratiques d'exploitation. La sécurité et la coordination entre les disciplines liées à la ressource solaire, à la mécanique, à l'électricité et à l'électronique de puissance sont nécessaires pendant toute la durée de vie du système.

Cette base au niveau système prépare les apprenants à étudier séparément chaque domaine technique tout en comprenant son rôle dans l'installation photovoltaïque complète.

Règles fondamentales du rayonnement solaire pour la conversion photovoltaïque et la conception des centrales PV

Objectifs d'apprentissage

- Distinguer l'irradiance de l'irradiation et expliquer les composantes directe, diffuse, réfléchie, globale horizontale et dans le plan des modules du rayonnement solaire.
- Décrire le mouvement apparent du Soleil à l'aide de la déclinaison solaire, de l'angle horaire, de l'angle zénithal, de la hauteur solaire, de l'azimut et de l'angle d'incidence.
- Expliquer le processus de conversion photovoltaïque et interpréter les principales grandeurs électriques d'une cellule, d'un module, d'une chaîne et d'un champ PV.
- Quantifier, au premier ordre, les effets de l'irradiance, de la température des cellules, de l'ombrage, de l'encrassement et des conditions météorologiques sur la puissance et la production d'énergie PV.
- Appliquer les relations de base relatives à l'orientation, à l'inclinaison, à l'espacement des rangées, au bilan des pertes, au ratio de performance et au productible pour le prédimensionnement d'une centrale PV.

Résumé

La production utile d'une centrale photovoltaïque résulte d'une chaîne de phénomènes physiques. Le rayonnement solaire traverse d'abord l'atmosphère, atteint le site sous forme de rayonnement direct et diffus, puis est intercepté par la surface inclinée des modules PV. Une partie de cette énergie incidente est convertie en électricité à courant continu, tandis que le reste est perdu par réflexion optique, transmission sous la bande interdite, thermalisation, recombinaison, résistances électriques, effets de température, désadaptation, ombrage, encrassement, câblage, équipements de conversion et indisponibilité de la centrale. Par conséquent, la conception d'une centrale PV ne peut pas reposer uniquement sur la puissance nominale ou le rendement des modules. Elle doit tenir compte de la géométrie solaire dépendante du temps, de l'irradiance dans le plan des modules, de la température de fonctionnement, du comportement électrique, de l'implantation et des pertes du système.

Le plan de cours identifie S102 comme une séance fondamentale de quatre heures consacrée aux principes de la ressource solaire, à l'irradiance, aux effets de température, aux bases de la conversion photovoltaïque et à leur influence sur la conception d'une centrale. La séance est structurée autour des fondamentaux du rayonnement solaire, des principes de conversion PV, des effets environnementaux, des règles élémentaires de conception et des compromis de performance et de conception. Le traitement technique cidessous développe cette structure à l'aide de relations d'ingénierie PV usuelles de premier ordre, tout en réservant aux séances ultérieures la conception détaillée des structures, des protections électriques et des onduleurs.

1 Fondamentaux du rayonnement solaire

1.1 Le rayonnement solaire comme ressource énergétique

Le rayonnement solaire est l'énergie électromagnétique émise par le Soleil et reçue à la surface de la Terre après absorption, diffusion et réflexion dans l'atmosphère. Pour l'ingénierie photovoltaïque, la grandeur la plus importante n'est pas l'énergie solaire totale disponible hors de l'atmosphère, mais le rayonnement qui atteint à chaque instant la surface des modules.

L'atmosphère modifie le rayonnement solaire de deux manières principales. Une partie se propage approximativement en ligne droite depuis le disque solaire : il s'agit du rayonnement direct, ou faisceau direct. Une autre partie est diffusée par les molécules, les aérosols, la vapeur d'eau et les nuages, puis atteint la surface depuis différentes régions du ciel : il s'agit du rayonnement diffus. Le rayonnement réfléchi par le sol et les surfaces environnantes peut également atteindre un module PV incliné.

La distinction entre l'irradiance et l'irradiation est fondamentale ; elle est présentée dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 : Grandeurs et définitions dans le contexte de la conversion de l'énergie solaire.

Grandeur	Symbole et unité usuels	Signification en ingénierie
Irradiance	G , W/m ²	Puissance solaire instantanée incidente par unité de surface
Irradiation	H , Wh/m ² ou kWh/m ²	Énergie solaire reçue par unité de surface sur un intervalle de temps
Irradiance directe normale	DNI , W/m ²	Irradiance du faisceau direct mesurée sur une surface normale aux rayons solaires
Irradiance diffuse horizontale	DHI , W/m ²	Irradiance diffuse du ciel reçue par une surface horizontale
Irradiance globale horizontale	GHI , W/m ²	Somme de la composante directe horizontale et de l'irradiance diffuse sur une surface horizontale
Irradiance dans le plan des modules	G_{POA} , W/m ²	Irradiance totale incidente sur le plan réel des modules PV
Réflectance du sol	ρ_g , sans dimension	Fraction du rayonnement réfléchi par le sol ou les surfaces environnantes

L'irradiation est l'intégrale temporelle de l'irradiance :

$$H(t_1, t_2) = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad (1.1)$$

Ainsi, l'irradiance décrit l'état de fonctionnement instantané d'un module PV, tandis que l'irradiation est utilisée pour estimer la production d'énergie quotidienne, mensuelle ou annuelle. Par

exemple, une irradiation journalière de 6 kWh/m² ne signifie pas que l'irradiance est restée à 6 kW/m². Elle signifie que le rayonnement intégré dans le temps équivaut à six heures à 1 kW/m². En utilisant l'irradiance de référence $G_{ref} = 1 \text{ kW/m}^2$, les heures de soleil de pointe équivalentes, ou productible de référence, sont

$$Y_r = \frac{H}{G_{ref}}. \quad (1.2)$$

Lorsque H est exprimée en kWh/m², Y_r s'exprime numériquement en heures.

Pour une surface horizontale sans obstruction, le bilan radiatif de base s'écrit

$$GHI = DNI \cos \theta_z + DHI \quad (1.3)$$

où θ_z est l'angle zénithal solaire. Le terme $DNI \cos \theta_z$ est la composante du faisceau direct projetée sur le plan horizontal. Cette relation montre pourquoi DNI, DHI et GHI ne doivent pas être considérées comme interchangeables (voir Figure 1.1). Par ciel clair, la DNI constitue généralement une composante importante, tandis que sous un ciel couvert la composante directe peut devenir faible et l'essentiel du rayonnement disponible peut être diffus. Un champ PV à inclinaison fixe peut exploiter à la fois les composantes directe et diffuse, mais son orientation influe davantage sur la composante directe.

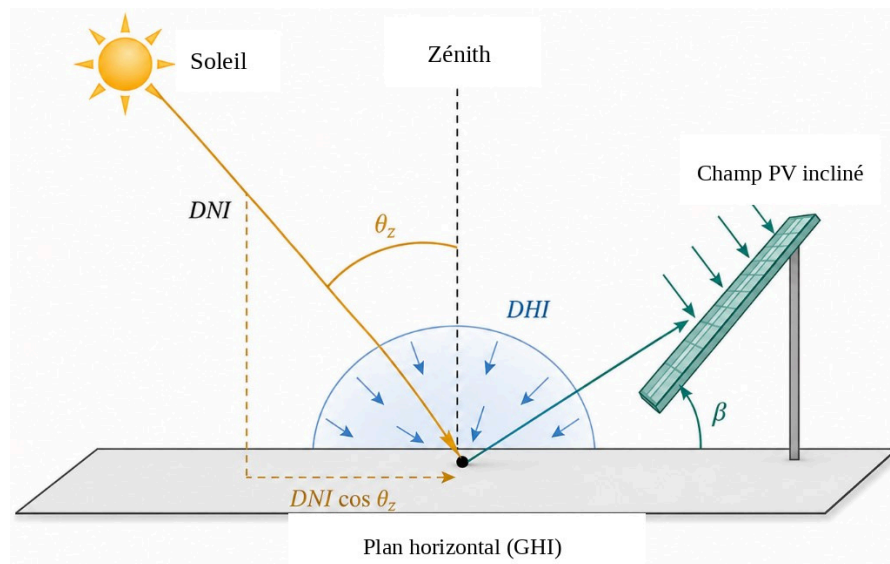


Figure 1.1 : Géométrie du rayonnement solaire et module PV.

1.3 Trajectoire du Soleil et angles solaires de base

La position apparente du Soleil dépend de la latitude, du jour de l'année et de l'heure solaire locale. Les principaux angles sont :

- Latitude, ϕ : position angulaire du site au nord ou au sud de l'équateur.
- Déclinaison solaire, δ : position angulaire saisonnière du Soleil par rapport au plan équatorial terrestre.
- Angle horaire, ω : temps exprimé par rapport au midi solaire.
- Angle zénithal solaire, θ_z : angle entre la direction du Soleil et la verticale locale.
- Hauteur solaire, α_s : angle mesuré audessus de l'horizon.
- Azimut solaire : direction du Soleil selon les points cardinaux.
- Angle d'incidence, θ_i : angle entre le faisceau solaire incident et la normale à la surface du module.

Une approximation utile de la déclinaison solaire peut s'écrire :

$$\delta \approx 23.45^\circ \sin \left[\frac{360^\circ}{365} (284 + n) \right] \quad (1.4)$$

où n est le numéro du jour, avec $n = 1$ au 1er janvier. L'angle horaire est $\omega = 15^\circ(\text{ts} - 12)$, où ts est l'heure solaire locale en heures. L'angle horaire est nul au midi solaire, négatif le matin et positif l'après-midi. L'heure civile doit être corrigée de la longitude, du méridien du fuseau horaire, de l'équation du temps et, le cas échéant, de l'heure d'été avant d'être utilisée comme heure solaire.

L'angle zénithal solaire est calculé par

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (1.5)$$

La hauteur solaire et l'angle zénithal sont complémentaires : $\alpha_s = 90^\circ - \theta_z$. L'angle horaire de lever ou de coucher du Soleil sur un horizon horizontal est approximativement

$$N = \frac{2\omega_s}{15^\circ} \quad (1.6)$$

en heures, à condition que ω_s soit exprimé en degrés. Les situations de jour polaire et de nuit polaire aux hautes latitudes nécessitent un traitement distinct. L'angle d'incidence peut s'exprimer de manière compacte au moyen de vecteurs :

$$\cos \theta_i = \hat{s} \cdot \hat{n} \quad (1.7)$$

où $\hat{s}$ est le vecteur unitaire dirigé vers le Soleil et $\hat{n}$ le vecteur normal sortant de la face avant du module PV. Lorsque $\cos \theta_i = 1$, le faisceau solaire est perpendiculaire au module et le rayonnement direct intercepté est maximal. Lorsque $\cos \theta_i \leq 0$, la face avant ne reçoit pas de rayonnement direct. La formulation précédente est illustrée à la Figure 1.2.

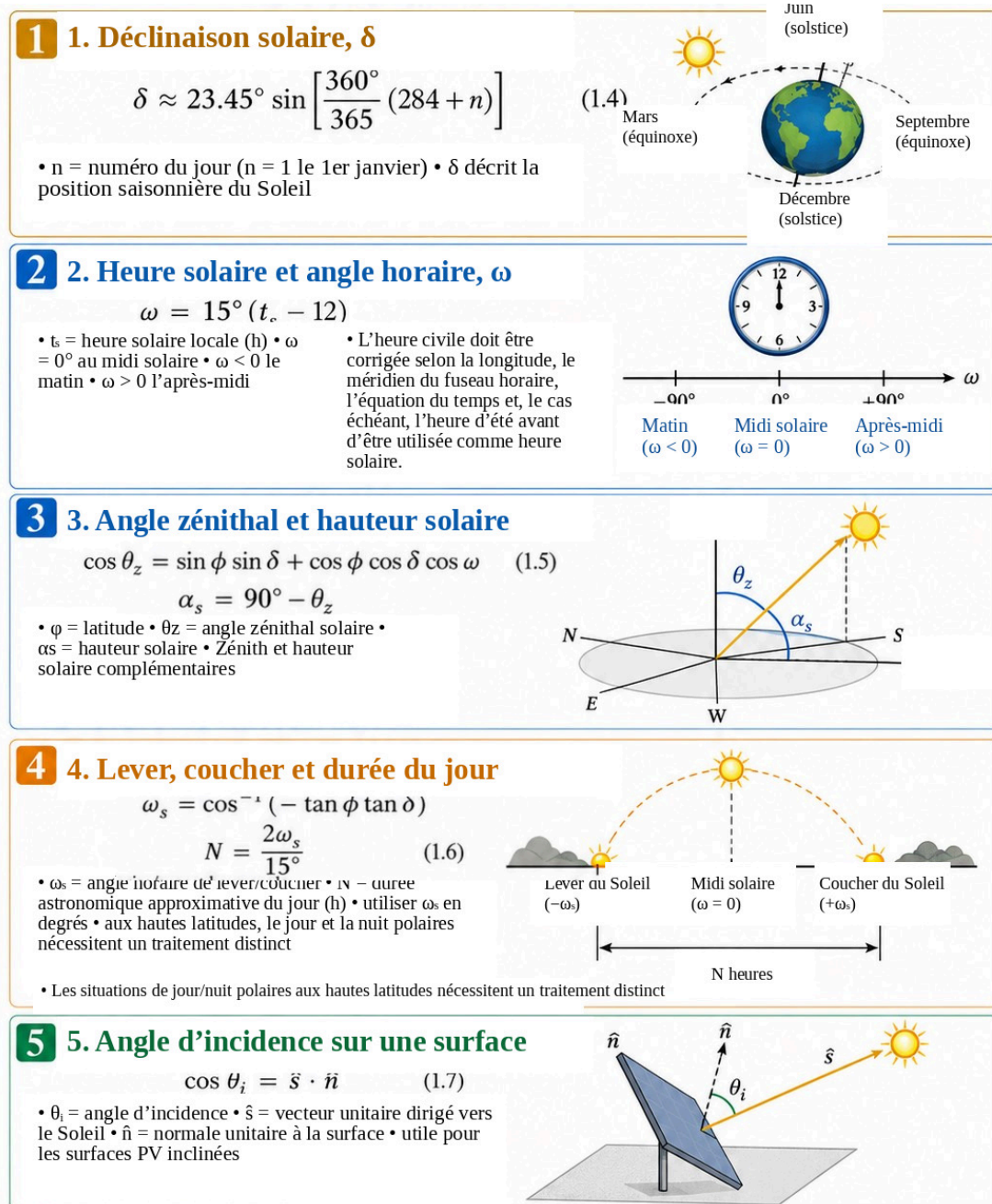


Figure 1.2 : Géométrie solaire et relations temporelles.

1.4 Irradiance dans le plan des modules

Pour un module incliné, l'irradiance dans le plan des modules se décompose en composantes directe, diffuse du ciel et réfléchi par le sol :

$$G_{\text{POA}} = G_{\text{b,POA}} + G_{\text{d,POA}} + G_{\text{r,POA}} \quad (1.8)$$

Pour un modèle isotrope du ciel de premier ordre, on peut écrire :

$$G_{\text{POA}} = DNI[\cos \theta_i]_+ + DHI \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g GHI \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.9)$$

où $[x] = \max(0, x)$, β est l'inclinaison du module par rapport à l'horizontale et ρ_g la réflectance du sol.

Le terme direct est déterminé par l'angle d'incidence Soleilmodule. Le terme diffus utilise la fraction de l'hémisphère céleste visible par la surface inclinée. Le terme réfléchi utilise la fraction de l'hémisphère du sol visible par cette surface. Un module horizontal a $\beta = 0^\circ$: il voit donc l'ensemble du ciel et pratiquement aucun rayonnement réfléchi par le sol dans ce modèle simplifié. Une surface verticale a $\beta = 90^\circ$: elle voit la moitié de l'hémisphère céleste et la moitié de l'hémisphère du sol.

Le modèle isotrope convient aux calculs d'introduction, mais le rayonnement diffus réel du ciel n'est pas parfaitement uniforme. Des modèles de transposition plus détaillés traitent séparément le diffus circumsolaire, l'éclairement de l'horizon, les conditions nuageuses et les effets de l'angle d'incidence. Pour le prédimensionnement, la règle essentielle est que les calculs énergétiques de la centrale doivent être fondés sur GPOA et non directement sur GHI.

Note technique 1 :

Dans le développement industriel des centrales PV, les données de rayonnement solaire sont traitées comme des données d'entrée de conception avec des plans de mesure, une résolution temporelle, une incertitude et des exigences de contrôle qualité définis. Les jeux de données de ressource doivent distinguer GHI, DNI et DHI, car les modèles énergétiques à l'échelle des grandes centrales calculent l'irradiance dans le plan des modules en transposant ces composantes selon l'inclinaison et l'azimut des modules, la position des suiveurs, le profil d'horizon, la réflectance du sol et la géométrie solaire. Les mesures au sol sont couramment obtenues à l'aide de pyranomètres, de cellules de référence et de stations météorologiques complètes, tandis que les données satellitaires ou de réanalyse servent à caractériser le climat à long terme. La ressource mesurée doit être contrôlée pour détecter l'encrassement des capteurs, l'ombrage, la dérive d'étalonnage, les erreurs d'horodatage, les données manquantes et les incohérences entre composantes du rayonnement. Dans les centrales en exploitation, les capteurs d'irradiance doivent être installés dans des plans représentatifs des champs plutôt qu'uniquement à l'horizontale, car le ratio de performance, le rendement des onduleurs, l'écrtage et les analyses de sousperformance

dépendent de l'irradiance effectivement reçue par les modules. L'évaluation énergétique industrielle distingue donc les conditions mesurées à court terme des conditions attendues à long terme et applique des corrections de données, le comblement des lacunes, la variabilité interannuelle et l'analyse des incertitudes avant d'utiliser la ressource pour des garanties contractuelles de productible ou pour la modélisation financière.

2 Principes de conversion de l'énergie photovoltaïque

2.1 L'effet photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semiconducteur, généralement fondé sur une jonction pn, qui convertit une partie de l'énergie des photons incidents en énergie électrique. L'énergie d'un photon individuel est

$$E_{\gamma} = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.10)$$

où h est la constante de Planck, ν la fréquence, c la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

Un photon peut générer une paire électrontrou lorsque son énergie est au moins égale à la bande interdite du semiconducteur E_g . Les photons dont l'énergie est inférieure à E_g ne sont pas absorbés efficacement pour la conversion électrique. Pour les photons d'énergie supérieure à E_g , l'énergie excédant la bande interdite est principalement transformée en chaleur par thermalisation. D'autres pertes proviennent de la réflexion, de la recombinaison des porteurs, des résistances électriques, des zones inactives du module et de l'absorption optique dans les matériaux d'encapsulation.

Le champ électrique de la jonction semiconductrice sépare les porteurs de charge photogénérés. Lorsque la cellule est raccordée à un circuit externe, cette séparation de charges produit un courant continu. Le courant obtenu est fortement lié au flux de photons et donc à l'irradiance, tandis que la tension de la cellule dépend des propriétés de la jonction, de l'irradiance et de la température.

2.2 Modèle électrique d'une cellule ou d'un module PV

Une représentation physique largement utilisée est le modèle à une diode :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nN_c V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1.11)$$

avec $V_T = \frac{kT_c}{q}$.

Dans cette relation, I_{ph} est le courant photogénéré, I_0 le courant de saturation de la diode, R_s la résistance série, R_{sh} la résistance shunt, n le facteur d'idéalité de la diode, N_c le nombre de cellules en série représentées par le modèle, k la constante de Boltzmann, q la charge élémentaire et T_c la température absolue de la cellule.

Le modèle explique plusieurs caractéristiques fondamentales des systèmes PV (voir Figure 1.3). Le courant photogénéré augmente approximativement en proportion de l'irradiance effective. Le courant de diode croît exponentiellement avec la tension. Une résistance série élevée provoque des pertes de tension à fort courant, tandis qu'une faible résistance shunt autorise des courants de fuite et réduit les performances, en particulier à faible irradiance.

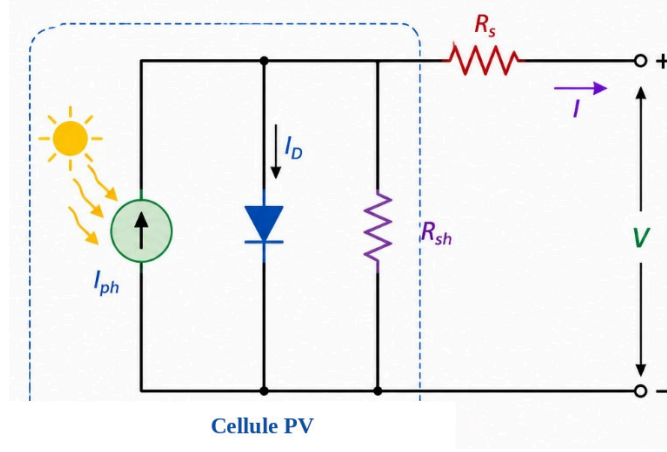


Figure 1.3 : Modèle électrique équivalent d'une cellule PV.

La courbe courant-tension comporte trois points de fonctionnement principaux. Le courant de court-circuit I_{sc} correspond à $V = 0$. La tension à vide V_{oc} correspond à $I = 0$. Entre ces deux points se situe le point de puissance maximale, défini par V_{mpp} et I_{mpp} . La puissance électrique au point de puissance maximale vaut $P_{mpp} = V_{mpp} I_{mpp}$ et, mathématiquement,

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (1.12)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (1.13)$$

Le rendement de conversion instantané est $\eta = P_{mpp}/(G_{eff}A)$, où A est la surface active ou la surface de module définie et G_{eff} l'irradiance effective après prise en compte des effets optiques pertinents.

Les grandeurs nominales des modules sont couramment indiquées aux conditions normalisées d'essai (STC), correspondant généralement à une irradiance de 1000 W/m^2 , une température de cellule de 25°C et un spectre solaire terrestre normalisé. La puissance STC constitue un point de référence nominal, et non une prévision de la puissance réellement disponible sur le terrain.

2.3 Puissance et production d'énergie en courant continu

$$P_{DC}(t) = P_{mpp}[G_{eff'}(t)T_c(t)] \quad (1.14)$$

L'énergie CC sur une période est

$$E_{DC} = \int_{t_1}^{t_2} P_{DC}(t) dt \quad (1.15)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t)\eta_{conv}(t) - P_{aux}(t) \quad (1.16)$$

où η_{conv} représente le rendement combiné de conversion sur le chemin de puissance considéré et P_{aux} la consommation des auxiliaires de la centrale. Le fonctionnement détaillé des onduleurs dépasse le cadre de cette séance, mais leur rendement doit être inclus dans les calculs de productible énergétique.

Note technique 2 :

À l'échelle d'une centrale, le processus de conversion photovoltaïque est géré par le regroupement électrique et la commande du point de fonctionnement plutôt qu'au niveau de chaque cellule. Le courant des modules dépend principalement de l'irradiance effective, tandis que leur tension est fortement influencée par la température des cellules ; les modules raccordés en série doivent donc présenter une orientation, une exposition à l'irradiance, une technologie et des conditions thermiques similaires. La tension de chaîne doit rester dans la plage CC admissible et dans la plage de suivi du point de puissance maximale de l'onduleur, aussi bien à la température minimale attendue des modules qu'à leur température maximale de fonctionnement, tandis que les courants des chaînes en parallèle dimensionnent les coffrets de regroupement, les conducteurs, les protections et les entrées d'onduleur. Les paramètres des fiches techniques, tels que P_{mpp} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} , I_{mpp} , les coefficients de température, la bifacialité et la tolérance de puissance, sont convertis en modèles de chaînes et de champs à l'échelle de la centrale. La conception industrielle tient également compte du tri des modules, des tolérances de fabrication, de la dégradation, des résistances série, des résistances de connecteurs, des chutes de tension dans les câbles, du comportement des diodes bypass et du rendement MPPT de l'onduleur. La puissance nominale de la centrale correspond à la puissance CC aux conditions STC et non à une puissance de terrain disponible en permanence ; les évaluations contractuelles et opérationnelles doivent donc distinguer la puissance CC installée, la puissance CC disponible, la puissance CA nominale des onduleurs, la puissance exportée au réseau et l'énergie nette livrée.

3 Effets environnementaux sur la production PV

3.1 Influence de l'irradiance

À température de cellule approximativement constante, le courant de court-circuit est presque proportionnel à l'irradiance effective :

$$I_{sc} \approx I_{sc,ref} \frac{G_{eff}}{G_{ref}} \quad (1.17)$$

La tension à vide varie approximativement de manière logarithmique avec l'irradiance :

$$V_{oc} \approx V_{oc,ref} + nN_c V_T \ln \left(\frac{G_{eff}}{G_{ref}} \right) \quad (1.18)$$

pour une comparaison simplifiée à température constante. Les courbes correspondantes sont présentées à la Figure 1.4.

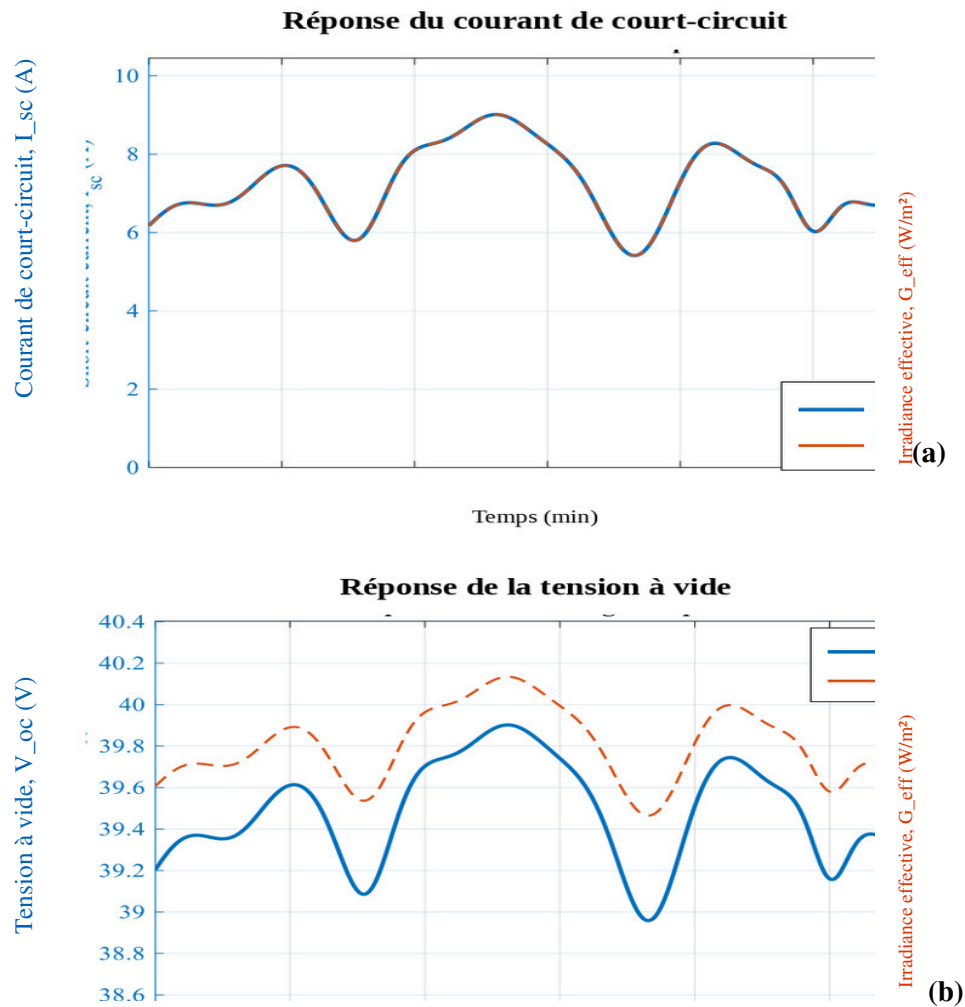


Figure 1.4 : Réponse photovoltaïque à température de cellule constante.

Par conséquent, la puissance maximale PV est approximativement proportionnelle à l'irradiance sur une grande partie de la plage normale de fonctionnement, sans que la relation soit parfaitement linéaire. À faible irradiance, les effets de diode, de fuite, de conversion et les consommations auxiliaires fixes deviennent plus significatifs. À forte irradiance, l'élévation de la température des cellules peut compenser une partie du gain d'irradiance. Une baisse de l'irradiance réduit principalement le courant ; une hausse de la température réduit principalement la tension. Cette distinction est importante pour interpréter les courbes IV mesurées ou les données de supervision d'une centrale.

3.2 Influence de la température des cellules

La température d'une cellule PV est normalement supérieure à la température de l'air ambiant, car une grande partie de l'énergie solaire absorbée est transformée en chaleur. Une approximation simple pour un montage ouvert, fondée sur la température nominale de fonctionnement des cellules, est

$$T_c \approx T_a + \left(\frac{NOCT - 20^\circ}{G} \right) \quad (1.19)$$

où T_a est la température ambiante et $GPOA$ est exprimée en W/m^2 . Cette relation n'est qu'une estimation de premier ordre. La température réelle des cellules dépend aussi de la vitesse du vent, de la configuration de montage, de la ventilation arrière, de la masse thermique, de la construction du module, de la température de la toiture et des échanges thermiques par rayonnement à grandes longueurs d'onde. En outre, la correction combinée de premier ordre de la puissance maximale pour l'irradiance et la température peut s'écrire :

$$P_{mpp}(G, T_c) \approx P_{STC} \frac{G_{eff}}{G_{ref}} [1 + \gamma_P (T_c - T_{ref})] \quad (1.20)$$

où $T_{ref} = 25^\circ C$ et γ_P est le coefficient de température de la puissance maximale du module, exprimé comme variation fractionnaire par degré Celsius. Pour les modules classiques au silicium cristallin, γ_P est négatif. Une température de cellule supérieure à la température de référence réduit donc la puissance maximale, comme le montre la Figure 1.5.

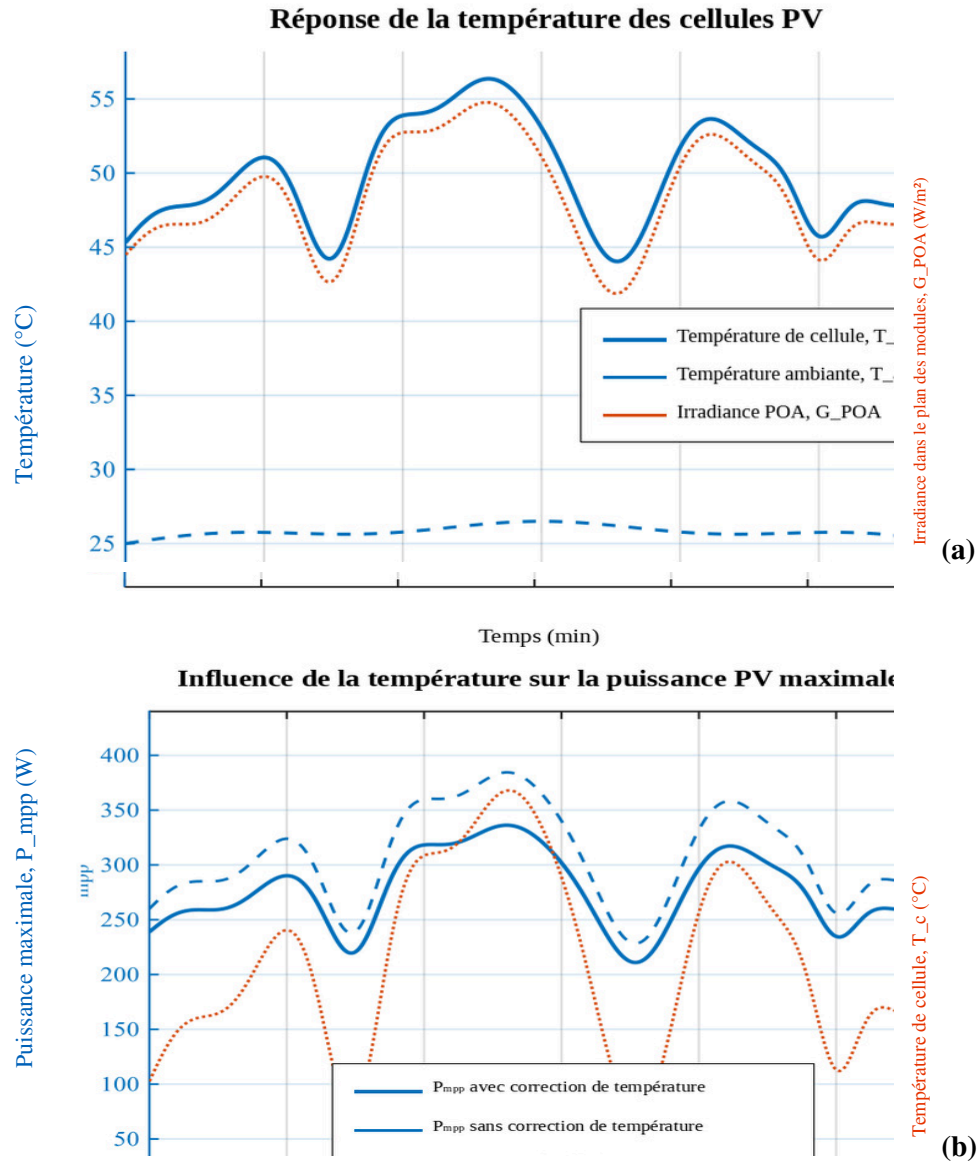


Figure 1.5 : Température des cellules PV et profil de puissance maximale sur 30 minutes.

L'effet de la température sur le courant est généralement positif et relativement faible, tandis que son effet sur la tension est négatif et dominant. C'est pourquoi des conditions froides peuvent produire des tensions de chaîne élevées même à irradiance modérée, alors que des conditions chaudes et ensoleillées peuvent produire un courant élevé mais une tension de module et un rendement plus faibles.

3.3 Ombrage et désadaptation électrique

L'ombrage peut provenir du relief, des rangées voisines, des bâtiments, de la végétation, des poteaux électriques, des clôtures, des suiveurs, des cadres de modules, de l'accumulation de poussière ou d'autres équipements de la centrale. La perte électrique causée par l'ombrage n'est pas nécessairement proportionnelle à la surface ombragée. Les principaux types d'ombrage sont illustrés à la Figure 1.6.

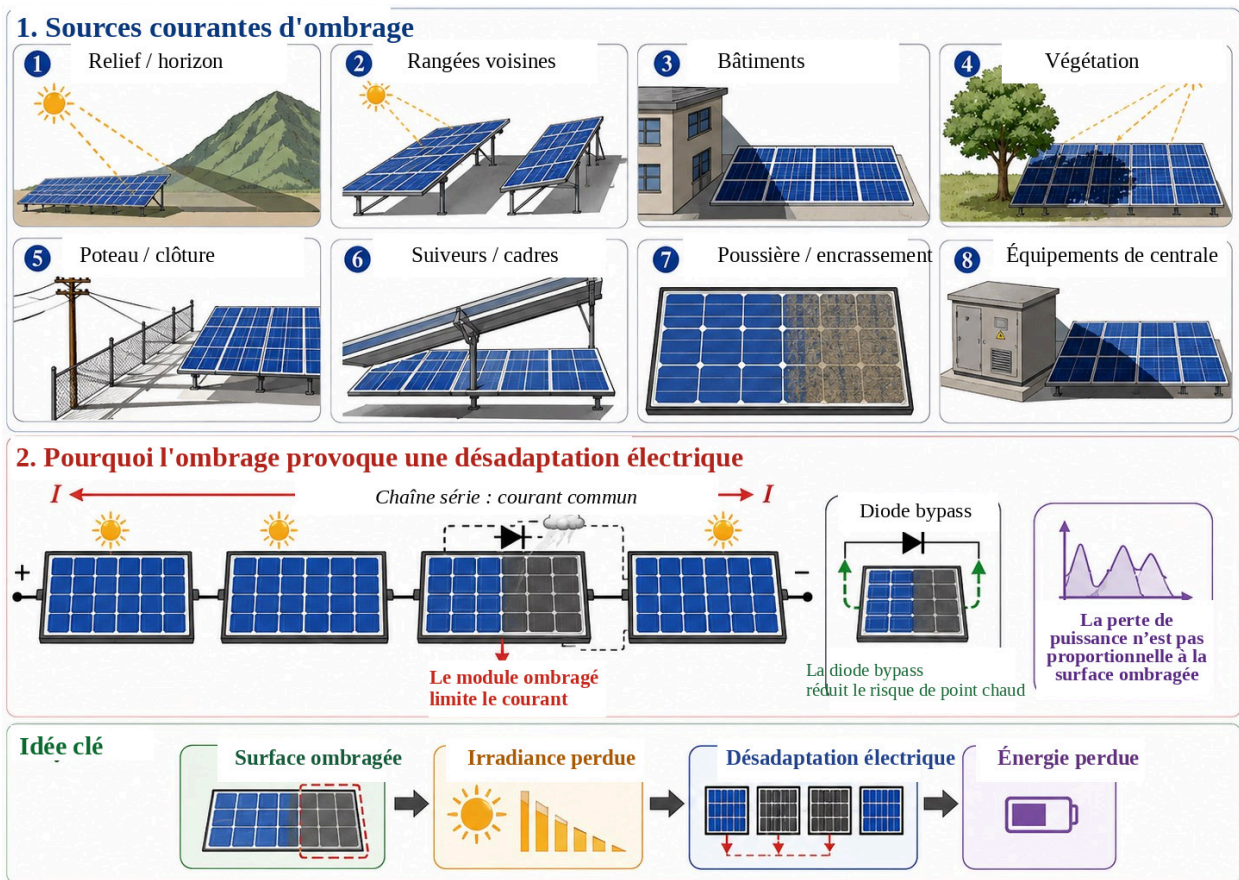


Figure 1.6 : Effets de l'ombrage dans les systèmes photovoltaïques et conséquences associées.

Les modules d'une chaîne série doivent fonctionner avec un courant commun. Une cellule ou un module faiblement éclairé peut donc limiter le courant de l'ensemble du chemin série. Les diodes bypass offrent un chemin alternatif au courant autour de groupes de cellules en cas de forte désadaptation de courant, ce qui réduit les contraintes en polarisation inverse et le risque de points chauds. Toutefois, l'activation d'une diode supprime une partie de la tension du module et peut créer plusieurs maxima locaux sur la courbe puissance-tension du champ.

L'analyse de l'ombrage doit donc considérer quatre grandeurs liées mais distinctes : la surface géométriquement ombragée, l'irradiance perdue, la désadaptation électrique et l'énergie perdue. Une fraction d'ombre géométrique de 10 % n'implique pas automatiquement une perte de puissance de 10 %. Le résultat dépend de l'interconnexion des cellules, du regroupement des diodes bypass, de l'organisation des chaînes, de la position de l'ombre, de la tension de fonctionnement et du suivi du point de puissance maximale.

3.4 Encrassement, poussière et pertes optiques

L'encrassement réduit le rayonnement transmis à travers le verre du module. Poussières, pollen, dépôts industriels, sel, fientes d'oiseaux et boue peuvent provoquer soit une atténuation uniforme, soit un ombrage très non uniforme. Un encrassement uniforme se comporte approximativement comme une perte de transmission optique, tandis qu'un encrassement non uniforme peut également provoquer une désadaptation électrique et un échauffement local.

3.5 Effets météorologiques

Les conditions météorologiques influencent à la fois le rayonnement solaire disponible et les conditions de fonctionnement des modules PV, comme le résume le Tableau 1.2.

Tableau 1.2 : Effets des conditions météorologiques sur la production photovoltaïque.

Facteur environnemental	Effet radiatif ou thermique	Conséquence principale sur le PV
Nuages	Réduisent le rayonnement direct et modifient la fraction diffuse	Variations rapides de puissance et irradiance totale plus faible
Aérosols et humidité	Diffusent et absorbent le rayonnement ; modifient le spectre	Réduction du rayonnement direct et désadaptation spectrale possible
Vent	Accroît le refroidissement convectif	Température de cellule plus faible et rendement potentiellement supérieur
Pluie	Réduit temporairement le rayonnement mais peut éliminer l'encrassement peu adhérent	Perte de production à court terme, puis récupération optique possible
Neige ou givre	Peut recouvrir les modules ; peut aussi accroître la réflectance du sol	Forte perte en cas de couverture ou hausse du rayonnement réfléchi après dégagement
Température ambiante élevée	Augmente la température de fonctionnement des cellules	Tension du module et puissance maximale plus faibles
Tempêtes de poussière	Accroissent l'atténuation atmosphérique et les dépôts en surface	Perte simultanée de ressource et accumulation d'encrassement
Météo non uniforme sur le site	Crée des différences d'irradiance et de température	Désadaptation du champ et production spatialement variable

4 Règles de base pour la conception d'une centrale PV

4.1 Orientation et inclinaison des modules

L'orientation d'un module est décrite par l'angle d'inclinaison β et l'azimut de surface γ . L'inclinaison est mesurée à partir de l'horizontale : $\beta = 0^\circ$ correspond à un module horizontal et $\beta = 90^\circ$ à un module vertical (voir Figure 1.1). L'azimut indique la direction cardinale vers laquelle le module est orienté. Pour la production annuelle d'énergie, une orientation vers l'équateur constitue généralement le premier choix de conception : vers le sud dans l'hémisphère Nord et vers le nord dans l'hémisphère Sud. Ce n'est toutefois pas une règle absolue. Les limites du site, le relief, l'ombrage, le vent, l'interconnexion électrique, le profil de production recherché, la densité d'occupation du terrain et la valeur de l'énergie peuvent justifier un autre azimut.

Une inclinaison proche de la latitude du site constitue un point de départ utile pour maximiser l'énergie annuelle, mais ce n'est pas une méthode d'optimisation finale. L'inclinaison optimale dépend de la répartition temporelle du rayonnement, de la fraction diffuse, de la réflectance du sol, de la température, de l'encrassement, de l'espacement des rangées, des besoins énergétiques saisonniers et des contraintes du site. Une optimisation fondée uniquement sur la ressource peut s'exprimer par

$$(\beta^*, \gamma^*) = \sum_t G_{\text{POA}}(t; \beta; \gamma) \Delta t \quad (1.21)$$

Une optimisation plus complète à l'échelle de la centrale utilise l'énergie plutôt que l'irradiance :

$$(\beta^*, \gamma^*) = \sum_t P_{\text{AC}} [G_{\text{POA}}'(t; \beta; \gamma) T_c(t)] \Delta t \quad (1.22)$$

La seconde expression est plus appropriée, car deux orientations présentant une irradiation annuelle similaire peuvent avoir des comportements différents en matière de température, d'ombrage, d'écrtage, de rendement de conversion ou de disponibilité.

4.2 Géométrie de base de l'espacement des rangées

Les rangées doivent être suffisamment espacées pour maîtriser l'ombrage mutuel. Considérons des rangées identiques à inclinaison fixe sur un terrain horizontal. Soit L la longueur de corde de la table de modules, mesurée le long de la surface inclinée dans la direction de l'inclinaison. La différence de hauteur verticale entre les bords inférieur et supérieur est

$$h = L \sin \beta \quad (1.23)$$

$$w = L \cos \beta \quad (1.24)$$

Soit α_p l'angle de profil solaire, c'est-à-dire la hauteur solaire projetée dans le plan vertical perpendiculaire à la direction des rangées. La longueur de l'ombre au-delà de la projection au sol du bord supérieur est approximativement

$$s = \frac{h}{\tan \alpha_p} \quad (1.25)$$

$$D_{\min} = w + s = L \cos \beta + \frac{L \sin \beta}{\tan \alpha_p} \quad (1.26)$$

Cette relation montre pourquoi les faibles hauteurs solaires exigent de grands espacements. Lorsque α_p tend vers zéro, la longueur théorique de l'ombre devient très grande. Concevoir pour éviter tout ombrage interrangées pendant toutes les heures de jour est donc généralement irréaliste. Le concepteur choisit une date et une plage horaire critiques, une perte annuelle maximale acceptable due à l'ombrage, ou un optimum technoeconomique. Pour la convention de largeur projetée utilisée ici, un taux de couverture au sol de base est

$$GCR_p = \frac{w}{D} = \frac{L \cos \beta}{D} \quad (1.27)$$

Un GCRp plus élevé place davantage de surface de modules sur une surface de terrain donnée, mais augmente la probabilité et la durée de l'ombrage interrangées. Un GCRp plus faible réduit l'ombrage, mais utilise davantage de terrain et peut accroître la longueur des routes, tranchées, câbles et réseaux collecteurs. Les définitions industrielles du taux de couverture au sol n'étant pas totalement uniformes, tout document de conception doit préciser si le numérateur correspond à la corde du module, à sa projection horizontale, à la largeur d'ouverture ou à la largeur d'un suiveur.

La pente du terrain modifie la relation de hauteur entre rangées et doit être intégrée à la géométrie d'ombrage. Une pente estouest peut décaler les heures d'ombre, tandis qu'une pente nordsud peut modifier sensiblement l'espacement effectif et l'inclinaison apparente. Un exemple général de géométrie d'espacement est présenté à la Figure 1.7.

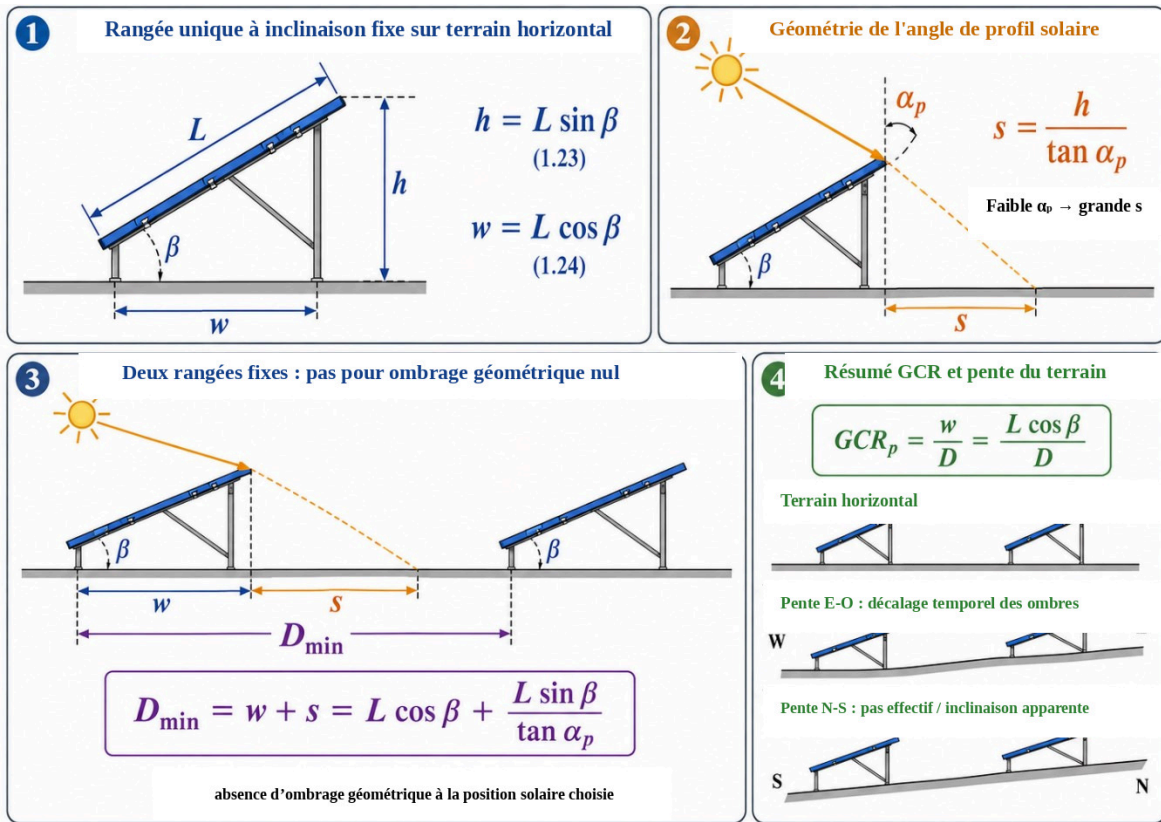


Figure 1.7 : Vue d'ensemble de la géométrie de l'espacement des rangées.

Note technique 3 :

Dans l'industrie, les effets environnementaux sont traités comme des mécanismes de pertes dépendant du temps qui influencent la production d'énergie, les sollicitations des équipements, la fiabilité et les besoins de maintenance. Une irradiance élevée augmente le courant et les charges thermiques, tandis qu'une température de cellule élevée réduit la tension du module et la puissance maximale ; ainsi, dans les sites chauds et peu ventilés, les modules peuvent fonctionner nettement en dessous de leur puissance STC malgré un fort ensoleillement. L'ombrage dû aux rangées voisines, au relief, à la végétation, aux bâtiments, aux structures de transport, aux stations météorologiques et aux équipements électriques doit être évalué à la fois géométriquement et électriquement, car un ombrage partiel peut activer les diodes bypass, déformer la courbe PV du champ, accroître la désadaptation et créer des échauffements localisés. L'encrassement est évalué à partir des taux de dépôt propres au site, des régimes de pluie, de l'inclinaison des modules, du type de sol, des activités agricoles, des émissions industrielles et de l'économie du nettoyage ; un encrassement uniforme réduit l'irradiance transmise, tandis qu'une contamination non uniforme peut entraîner des pertes électriques disproportionnées. La supervision industrielle peut inclure des stations de mesure de l'encrassement, des capteurs de température des modules, des capteurs d'irradiance arrière pour les systèmes bifaciaux, des capteurs de vent, la surveillance des courants de chaîne, l'inspection infrarouge et les essais de courbe IV. Les intervalles de nettoyage et les programmes de maîtrise de la végétation

doivent donc être définis selon l'énergie récupérable, la disponibilité de l'eau, le coût de la main d'œuvre, les risques d'accès aux modules et les conditions saisonnières, plutôt qu'à partir d'un calendrier universel fixe.

Résumé de la séance

L'analyse de la ressource solaire commence par distinguer l'irradiance instantanée de l'irradiation intégrée dans le temps. Le rayonnement atteignant une centrale PV comprend des composantes directe, diffuse et réfléchie. Sur un plan horizontal, GHI est la somme de la composante directe normale projetée et de l'irradiance diffuse horizontale. Pour une surface PV inclinée, ces composantes doivent être transposées dans le plan des modules en utilisant la position du Soleil, l'inclinaison et l'azimut des modules, l'angle d'incidence, la portion de ciel visible et la réflectance du sol. La déclinaison solaire détermine la position saisonnière du Soleil, l'angle horaire situe le temps par rapport au midi solaire, et les angles zénithal, de hauteur et d'incidence déterminent la projection géométrique du rayonnement direct.

La conversion PV repose sur l'absorption des photons et la séparation des charges dans une jonction semiconductrice. Le courant photogénéré dépend principalement de l'irradiance effective, tandis que la tension est fortement influencée par la température de jonction. La courbe IV s'étend du courant de court-circuit à la tension à vide et comporte, sous conditions uniformes, un point de puissance maximale unique. Le facteur de forme décrit la forme de cette courbe, tandis que le rendement de conversion relie la puissance électrique maximale à la puissance solaire incidente. Les cellules sont assemblées en modules, les modules en chaînes série et les chaînes en champs parallèles. Les connexions série additionnent les tensions, les connexions parallèles additionnent les courants, et l'intégrale temporelle de la puissance de fonctionnement donne l'énergie électrique.

Les conditions environnementales modifient à la fois le rayonnement disponible pour le module et son comportement électrique. Une augmentation de l'irradiance accroît généralement le courant et la puissance, tandis qu'une augmentation de la température de cellule réduit principalement la tension et la puissance maximale. La température de cellule ne doit pas être assimilée à la température ambiante. L'ombrage peut provoquer des pertes disproportionnées, car les cellules et modules raccordés en série doivent fonctionner avec un courant commun ; les diodes bypass réduisent les contraintes inverses mais entraînent une perte de tension et plusieurs maxima de puissance. L'encrassement, la neige, les effets de l'angle d'incidence, les nuages, le vent, l'humidité et la variabilité spatiale de la météo doivent également être représentés dans une estimation énergétique.

La conception de base d'une centrale exige de sélectionner simultanément l'orientation, l'inclinaison, le pas entre rangées, le nombre de modules et l'occupation du terrain. Une orientation vers l'équateur et une inclinaison proche de la latitude constituent des points de départ utiles, mais pas des optimums universels. L'espacement des rangées dépend de la hauteur des tables, de la projection horizontale et de l'angle de profil solaire critique retenu. Un espacement plus important réduit l'ombrage mais diminue la densité d'utilisation du terrain. La conception finale doit être évaluée à partir de l'irradiation dans le plan des modules, de l'irradiance effective, de la température des cellules, de la production CC, des pertes de conversion, du productible final, du ratio de performance, du productible spécifique, du facteur de charge et de l'énergie produite par unité de surface de terrain.

Structure mécanique et mécanismes des systèmes solaires photovoltaïques – Partie I

Objectifs d'apprentissage

- Identifier les principaux composants mécaniques d'un système photovoltaïque et décrire la fonction structurelle des modules, cadres, rails, brides, éléments de fixation, poteaux, consoles et fondations.
- Distinguer les configurations en toiture, au sol, à inclinaison fixe et à suivi solaire élémentaire selon leur organisation mécanique et leur chemin de transfert des charges.
- Expliquer comment la gravité, le vent, les mouvements thermiques et les autres actions environnementales sont transférés d'un module PV vers la toiture porteuse ou le sol.
- Appliquer les formulations mécaniques fondamentales relatives à l'équilibre, aux contraintes, à la pression du vent, à la stabilité des fondations, à la dilatation thermique et à la précharge des assemblages.
- Décrire les exigences de base en matière de durabilité des matériaux, de manutention des modules, d'alignement structurel, de serrage, d'inspection et d'installation mécanique sûre.

Résumé

Le sous-système mécanique d'une installation solaire photovoltaïque maintient les modules à l'orientation requise tout en transférant en sécurité les charges environnementales et d'exploitation vers une toiture, une structure porteuse, une fondation ou le sol. Bien qu'un module PV soit d'abord un dispositif de conversion d'énergie, il se comporte également comme un panneau structurel soumis à la pression, au soulèvement, à la flexion, aux vibrations, aux mouvements thermiques et aux efforts de manutention. La structure de montage doit donc assurer une résistance, une rigidité, une stabilité, une durabilité, une accessibilité et une précision d'installation suffisantes pendant toute la durée de vie de l'installation.

Le plan de cours fourni définit S1-03 comme une introduction de base de quatre heures couvrant les modules PV, les structures de montage, les systèmes à inclinaison fixe, les principes de base du suivi solaire, les fondations et les composants de support structurel. Son organisation détaillée comprend les principaux composants mécaniques, les types de systèmes de montage, les supports structurels et les fondations, les conditions de conception mécanique de base, ainsi que les considérations d'installation et de sécurité. Les explications techniques et les équations ci-dessous développent ce programme à un niveau fondamental. L'analyse détaillée des charges structurelles, la fatigue, l'actionnement des suiveurs, le fonctionnement en position de mise en sécurité au vent, l'usure mécanique, l'étalonnage et la fiabilité avancée sont réservés à la Partie II.

1 Principaux composants mécaniques des systèmes PV

1.1 Fonction mécanique d'un système PV

La fonction mécanique principale d'une structure photovoltaïque est de supporter la surface PV active suivant une inclinaison et une orientation définies, tout en maintenant son intégrité structurelle dans toutes les conditions prévues. Le système mécanique doit résister aux charges gravitaires descendantes, à la succion ascendante du vent, aux efforts latéraux du vent, à la dilatation thermique, aux efforts d'installation et aux actions propres au site, telles que la neige, les mouvements sismiques ou les charges de maintenance. Une manière utile de comprendre l'ensemble de la structure consiste à examiner son chemin de transfert des charges, comme le montre la Figure 3.1.

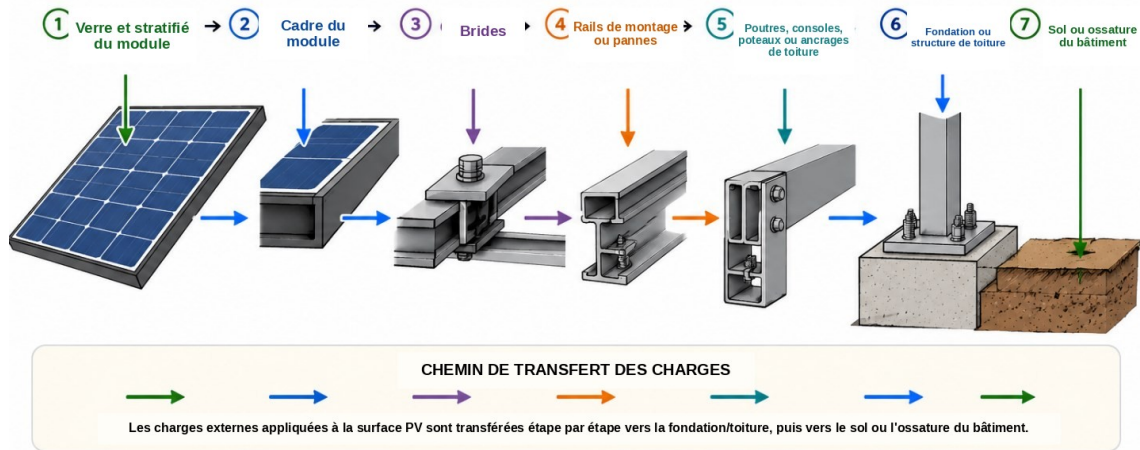


Figure 3.1 : Schéma du chemin de transfert des charges de la structure PV.

Chaque interface de cette chaîne doit transmettre les efforts sans déformation excessive, glissement, desserrage, rupture, arrachement ni écrasement local. Un rail très résistant, par exemple, ne rend pas le système sûr si le boulon reliant le rail au poteau ou l'ancrage de toiture est insuffisant. La performance structurelle dépend du chemin de charge complet et non d'un composant isolé.

Pour une structure stationnaire, les conditions fondamentales d'équilibre statique sont :

$$\sum F_x = 0, \sum F_y = 0, \sum F_z = 0 \quad (3.1)$$

et :

$$\sum M = 0 \quad (3.2)$$

où F_x , F_y et F_z sont les forces suivant les trois directions principales et M le moment par rapport à un point ou un axe choisi. Ces équations permettent de calculer les réactions au niveau des brides, des appuis de rails, des poteaux, des ancrages de toiture et des fondations.

1.2 Les modules PV comme composants physiques

Un module PV est un panneau stratifié qui protège les cellules solaires électriquement actives tout en transmettant les charges mécaniques vers la structure de montage. Un module conventionnel encadré comprend généralement un verre avant, un matériau d'encapsulation, des cellules PV interconnectées, une couche d'encapsulation arrière, une feuille arrière ou une seconde plaque de verre, une étanchéité périphérique, une boîte de jonction et un cadre extérieur. La Figure 3.2 illustre ces composants.

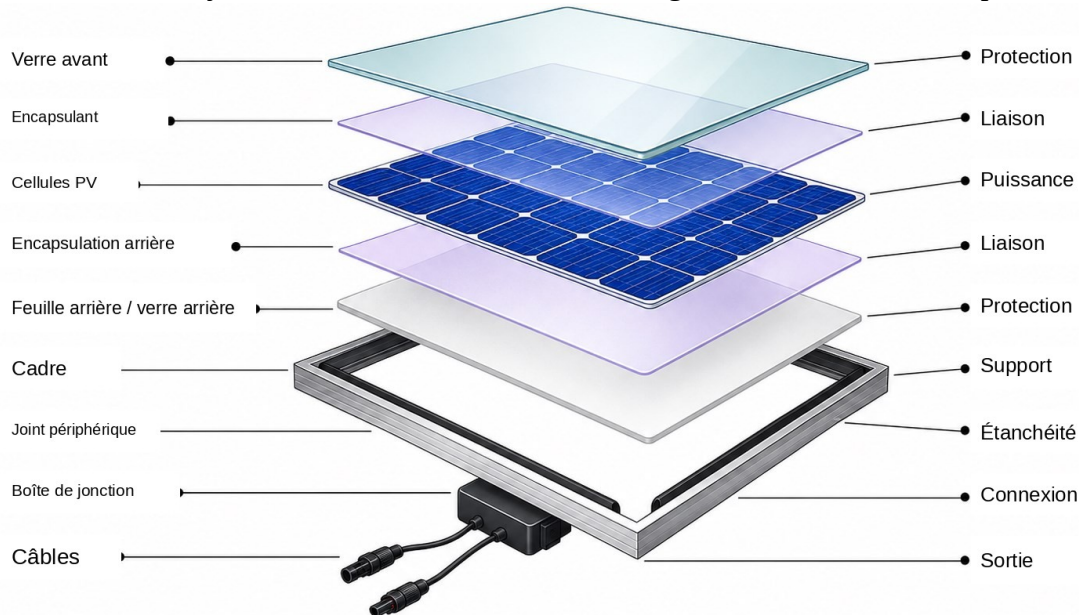


Figure 3.2 : Schéma des composants d'un panneau solaire.

Le verre avant assure la protection contre l'environnement et contribue fortement à la rigidité du module. Il résiste bien aux charges réparties, mais reste sensible aux impacts concentrés, aux dommages sur les bords, à la torsion et aux charges ponctuelles. Le module ne doit donc être supporté qu'aux emplacements autorisés par le fabricant. Le système d'encapsulation maintient les cellules en place et les protège de l'humidité et des contacts mécaniques. Les cellules solaires sont minces et fragiles ; une déformation, une torsion, une vibration excessive ou une mauvaise manutention peut provoquer des microfissures même lorsque le verre extérieur paraît intact.

La feuille arrière ou le verre arrière protège la face arrière. Les modules verre-verre utilisent une seconde feuille de verre à la place d'une feuille arrière en polymère ; leur masse, leur rigidité, leur méthode de bridage et leurs exigences de support des bords peuvent différer de celles des modules encadrés conventionnels.

La boîte de jonction et les câbles sont des composants électriques, mais ils nécessitent également une protection mécanique. La boîte de jonction ne doit jamais être utilisée comme point de levage, et les câbles ne doivent ni supporter le poids du module ni frotter contre des arêtes structurales vives.

1.3 Rails, brides, consoles et éléments de fixation

Les rails de montage supportent un ou plusieurs modules et se comportent principalement comme des poutres entre consoles, poteaux ou ancrages de toiture. Un rail doit résister à la flexion, au cisaillement, à la pression locale au droit des fixations et parfois à la torsion. Sa portée est donc limitée non seulement par la résistance du matériau, mais aussi par la flèche admissible. Une flèche excessive ne provoque pas nécessairement une rupture immédiate, mais peut désaligner les modules, accroître les contraintes dans le verre, desserrer les brides, réduire le dégagement pour le drainage et créer des rangées irrégulières.

Il faut distinguer :

- **Résistance** : aptitude à éviter la plastification, la rupture, l'arrachement ou l'effondrement.
- **Aptitude au service** : maintien de déformations, mouvements, vibrations et défauts d'alignement acceptables en fonctionnement normal.

Les brides intermédiaires relient deux cadres de modules adjacents à un rail ; les brides d'extrémité fixent les modules situés en bout de rangée. Elles doivent générer une force normale et un frottement suffisants pour empêcher le glissement, tout en transférant les efforts de soulèvement et les charges descendantes. Leur géométrie doit être compatible avec la hauteur et la forme du cadre du module.

Les consoles et entretoises relient les rails à une toiture, une poutre, une panne ou un autre support primaire. Les structures au sol peuvent en outre comporter des poteaux, chevrons, traverses, contreventements diagonaux et pannes. Ces éléments définissent la géométrie du champ et transmettent les réactions aux fondations. Les éléments de fixation comprennent les boulons, écrous, rondelles, vis, rivets et ancrages. Leur comportement dépend notamment du diamètre, de la classe de résistance, du matériau, de la précharge, de la distance au bord, de la géométrie des trous, de la longueur d'engagement des filetages, de la protection anticorrosion et de la qualité de pose.

Tableau 3.1 : Résumé des composants et de leur rôle mécanique principal.

Composant	Fonction mécanique principale	Point de vigilance principal
Stratifié du module	Protège les cellules et reprend les pressions réparties	Flexion du verre, fissuration des cellules, impact, torsion
Cadre du module	Rigidifie et protège le stratifié ; fournit l'interface de montage	Déformation locale, mauvaise position de bride, dommage aux coins
Bride intermédiaire / d'extrémité	Transfère les charges du module vers le rail	Glissement, recouvrement insuffisant, serrage excessif, soulèvement
Rail ou panne	Supporte les modules entre les points d'attache	Flexion, cisaillement, flèche, pression locale aux fixations
Console ou entretoise	Transfère les réactions du rail vers la structure primaire	Excentricité, flexion locale, arrachement, étanchéité
Poutre, chevron, poteau ou contreventement	Forme la structure porteuse principale	Flexion, effort axial, flambement, rupture d'assemblage
Boulons et ancrages	Assemblent les composants et maintiennent la précharge	Desserrage, corrosion, cisaillement, traction, arrachement
Fondation ou ancrage de toiture	Transfère la charge globale du champ au sol ou au bâtiment	Portance, soulèvement, glissement, renversement, tassement

2 Types de systèmes de montage

2.1 Systèmes de montage en toiture

Les structures PV en toiture sont supportées par un bâtiment existant. La toiture du bâtiment fait donc partie du chemin de transfert des charges du système PV. Le revêtement de toiture ou la membrane d'étanchéité ne doit normalement pas être considéré comme le support structurel principal, sauf si le système de toiture a été spécialement conçu et vérifié pour cette fonction. Les systèmes en toiture peuvent être classés de manière générale en systèmes fixés mécaniquement et systèmes lestés, comme le montre la Figure 3.3.

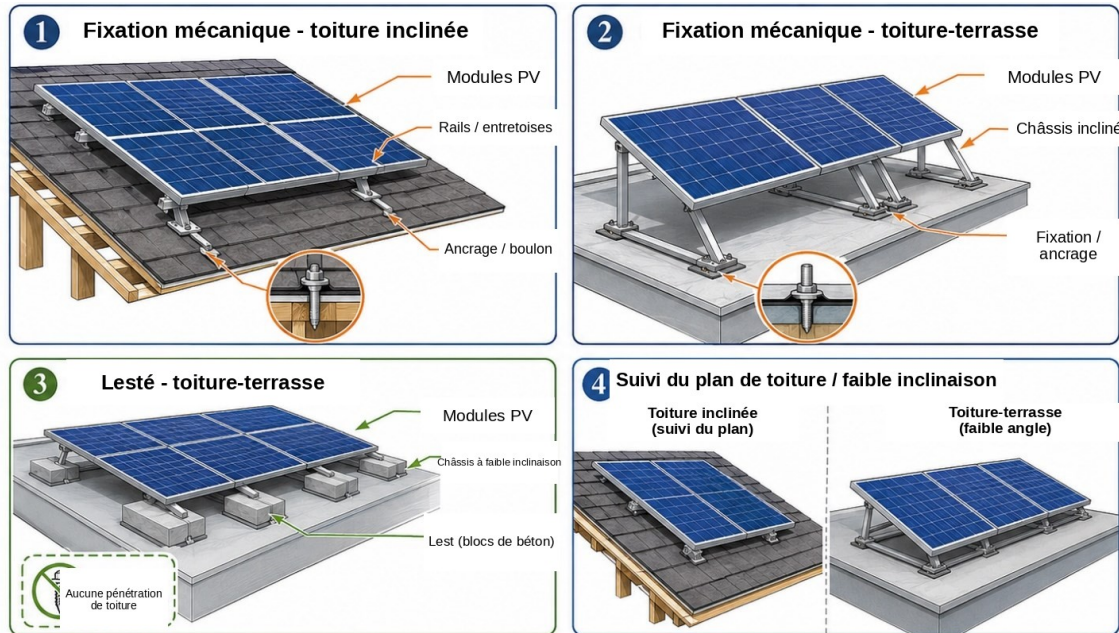


Figure 3.3 : Types de systèmes de montage PV en toiture.

Un système fixé mécaniquement utilise des ancrages, vis, boulons, entretoises ou consoles reliés à des éléments porteurs de toiture tels que chevrons, fermes, poutres ou pannes. L'attache doit résister aux efforts descendants, au soulèvement, au cisaillement et aux moments, tout en maintenant l'étanchéité de la toiture. Les solins et produits d'étanchéité font donc partie intégrante du système de montage et ne sont pas de simples détails de chantier.

Un système lesté utilise des blocs de béton ou d'autres masses pour résister au soulèvement et au glissement sans multiplier les pénétrations de toiture. Les efforts du champ sont transmis au ballast puis à la surface de toiture. Le lestage réduit le nombre de pénétrations, mais augmente la charge permanente de la toiture. Il impose des vérifications de frottement, de glissement, de protection de la membrane, de pression locale, de drainage et de déplacement du ballast.

Les systèmes sur toiture inclinée suivent généralement le plan du toit ou ajoutent une faible inclinaison. Sur toiture-terrasse, des cadres triangulaires à faible inclinaison sont souvent utilisés afin de limiter l'exposition au vent et l'ombrage entre rangées. Dans tous les cas, la capacité de la toiture existante doit être évaluée, car le système PV ajoute une masse permanente et des réactions concentrées au niveau des ancrages.

Les autres points importants comprennent la localisation des éléments porteurs, l'état de la toiture, la capacité locale, les chemins de drainage, l'étanchéité, les zones de vent de rive et d'angle, l'accès de maintenance et la compatibilité entre les matériaux de montage et la membrane de toiture.

2.2 Structures photovoltaïques au sol

Une structure PV au sol transmet directement les charges à des fondations installées dans le sol. Elle comprend couramment des modules, des rails ou des pannes, des poutres transversales ou des chevrons, des poteaux, des contreventements et des fondations (voir Figure 3.4).



Figure 3.4 : Décomposition des composants d'une structure PV au sol.

Les systèmes au sol offrent davantage de liberté pour l'inclinaison, la longueur des rangées, l'orientation et l'accès de maintenance que les systèmes en toiture. Ils sont toutefois souvent plus exposés au vent et nécessitent une prise en compte directe des propriétés du sol, du relief, du drainage, de la corrosion, de l'installation des fondations, du tassement et de la maîtrise de la végétation.

La structure peut utiliser un poteau central unique, deux poteaux ou davantage, ou encore un portique continu. Une structure monopoteau peut réduire le nombre de fondations, mais elle peut générer des moments de flexion et des sollicitations de torsion plus élevés dans le poteau. Une structure multipoteaux répartit mieux les réactions, mais exige un meilleur alignement des fondations.

Un champ PV au sol doit accepter les variations raisonnables du relief sans imposer de torsion aux modules ou aux rails. Des différences importantes de niveau peuvent exiger des rangées en gradins, des consoles réglables, des longueurs de poteaux variables ou un nivellement local.

2.3 Principe de base des systèmes de suivi solaire

Un système de suivi solaire modifie l'orientation des modules au cours de la journée ou de l'année. À ce niveau introductif, les systèmes de suivi peuvent être classés en systèmes à un axe et à deux axes, comme l'illustre la Figure 3.5.

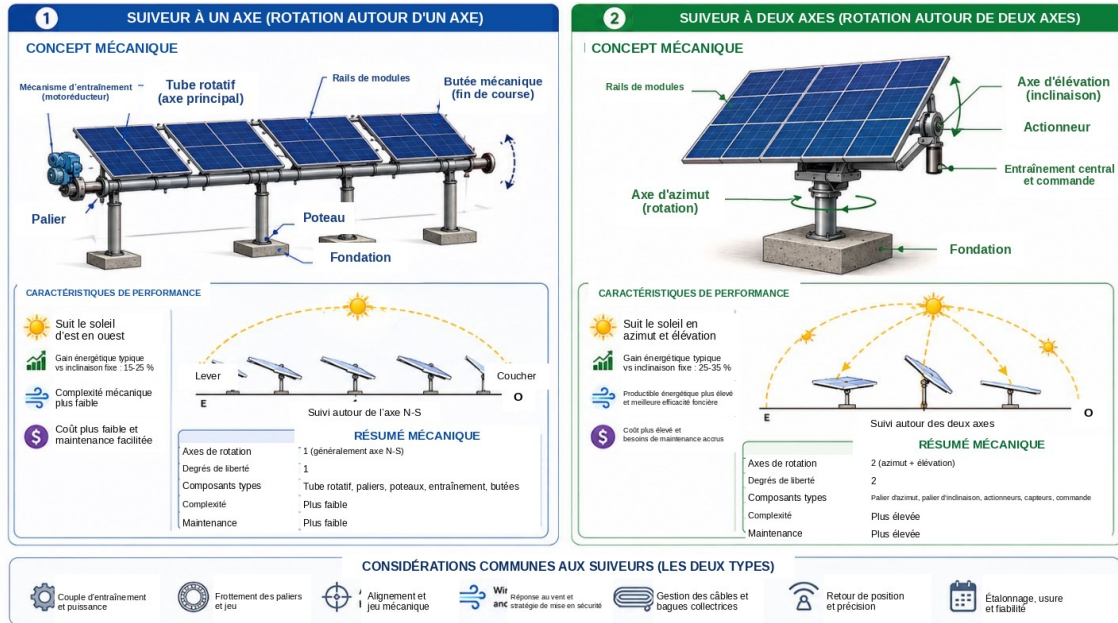


Figure 3.5 : Infographie comparative des systèmes de suivi solaire.

Un suiveur à un axe fait pivoter la table de modules autour d'un axe principal. L'assemblage mécanique comprend généralement un tube ou une poutre de torsion rotative, des paliers ou roulements, des poteaux, des rails de modules, un mécanisme d'entraînement et des butées mécaniques. Plusieurs rangées peuvent être entraînées individuellement ou au moyen de mécanismes couplés.

Un suiveur à deux axes pivote autour de deux axes et peut commander à la fois l'azimut et l'élévation. Il nécessite davantage de roulements, articulations, actionneurs, capteurs et degrés de liberté structurels ; il est donc mécaniquement plus complexe.

Le suivi solaire introduit des exigences mécaniques supplémentaires, notamment les dégagements en rotation, le couple d'entraînement, le frottement des paliers, l'alignement, le jeu mécanique, la réponse dynamique au vent, le mouvement des câbles et la précision de position. La Partie I se limite à l'agencement de base. Les actionneurs, transmissions par engrenages, biellettes, retours de position, comportement en position de mise en sécurité au vent, étalonnage, usure et fiabilité des suiveurs sont développés dans la Partie II.

3 Supports structurels et fondations

3.1 Principes de transfert des charges

L'analyse structurelle commence par l'identification de toutes les actions pertinentes sur le système PV. Les plus fondamentales sont la charge permanente et le vent. Selon le site, la neige, les actions sismiques, les charges de maintenance, les mouvements thermiques, l'accumulation d'eau de pluie, les charges de chantier ou les impacts accidentels peuvent également devoir être pris en compte.

La charge permanente est le poids des modules, rails, cadres, fixations, câbles, ballast et autres composants supportés. Pour un élément de masse m :

$$W = mg$$

où W est le poids et g l'accélération de la pesanteur.

Le vent peut produire une pression descendante, une succion ascendante, un effort horizontal et un moment de renversement. La direction de la réaction peut varier avec la direction du vent. Un assemblage principalement comprimé sous l'effet de la gravité peut ainsi être soumis à la traction en situation de soulèvement.

Les éléments structurels peuvent être sollicités en effort axial, cisaillement, flexion et torsion. La contrainte normale sous un effort axial centré est :

$$\sigma = N/A \quad (3.3)$$

où N est l'effort axial et A la section transversale.

Une contrainte de cisaillement moyenne simplifiée peut s'écrire :

$$\tau_{avg} = V/A \quad (3.4)$$

où V est l'effort tranchant. La distribution réelle du cisaillement dépend de la forme de la section transversale et de la géométrie de l'assemblage.

Pour une poutre en flexion élastique :

$$\sigma_b = My/I \quad (3.5)$$

La contrainte maximale de flexion se produit à la distance maximale c de l'axe neutre :

$$\sigma_{b,max} = Mc/I \quad (3.6)$$

où M est le moment fléchissant et I le moment quadratique de la section. Le moment quadratique représente la résistance géométrique d'une section à la flexion. Augmenter la hauteur de la section est généralement plus efficace pour accroître la rigidité en flexion que d'ajouter la même quantité de matière près de l'axe neutre.

Un taux d'utilisation simplifié peut s'écrire :

$$U = \text{sollicitation de calcul} / \text{capacité de calcul} \quad (3.7)$$

Une condition d'acceptation de base est : $U \leq 1$.

Les coefficients de charge, coefficients de résistance, contraintes admissibles et combinaisons de charges doivent provenir de la méthode de calcul structurel applicable. Il ne faut pas mélanger des facteurs de sécurité arbitraires avec une procédure réglementaire déjà fondée sur des charges et résistances pondérées.

La résistance ne suffit pas à elle seule. La flèche, la rotation, les vibrations et les tassements différentiels doivent aussi être maîtrisés. Des mouvements excessifs peuvent endommager le verre des modules, provoquer des microfissures dans les cellules, desserrer les brides, désaligner les suiveurs ou modifier le drainage, même si les éléments métalliques restent en dessous de leur limite d'élasticité.

3.2 Les assemblages dans le chemin de charge

Les assemblages déterminent souvent la capacité structurelle des systèmes de montage PV parce que les charges passent par de nombreux petits éléments de fixation et surfaces de contact.

Un assemblage boulonné peut subir de la traction dans le boulon, du cisaillement, de la pression diamétrale au contact boulon-trou, de l'arrachement de tôle, une rupture de section nette, du glissement ou une combinaison traction-cisaillement. Un ancrage peut rompre par rupture de l'acier, cône d'arrachement du béton, arrachement, écrasement local ou perte d'adhérence. Une vis fixée dans une panne de toiture mince peut être limitée par l'arrachement du filet plutôt que par la résistance propre de la vis.

Les assemblages excentrés génèrent des moments supplémentaires. Par exemple, lorsqu'un rail est décalé par rapport à son ancrage de toiture, l'attache peut subir simultanément cisaillement et flexion au lieu d'un simple cisaillement direct. Les consoles doivent donc être vérifiées suivant leur géométrie réelle.

Des trous oblongs peuvent être prévus pour absorber les tolérances d'installation ou permettre des mouvements thermiques. Ils autorisent un déplacement contrôlé, mais modifient le comportement en pression diamétrale et doivent être orientés correctement. Il ne faut pas supposer que tous les assemblages à trou oblong doivent être serrés de manière à empêcher tout mouvement.

3.3 Types de fondations

Les fondations transmettent les réactions de la structure au sol. Le type choisi dépend des caractéristiques géotechniques, de la nappe phréatique, du relief, de l'environnement corrosif, des équipements de chantier, de la résistance à l'arrachement requise, de l'échelle du projet et des exigences éventuelles de démontage en fin de vie. Le Tableau 3.2 résume les caractéristiques des différents types de fondations.

Tableau 3.2 : Résumé des composants et de leur rôle mécanique principal.

Type de fondation	Description de base	Principaux avantages	Limites / contrôles principaux
Pieu acier battu	Poteau ou profilé acier enfoncé directement dans le sol	Pose rapide, peu d'excavation, peu de béton	Refus sur roche/obstacles, alignement, corrosion, arrachement
Pieu hélicoïdal / vis de fondation	Fondation vissée dans le sol par rotation	Résistance utile au soulèvement ; démontable ; retour d'information d'installation possible	Couple d'installation, perturbation du sol, obstacles enterrés
Pieu ou massif béton coulé en place	Béton armé ou non armé coulé dans une excavation	Adaptable à de nombreuses géométries et types de poteaux	Excavation, temps de cure, nappe phréatique, contrôle qualité

Semelle superficielle en béton	Semelle large répartissant la charge sur une surface de sol plus importante	Bonne portance et résistance au renversement	Plus d'excavation et de béton, tassement, drainage
Ballast préfabriqué / de surface	Bloc lourd posé sur ou près de la surface du terrain	Faible pénétration ; adapté lorsque l'excavation est limitée	Glissement, renversement, masse à transporter, stabilité de surface

3.4 Considérations relatives au sol

Le sol n'est pas un support rigide et uniforme. Sa capacité et sa déformation dépendent de la densité, de l'humidité, de la stratification, de la granulométrie, de la nappe phréatique, du compactage et des perturbations antérieures.

Des conditions de sol différentes le long d'une longue rangée PV peuvent produire des tassements différentiels. Ceux-ci peuvent déformer les rails, modifier les jeux entre modules, désaligner les suiveurs ou augmenter les efforts dans les assemblages. Les fondations doivent donc être installées aux positions, profondeurs, verticalités et altitudes prescrites.

La gestion de l'eau est également importante. Le ruissellement ne doit pas éroder le sol autour des fondations ni mettre à nu des parties enterrées. Un mauvais drainage peut ramollir le sol, accélérer la corrosion, provoquer des mouvements liés au gel dans les régions froides ou réduire l'accessibilité pour la maintenance.

Une étude géotechnique fournit des informations telles que la pression de portance admissible, la capacité des pieux, le niveau de la nappe, l'agressivité du sol, le comportement au tassement et les difficultés de construction possibles. La capacité d'une fondation ne doit pas être déterminée uniquement par inspection visuelle du terrain.

3.5 Considérations relatives au support de toiture

Pour les systèmes en toiture, le bâtiment existant remplace le sol et les fondations au sol. La conception doit suivre les réactions PV depuis les ancrages de toiture jusqu'au platelage, aux pannes, chevrons, fermes, poutres, poteaux et fondations du bâtiment.

Un ancrage de toiture introduit une réaction concentrée. Même si le poids total du système PV est faible par rapport à la surface complète du toit, les réactions locales peuvent être importantes. Le platelage, l'isolant, la membrane et l'élément porteur ne doivent pas être considérés comme un matériau unique doté d'une seule capacité.

Le ballast crée lui aussi des pressions locales. Des patins de protection ou plaques de répartition peuvent être nécessaires pour éviter d'endommager la membrane. Les voies de drainage doivent rester dégagées et le ballast ne doit pas être placé de façon à provoquer des accumulations d'eau.

L'état existant du bâtiment fait partie de l'évaluation. Des pannes corrodées, du bois endommagé, un béton dégradé, des fixations desserrées ou une étanchéité vieillissante peuvent réduire la capacité disponible. Un système PV en toiture ne doit pas être utilisé pour dissimuler un problème structurel existant.

4 Conditions mécaniques fondamentales de conception

4.1 Charges de vent

Le vent est souvent l'une des actions mécaniques les plus importantes sur une structure PV, car il peut produire de fortes forces de soulèvement et de grands moments de renversement. La pression dynamique de base de l'air en mouvement est :

$$q = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad (3.9)$$

où :

- q est la pression dynamique.
- ρ est la masse volumique de l'air.
- V est la vitesse du vent.

La relation quadratique est fondamentale : la pression varie approximativement avec le carré de la vitesse du vent. Une augmentation modérée de la vitesse peut donc entraîner une augmentation beaucoup plus forte des efforts.

Une pression de surface simplifiée peut être représentée par :

$$p = Cq$$

où C représente l'effet combiné de la forme, de l'orientation, de l'exposition, des rafales, des coefficients de pression et des autres facteurs de conception. C n'est pas universel et doit provenir d'une méthode de calcul du vent applicable ou d'une analyse validée.

La force résultante sur une surface effective est :

$$F = pA_{\text{eff}} \quad (3.10)$$

où A_{eff} est l'aire associée à la pression. Le moment de renversement peut être approximé par $M = Fz$, z étant la distance perpendiculaire entre la résultante et le point de rotation ou le point de référence de la fondation.

Le vent agit sur les faces supérieure et inférieure des modules. La pression nette dépend de la différence entre ces pressions. L'espace sous le champ, l'inclinaison, la distance aux bords, l'espacement des rangées, les bâtiments voisins, le relief, les acrotères et les rangées adjacentes peuvent tous modifier la charge nette. Le soulèvement peut être plus sévère près des rives et des angles d'une toiture ou en extrémité d'une rangée au sol exposée. Il ne faut donc pas supposer automatiquement une pression uniforme sur tout le champ.

Le vent agit aussi sur les structures partiellement achevées. Une rangée dont les modules ne sont installés que d'un côté, avec des contreventements manquants ou des fixations incomplètes, peut avoir un chemin de charge très différent de celui de la structure finale. La stabilité provisoire pendant le chantier doit donc être vérifiée. Les coefficients détaillés, les effets dynamiques et aéroélastiques, les angles de mise en sécurité des suiveurs et les combinaisons avancées de charges de vent relèvent de l'étude structurelle approfondie.

4.2 Dilatation thermique

Les structures PV subissent des variations quotidiennes et saisonnières de température. Modules, rails, supports acier, béton, matériaux de toiture et fixations peuvent chauffer et refroidir à des vitesses différentes. Pour une variation uniforme de température, la dilatation libre est :

$$\Delta L = \alpha L \Delta T \quad (3.11)$$

où :

- ΔL est la variation de longueur.
- α est le coefficient de dilatation thermique.
- L est la longueur initiale.
- ΔT est la variation de température.

Les mouvements thermiques deviennent importants dans les longs rails continus et les longues rangées. Si le mouvement est complètement empêché, une contrainte thermique idéalisée est :

$$\sigma_{th} = E \alpha \Delta T \quad (3.12)$$

où E est le module d'élasticité. Cette formule correspond à un blocage total. Dans une structure réelle, le glissement des joints, les jeux dans les trous de boulons, la flexibilité des consoles, les jeux entre modules et les mouvements des fondations réduisent souvent la contrainte réelle.

Les mouvements thermiques sont gérés par des joints de rails appropriés, des jeux entre modules, des trous oblongs, des interfaces glissantes et des points fixes et libres clairement définis. L'objectif n'est pas de rendre chaque assemblage lâche, mais de maîtriser les endroits où le mouvement est autorisé et ceux où la charge est positivement reprise.

Les matériaux différents demandent une attention particulière, car leurs coefficients de dilatation peuvent différer. Un long rail en aluminium rigidement relié à un châssis acier peut, par exemple, développer des efforts internes ou du glissement dans les connexions lors des variations de température.

4.3 Corrosion et durabilité des matériaux

Les structures PV fonctionnent à l'extérieur pendant de longues périodes et sont exposées à l'eau, à l'humidité, aux sels transportés par l'air, à la poussière, aux polluants industriels, aux cycles de température et au rayonnement ultraviolet. Le choix des matériaux doit donc tenir compte de la durabilité aussi bien que de la résistance initiale. Les matériaux structurels courants comprennent les alliages d'aluminium, l'acier au carbone galvanisé, l'acier inoxydable, le béton et les polymères techniques (voir Figure 3.6 et Tableau 3.3). Chaque matériau présente des caractéristiques différentes de rigidité, de masse, de comportement à la corrosion, de procédé de fabrication et de coût.



Figure 3.6 : Diagramme des matériaux courants dans les structures PV.

Tableau 3.3 : Résumé des matériaux et de leurs spécifications dans les centrales PV.

Matériau	Application PV courante	Principal avantage	Principal point de durabilité
Alliage d'aluminium	Cadres de modules, rails, brides	Faible masse, extrusion facile, couche d'oxyde protectrice naturelle	Contact galvanique, déformation locale, endommagement du revêtement
Acier carbone galvanisé	Poteaux, poutres, contreventements, tubes de torsion	Rigidité et résistance élevées ; économique pour les structures principales	Endommagement du revêtement de zinc, arêtes coupées, corrosion des parties enterrées
Acier inoxydable	Fixations, brides, certaines consoles	Bonne résistance à la corrosion dans de nombreux environnements	Choix de nuance, grippage, interactions galvaniques
Béton	Semelles, massifs, ballast	Masse élevée et bonne résistance en compression	Fissuration, mauvaise cure, dégradation autour des ancrages
Polymère / élastomère	Patins isolants, joints, supports de câbles	Séparation électrique/mécanique et flexibilité	UV, vieillissement thermique, fluage

La corrosion galvanique peut apparaître lorsque des métaux différents sont électriquement en contact en présence d'un électrolyte tel que l'eau de pluie ou l'eau salée. Le risque peut être réduit par le choix de matériaux compatibles, l'emploi de patins ou rondelles isolants, des revêtements appropriés, un bon drainage et l'élimination des pièges à humidité.

Le perçage ou la coupe de l'acier galvanisé retire une partie du revêtement protecteur ; les zones endommagées doivent être réparées selon une méthode approuvée. De même, l'utilisation de fixations en acier inoxydable ne protège pas automatiquement tout l'assemblage si l'acier carbone ou l'aluminium environnant n'est pas adapté à l'environnement.

L'eau doit pouvoir s'évacuer des rails, profils creux, logements de brides et détails de fondations. Les cavités fermées et les surfaces horizontales peuvent accumuler eau et saletés, favorisant la corrosion en crevasse et les dommages dus au gel. La durabilité suppose également un accès suffisant pour les inspections : une connexion inaccessible peut être difficile à maintenir même si elle est initialement conforme.

5 Installation et sécurité

5.1 Manutention des modules

Les modules PV doivent être manipulés comme des panneaux structurels fragiles. Leurs cadres peuvent résister à des charges correctement réparties, mais peuvent être endommagés par la torsion, une chute, un impact sur les bords ou une pression concentrée. Les modules devraient rester dans leur emballage de protection jusqu'au moment où ils sont nécessaires pour l'installation. Ils devraient être soulevés aux emplacements du cadre approuvés et ne devraient pas être portés par les câbles ou la boîte de jonction. Les travailleurs ne devraient pas se tenir debout, s'asseoir, s'agenouiller ni poser des outils sur le verre.

Faire glisser un module sur un autre module ou sur un rail métallique peut endommager le cadre, le verre, les revêtements, la feuille arrière ou les connecteurs. Les modules doivent aussi être protégés contre les rafales pendant le levage, car leur grande surface peut générer des efforts importants. Tout module dont le cadre est déformé, le verre fissuré, la boîte de jonction desserrée, la feuille arrière endommagée ou un angle tordu doit être isolé pour inspection au lieu d'être forcé dans la rangée.

5.2 Alignement mécanique

L'alignement commence par l'implantation et le relevé. Les fondations au sol doivent être placées à la position, à l'espacement, à l'altitude et à la verticalité prescrits. Les ancrages de toiture doivent correspondre aux véritables éléments porteurs et au plan approuvé. La verticalité des poteaux, le niveau ou la pente prescrite des poutres et la rectitude des rails doivent être vérifiés. Les jeux entre modules, l'espacement des rangées, l'inclinaison, l'azimut et l'alignement des rives doivent être conformes aux plans.

Un mauvais alignement n'est pas seulement un défaut esthétique. Un rail désaligné peut tordre un module lorsque les brides sont serrées. Des hauteurs d'appui inégales peuvent créer des contacts concentrés dans le cadre. Un mauvais alignement des poteaux de suiveur peut augmenter les frottements des paliers et les efforts d'entraînement. Même dans les systèmes fixes, une mauvaise géométrie peut créer des contraintes résiduelles et une répartition irrégulière des charges.

Les consoles réglables sont utiles pour absorber des tolérances raisonnables, mais elles ne doivent pas masquer de grandes erreurs de position des fondations. Tous les boulons de réglage doivent rester dans leur plage autorisée avec une distance au bord et un engagement suffisants.

5.3 Serrage des fixations et précharge

Les assemblages boulonnés dépendent d'un serrage maîtrisé. Le serrage crée une précharge dans le boulon et une force de serrage entre les pièces. Une précharge suffisante contribue à éviter le glissement, la séparation, le desserrage par vibration et, dans certains cas, les infiltrations d'eau.

Une relation approximative entre le couple appliqué et la précharge est :

$$T \approx K F_p d \quad (3.13)$$

où :

- T est le couple de serrage.
- K est un coefficient de couple principalement influencé par le frottement.
- F_p est la précharge souhaitée du boulon.
- d est le diamètre nominal du boulon.

Cette expression est approximative, car la majeure partie du couple appliqué est consommée par le frottement dans les filetages et sous la tête du boulon ou l'écrou. Le revêtement de surface, la lubrification, la contamination, la réutilisation et l'association des matériaux peuvent modifier de manière significative la relation entre le couple et la précharge.

Les couples prescrits par le fabricant priment donc sur les calculs fondés sur un coefficient générique. L'installation doit utiliser la fixation, la rondelle, l'état de filetage, la séquence de serrage et l'outil étalonné spécifiés. Un sous-serrage peut permettre le glissement ou le desserrage ; un sur-serrage peut arracher les filetages, déformer les cadres, écraser les patins polymères, endommager les rails ou rompre les fixations. Un couple ne doit pas être transféré d'un type d'assemblage à un autre simplement parce que les boulons ont le même diamètre.

5.4 Séquence type d'installation mécanique

Une séquence d'installation maîtrisée aide à maintenir l'alignement et à éviter les situations intermédiaires instables (voir Tableau 3.4).

Tableau 3.4 : Résumé des matériaux et de leurs spécifications dans les centrales PV.

Étape d'installation	Contrôles mécaniques principaux
Relevé et implantation	Coordonnées, direction des rangées, niveaux, dégagements, réseaux enterrés et contraintes de toiture
Fondations / ancrages de toiture	Position, profondeur, résistance à l'arrachement, verticalité, étanchéité, engagement de l'ancrage
Structure primaire	Verticalité des poteaux, niveau/pente des poutres, contreventements, stabilité provisoire, ajustement des connexions
Rails et éléments secondaires	Portée, rectitude, joints thermiques, position des éclisses, espacement des appuis
Pose des modules	Orientation, zones de bridage autorisées, recouvrement des brides, jeu entre modules, dégagement des câbles
Achèvement des fixations	Classe de fixation, rondelles, couple, dispositif de verrouillage, marquage du serrage
Inspection mécanique finale	Alignement, dommages de revêtement, pièces desserrées, drainage, arêtes vives, voies d'accès

Un contreventement temporaire peut être nécessaire jusqu'à la pose de tous les contreventements, rails et modules permanents. La structure ne doit pas être présumée stable simplement parce que les fondations et poteaux sont en place. Les éclisses doivent être positionnées comme prévu. Une éclisse située dans une zone de fort moment fléchissant peut se comporter différemment d'une éclisse proche d'un appui. Les joints destinés à la dilatation thermique ne doivent pas être traités comme des éclisses structurelles rigides, sauf exigence explicite de la conception.

5.5 Sécurité de base lors de l'installation

L'installation mécanique présente des risques liés au levage, aux chutes d'objets, aux arêtes vives, au travail en hauteur, aux excavations, aux équipements rotatifs, aux structures provisoirement instables et aux points de pincement. Un plan de levage doit tenir compte de la taille des modules, du vent, des accès, des équipements de levage, de la coordination des équipes et des zones d'exclusion. Les grands modules peuvent être difficiles à maîtriser même si leur masse reste modérée, car ils se comportent comme de larges surfaces aérodynamiques.

Les travailleurs en toiture doivent disposer de moyens de protection contre les chutes et d'un accès sûr. Les matériaux ne doivent pas être stockés en tas concentrés sans confirmation de la capacité locale de la toiture. Les outils et composants doivent être sécurisés contre les chutes.

Au sol, les travaux peuvent impliquer batteurs de pieux, tarières, grues, excavations et réseaux enterrés. La zone de travail doit être maîtrisée afin qu'aucun travailleur ne se trouve sous une charge suspendue ou entre un équipement mobile et un élément fixe. Les mains doivent être tenues à distance des interfaces de brides, structures repliables, paliers de suiveurs, biellettes et autres points de pincement. Les extrémités de rails et profils acier coupés doivent être ébavurées ou protégées.

La structure doit être stable à chaque étape de la construction. Des limites de vent pour le levage et l'installation des modules doivent être établies dans le cadre de la procédure de travail. L'installation doit être interrompue lorsque les modules ne peuvent plus être maîtrisés en toute sécurité. Bien que cette séance soit consacrée à la sécurité mécanique, les modules PV produisent une tension électrique lorsqu'ils sont exposés à la lumière. La manipulation des câbles et des connecteurs doit donc également respecter les exigences de sécurité électrique développées dans la séance consacrée à la structure électrique.

Résumé de la séance

Cette séance a présenté la structure mécanique d'un système solaire PV comme un chemin continu de transfert des charges allant du verre et du cadre du module vers les brides, rails, consoles, supports primaires, fondations, structure de toiture et finalement le sol ou l'ossature du bâtiment. Le module PV a été considéré à la fois comme un convertisseur d'énergie et comme un panneau structural ; son verre, son stratifié, son cadre, ses zones de bridage et les instructions du fabricant influencent directement le transfert de la pression et du soulèvement.

Les principaux systèmes de montage ont été étudiés au niveau fondamental. Les systèmes en toiture peuvent être fixés mécaniquement ou lestés ; la capacité de la toiture, l'étanchéité, les réactions concentrées, le soulèvement et la protection de la membrane sont alors déterminants. Les systèmes au sol utilisent des poteaux, poutres, contreventements et fondations et nécessitent une attention particulière au relief, à l'alignement, à l'arrachement, au tassement, au drainage et à la corrosion. Les systèmes à inclinaison fixe offrent une géométrie simple et stationnaire ; les suiveurs ajoutent rotation, paliers, tubes de torsion, entraînements, dégagements et complexité mécanique.

Le comportement structural de base a été décrit au moyen de l'équilibre statique, de la contrainte axiale, du cisaillement, de la flexion, de la rigidité et du taux d'utilisation. Une structure adéquate doit respecter à la fois la résistance et l'aptitude au service. Les rails et poutres doivent non seulement éviter la plastification, mais aussi limiter leur flèche. Les assemblages doivent être vérifiés en traction, cisaillement, pression diamétrale, glissement, arrachement et excentricité. Les fondations doivent être vérifiées en portance, soulèvement, glissement, renversement, résistance latérale et tassement ; pour les systèmes en toiture, ces réactions doivent être suivies à travers la structure existante du bâtiment.

Les charges de vent ont été introduites à partir de la pression dynamique, de la pression de surface, de la force résultante et du moment de renversement. Le vent peut créer à la fois pression et succion, et ses efforts augmentent approximativement avec le carré de sa vitesse. Les mouvements thermiques ont été décrits par la dilatation libre et la contrainte thermique en blocage total. Les longs rails et les assemblages de matériaux différents nécessitent des joints, jeux, trous oblongs et points fixes ou glissants planifiés.

La durabilité des matériaux dépend de la protection contre la corrosion, du drainage, de la compatibilité des combinaisons de matériaux, de l'intégrité des revêtements, de l'exposition environnementale et de l'accessibilité pour l'inspection. Les alliages d'aluminium, l'acier galvanisé, l'acier inoxydable, le béton et les polymères offrent chacun des propriétés utiles, mais introduisent aussi des considérations spécifiques de conception et de maintenance.

Enfin, la séance a traité de la manutention des modules, de l'alignement structural, du serrage contrôlé des fixations, de la séquence d'installation, de l'inspection, de la stabilité provisoire, de la sécurité du levage, du travail en hauteur et des risques mécaniques. Ces bases constituent le fondement de la Partie II, dans laquelle l'analyse mécanique pourra être étendue aux combinaisons de charges détaillées, au dimensionnement des éléments, à la fatigue, aux entraînements et paliers de suiveurs, au fonctionnement en position de mise en sécurité au vent, aux interactions thermiques, à l'usure, à l'étalonnage, à la fiabilité et à la prévention des défaillances.

Structure électrique des systèmes solaires photovoltaïques - Partie I

Objectifs d'apprentissage

- Expliquer les principes électriques fondamentaux qui régissent la production d'énergie photovoltaïque (PV) et décrire le comportement électrique des cellules, modules, chaînes et champs PV dans différentes conditions de fonctionnement.
- Analyser les effets des connexions en série et en parallèle sur la tension, le courant et la puissance de sortie d'un système PV.
- Identifier les principaux composants électriques d'un système PV, notamment les câbles CC, les connecteurs, les coffrets de regroupement, les sectionneurs et les dispositifs de protection.
- Appliquer les principes de base de protection et de sécurité électriques, notamment la mise à la terre, la protection contre les surintensités, la vérification de la polarité et les exigences d'isolation.
- Interpréter les caractéristiques électriques des modules PV à l'aide des courbes I-V et P-V et comprendre l'influence des conditions environnementales sur les performances du système.
- Effectuer un dimensionnement de base d'un champ PV et configurer les chaînes PV de manière à respecter les exigences de fonctionnement de l'onduleur.
- Adapter les caractéristiques électriques du champ PV aux spécifications de l'onduleur afin d'assurer un fonctionnement sûr, efficace et fiable.

Résumé

Cette séance, « Structure électrique des systèmes solaires photovoltaïques - Partie I », présente les concepts électriques fondamentaux des systèmes PV, en commençant par le comportement électrique des cellules photovoltaïques et les caractéristiques de la production en courant continu (CC). Elle examine ensuite la manière dont les modules PV individuels sont interconnectés en chaînes et en champs afin d'atteindre les niveaux requis de tension, de courant et de puissance. La séance présente également les principaux composants électriques des installations PV, notamment le câblage CC, les connecteurs, les coffrets de regroupement, les sectionneurs et les dispositifs de protection. Les notions essentielles de sécurité, telles que la mise à la terre, la protection contre les surintensités, l'isolation et la vérification de la polarité, sont abordées afin de garantir une installation et une exploitation sûres. Enfin, la séance explique les caractéristiques de sortie électrique des systèmes PV au moyen des courbes I-V et P-V et montre comment les champs PV sont adaptés électriquement aux onduleurs afin de maximiser la production d'énergie tout en maintenant la compatibilité avec les limites de fonctionnement du système. La compréhension de ces principes électriques fondamentaux permet aux apprenants d'acquérir les connaissances nécessaires à la conception, à l'installation, à la protection et à l'évaluation des performances des systèmes PV, et constitue une base solide pour des sujets plus avancés en ingénierie photovoltaïque.

1 Principes de base de la production électrique dans un système PV

La technologie photovoltaïque convertit directement l'énergie solaire en énergie électrique par l'effet photovoltaïque. Lorsque la lumière solaire frappe le matériau semi-conducteur à l'intérieur d'une cellule photovoltaïque, les photons transfèrent leur énergie aux électrons, ce qui leur permet de se déplacer librement et de générer un courant électrique. Contrairement aux générateurs conventionnels, les cellules PV produisent de l'électricité sans pièces mobiles, sans combustion ni conversion d'énergie mécanique, ce qui en fait une source propre et fiable d'électricité renouvelable.

L'électricité générée par une cellule PV est un courant continu dont l'intensité dépend principalement de l'irradiance solaire disponible et de la température de fonctionnement de la cellule. Comme une cellule PV individuelle ne produit qu'une faible tension et une puissance limitée, de nombreuses cellules sont interconnectées pour former des modules, puis les modules sont associés en chaînes et en champs afin de satisfaire les exigences de tension et de puissance des systèmes PV pratiques. La compréhension des caractéristiques électriques de la cellule PV constitue donc la première étape pour comprendre la conception et le fonctionnement de systèmes photovoltaïques complets.

1.1 Comportement électrique d'une cellule PV et circuit équivalent

Une cellule photovoltaïque est essentiellement un dispositif semi-conducteur qui convertit directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Son fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque, dans lequel les photons de la lumière solaire excitent les électrons au sein du matériau semi-conducteur. Si l'énergie du photon dépasse l'énergie de la bande interdite du semi-conducteur, les électrons acquièrent suffisamment d'énergie pour passer de la bande de valence à la bande de conduction, en laissant des trous. Le champ électrique interne de la jonction p-n sépare ces électrons et ces trous, ce qui produit un courant électrique lorsqu'une charge externe est raccordée. Contrairement à une source idéale de tension ou de courant, une cellule PV présente un comportement électrique non linéaire. Le courant et la tension de sortie varient continuellement avec l'irradiance, la température et les conditions de charge. Lorsque l'irradiance solaire augmente, davantage de photons sont absorbés par le semi-conducteur, ce qui produit davantage de porteurs de charge libres et augmente par conséquent le courant de sortie. À l'inverse, l'augmentation de la température de la cellule réduit principalement la tension de sortie, car les caractéristiques de la jonction semi-conductrice évoluent avec la température. Les conditions environnementales et la charge électrique déterminent donc conjointement le point de fonctionnement de la cellule PV. À cet égard, un circuit équivalent à une diode est utilisé pour analyser et prévoir ce comportement, comme l'illustre la Fig. 4.1.

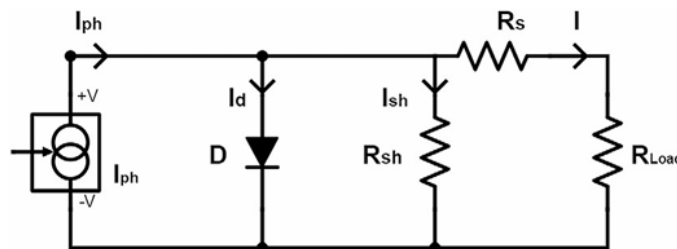


Figure 4.1 : Modèle à une diode d'une cellule solaire

Dans ce schéma, I_{ph} représente le courant généré par le rayonnement solaire incident, R_s représente les pertes résistives internes dans le matériau semi-conducteur, les contacts métalliques et les interconnexions électriques, et R_{sh} représente les chemins de courant de fuite dus aux imperfections de fabrication ou aux défauts du matériau. L'application de la loi des nœuds de Kirchhoff (KCL) au circuit équivalent donne le courant généré selon l'Éq. (1).

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (1)$$

Où I_D est le courant de diode. En considérant le courant traversant la diode au moyen de l'équation de diode de Shockley, on obtient l'Éq. (2).

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\left(e^{\frac{V_{sh} - q}{n \cdot k \cdot T}} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2)$$

Où q , n , k et T représentent respectivement la charge d'un électron, le facteur d'idéalité du matériau solaire, la constante de Boltzmann et la température de la cellule.

Comme le photocourant I_{ph} est approximativement proportionnel à l'irradiance solaire incidente, une augmentation de l'ensoleillement accroît directement le courant de sortie et la puissance électrique produite par la cellule PV. À l'inverse, l'augmentation de la température de la cellule accroît le courant de saturation de la diode I_0 , ce qui entraîne une réduction de la tension de sortie et diminue par conséquent la puissance maximale que la cellule PV peut fournir. L'équation met également en évidence l'influence des résistances internes : une résistance série plus élevée augmente la chute de tension interne, tandis qu'une résistance shunt plus faible augmente le courant de fuite ; ces deux effets réduisent le rendement de la cellule et sa puissance maximale de sortie. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV sont donc déterminées non seulement par l'irradiance solaire, mais aussi par la température et les paramètres électriques internes représentés dans le circuit équivalent.

Note technique 1

Pour des analyses plus détaillées, en particulier sous faible irradiance ou lorsque la température varie, le modèle à deux diodes est souvent utilisé. Ce modèle introduit une diode supplémentaire afin de représenter les pertes par recombinaison des porteurs dans le matériau semi-conducteur, ce qui permet de prévoir plus précisément les caractéristiques de courant et de tension. Bien que le modèle à deux diodes améliore la précision de la modélisation, il nécessite des paramètres supplémentaires et un effort de calcul plus important. Par conséquent, le modèle à une diode reste le choix privilégié pour la plupart des applications pratiques d'ingénierie PV, tandis que le modèle à deux diodes est principalement utilisé dans la recherche avancée et les études détaillées de performance.

1.2 Production de tension et de courant continu

L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque se présente sous forme de courant continu, ce qui signifie que le courant circule continuellement dans une seule direction avec une polarité constante. Cela diffère du courant alternatif (CA), pour lequel le sens du courant et la polarité de la tension changent périodiquement.

La sortie électrique d'une cellule PV est décrite par deux grandeurs électriques fondamentales :

- Tension : différence de potentiel électrique générée par la cellule.
- Courant : flux de charge électrique fourni au circuit extérieur.

Le courant généré dépend principalement de l'irradiance solaire disponible. Lorsque l'intensité de la lumière solaire augmente, davantage de paires électron-trou sont générées, ce qui produit un courant plus élevé. La tension de sortie est influencée par les propriétés du semi-conducteur et varie relativement peu avec l'irradiance, mais elle diminue lorsque la température de la cellule augmente. Une cellule solaire monocristalline au silicium ne produit généralement qu'environ 0,5 à 0,6 V, ce qui est insuffisant pour les applications électriques pratiques. Plusieurs cellules sont donc interconnectées électriquement à l'intérieur d'un module PV afin d'obtenir des niveaux de tension utilisables.

1.3 Connexions en série et en parallèle des cellules PV

Une cellule PV seule génère une tension CC relativement faible dans des conditions normales de fonctionnement. Bien que le courant produit par une cellule dépende de sa surface et de l'irradiance, la sortie électrique d'une seule cellule est insuffisante pour la plupart des applications pratiques. Plusieurs cellules PV sont donc interconnectées électriquement afin de former un module présentant les valeurs requises de tension, de courant et de puissance. Les cellules PV peuvent être raccordées en série, en parallèle ou selon une combinaison des deux, en fonction des caractéristiques de sortie recherchées. Ces interconnexions déterminent les caractéristiques électriques assignées du module PV et influencent directement ses performances.

1.3.1 Connexion en série

Dans une connexion en série, la borne positive d'une cellule PV est reliée à la borne négative de la cellule suivante. Cet agencement augmente la tension de sortie tout en maintenant le même courant que celui produit par une seule cellule. Cette configuration est largement utilisée, car une tension CC plus élevée réduit les pertes de transmission et satisfait les exigences de tension d'entrée des onduleurs PV.

Une caractéristique importante de la connexion en série est que le même courant traverse chaque cellule. Par conséquent, si une cellule est ombragée, endommagée ou produit moins de courant que les autres, le courant de toute la chaîne série est réduit. Pour cette raison, les modules PV intègrent couramment des diodes de dérivation (bypass) afin de limiter les pertes de puissance et de protéger les cellules ombragées contre la surchauffe.

1.3.2 Connexion en parallèle

Dans une connexion en parallèle, toutes les bornes positives sont reliées ensemble et toutes les bornes négatives sont reliées ensemble. Dans cet agencement, le courant de sortie augmente tandis que la tension reste égale à celle d'une seule cellule.

Les connexions en parallèle sont utilisées lorsqu'un courant de sortie plus élevé est requis sans augmentation de la tension. Comme chaque branche contribue indépendamment au courant total, l'ombrage partiel d'une branche a un effet moindre sur les autres branches que dans un circuit raccordé uniquement en série. Cependant, les connexions en parallèle exigent des conducteurs de plus grande section en raison du courant accru et sont donc moins courantes à l'intérieur des modules PV conventionnels. La connexion en série et en parallèle de deux cellules PV est représentée à la Fig. 4.2.

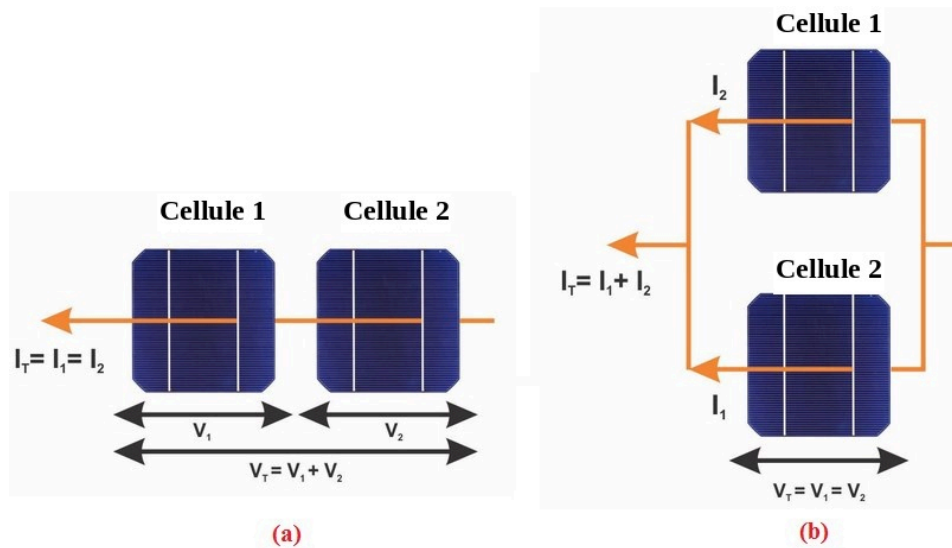


Figure 4.2 : Connexion de cellules PV : a) série ; b) parallèle.

1.3.3 Connexion série-parallèle

La plupart des modules PV commerciaux utilisent un agencement série-parallèle combinant les deux types de connexions électriques afin d'obtenir la tension, le courant et la puissance de sortie souhaités. Dans cette configuration, plusieurs cellules sont d'abord raccordées en série pour obtenir la tension requise, puis plusieurs groupes raccordés en série peuvent être mis en parallèle afin d'augmenter le courant disponible.

Cet agencement permet aux fabricants de modules d'optimiser les performances électriques, d'améliorer la capacité de puissance et de satisfaire différentes exigences d'application. Par exemple, les modules destinés aux applications de forte puissance peuvent intégrer plusieurs chemins de cellules en parallèle afin de réduire les pertes résistives et d'améliorer la tolérance à l'ombrage partiel. La configuration série-parallèle constitue l'élément de base d'un module PV. Une fois fabriqués, les modules individuels sont ensuite interconnectés en chaînes et en champs, comme cela sera présenté dans la section suivante.

2 Module PV, chaîne et champ photovoltaïque

Les cellules PV individuelles ne génèrent qu'une faible quantité de puissance électrique. Pour alimenter des charges électriques pratiques, les cellules sont d'abord interconnectées afin de former un module PV. Plusieurs modules sont ensuite raccordés pour former une chaîne, et plusieurs chaînes sont combinées pour créer un champ PV capable de fournir la tension, le courant et la puissance requis par des systèmes PV résidentiels, commerciaux ou de grande puissance, comme illustré à la Fig. 4.3. La configuration électrique des modules, des chaînes et des champs est déterminée en fonction de la tension requise du système, du courant assigné, des spécifications de l'onduleur et de la puissance souhaitée.

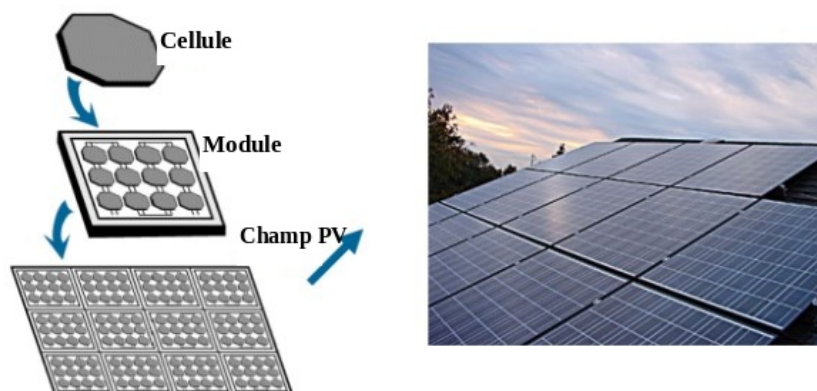


Figure 4.3 : Cellule PV, module et champ photovoltaïque

2.1 Modules PV et caractéristiques électriques assignées

Un module PV est constitué de plusieurs cellules solaires raccordées électriquement et encapsulées dans une structure de protection composée de verre trempé, de matériau d'encapsulation et d'un cadre en aluminium. Bien que chaque cellule individuelle ne produise qu'une faible tension, la connexion de nombreuses cellules permet au module de fournir des niveaux utiles de tension et de puissance adaptés aux applications pratiques.

Les performances électriques d'un module PV sont définies par plusieurs caractéristiques normalisées mesurées dans les Conditions Standard d'Essai (STC). Les principales caractéristiques comprennent la tension à vide, le courant de court-circuit, la tension au point de puissance maximale, le courant au point de puissance maximale, la puissance maximale de sortie et le rendement du module. Ces paramètres sont fournis par le fabricant et sont utilisés pour concevoir les chaînes et sélectionner des onduleurs compatibles. Pour obtenir une tension ou un courant supérieur à ce qu'un seul module peut fournir, les modules PV sont interconnectés en série, en parallèle ou selon des configurations série-parallèle.

Dans une connexion en série, la borne positive d'un module est reliée à la borne négative du module suivant. Les tensions des modules s'additionnent tandis que le courant reste inchangé. En considérant V_{cell} et I_{cell} comme la tension et le courant générés par une cellule,

si N cellules identiques sont raccordées en série, la tension et le courant du module sont donnés comme suit :

$$V_{module} = N \times V_{cell} \quad (3)$$

$$I_{module} = I_{cell}$$

De même, pour une connexion en parallèle, l'équation s'écrit comme l'Éq. (4).

$$V_{module} = V_{cell} \quad (4)$$

$$I_{module} = N \times I_{cell}$$

Dans les grandes installations PV, les connexions en série et en parallèle sont combinées. Les connexions en série fournissent la tension de fonctionnement requise, tandis que les connexions en parallèle augmentent le courant disponible et la puissance totale délivrée par le système.

2.2 Configuration des chaînes et du champ PV

Lorsque plusieurs modules PV sont raccordés en série, ils forment une chaîne PV. La tension de la chaîne est égale à la somme des tensions des modules individuels, tandis que le courant est déterminé par le courant assigné d'un module. La tension de la chaîne est choisie de manière à satisfaire les exigences de tension d'entrée de l'onduleur tout en restant dans sa plage de fonctionnement admissible dans toutes les conditions environnementales.

Plusieurs chaînes PV sont ensuite raccordées en parallèle afin de former un champ PV. Comme les chaînes sont raccordées en parallèle, la tension du champ reste égale à la tension d'une chaîne, tandis que le courant total de sortie devient la somme des courants produits par toutes les chaînes parallèles. La Figure 4.4 illustre un champ PV comportant deux chaînes parallèles de modules PV, chaque chaîne comportant deux modules PV raccordés en série.

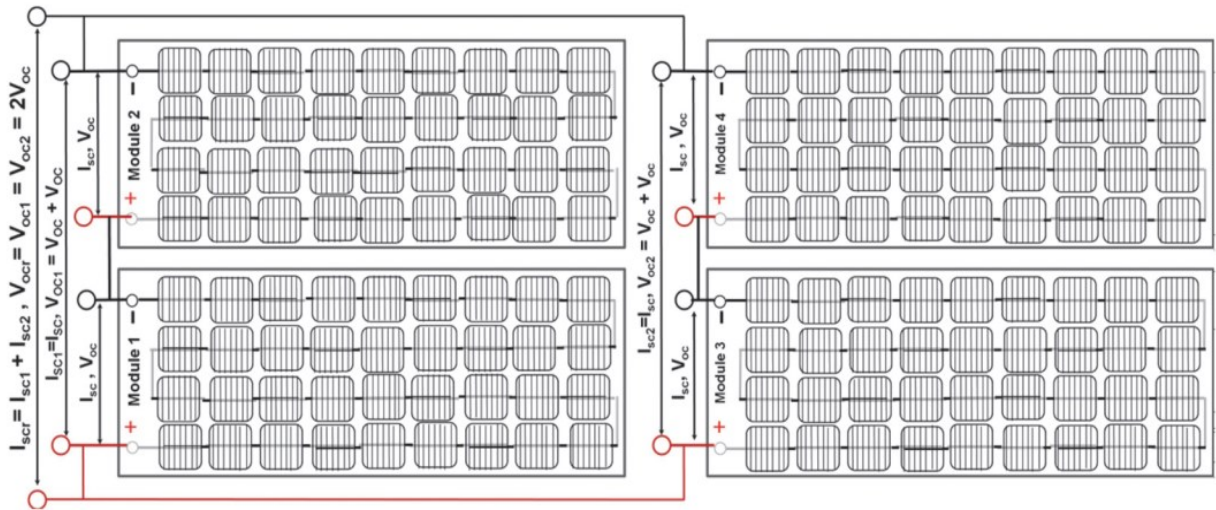


Figure 4.4 : Champ PV type

Cette organisation hiérarchique permet de concevoir des systèmes PV sur une large plage de puissance, depuis quelques centaines de watts pour des systèmes résidentiels jusqu'à plusieurs mégawatts pour des centrales solaires de grande puissance. La plupart des champs PV modernes sont raccordés à un onduleur, qui convertit l'électricité CC générée en électricité CA adaptée à l'alimentation des charges électriques ou à l'injection de puissance dans le réseau public.

2.3 Principes de base du dimensionnement d'un champ PV

Le dimensionnement d'un champ PV a pour objectif de déterminer le nombre de modules et de chaînes nécessaires pour satisfaire la charge électrique souhaitée tout en fonctionnant en toute sécurité dans les limites de tension et de courant de l'onduleur. La taille du champ dépend de la demande énergétique quotidienne, de l'irradiation solaire disponible, du rendement du système, des caractéristiques électriques des modules et des conditions environnementales telles que la température.

Une estimation simple de la puissance requise du champ PV peut être obtenue à l'aide de l'Éq. (5).

$$W_{PV} = \frac{E}{PSH \times \eta_{sys}} \quad (5)$$

Où E est la demande énergétique quotidienne (Wh/jour), PSH désigne le nombre moyen quotidien d'heures de soleil équivalentes (Peak Sun Hours) et η_{sys} est le rendement global du système.

Une fois la puissance requise du champ déterminée, le concepteur choisit le nombre approprié de modules raccordés en série afin de satisfaire les exigences de tension de l'onduleur, puis détermine le nombre de chaînes parallèles nécessaire pour atteindre le courant requis et la puissance totale de sortie. La conception finale doit également tenir compte des pertes de câblage, des variations de température des modules, de l'accumulation de poussière, des effets du vieillissement et des conditions locales d'irradiation solaire afin d'assurer un fonctionnement fiable à long terme.

Note technique 2

Dans la conception pratique d'un système PV, le choix du nombre de modules dans chaque chaîne ne consiste pas simplement à atteindre la tension souhaitée. La tension de la chaîne doit rester supérieure à la tension minimale de fonctionnement de l'onduleur par temps chaud, lorsque la tension du module diminue, tout en restant inférieure à la tension d'entrée maximale admissible de l'onduleur dans des conditions froides, lorsque la tension du module augmente. De même, le nombre de chaînes parallèles est choisi en fonction du courant d'entrée CC maximal de l'onduleur. Pour cette raison, les fabricants d'onduleurs indiquent dans leurs fiches techniques la plage de tension de fonctionnement recommandée, la tension d'entrée maximale et le courant d'entrée maximal ; ces valeurs constituent la référence principale pour la conception des chaînes et des champs PV. Cela assure un fonctionnement fiable, maximise la production d'énergie et évite l'arrêt de l'onduleur en raison des limites de tension ou de courant.

3 Principaux composants électriques d'un système solaire PV

Outre les modules photovoltaïques et les onduleurs, toute installation PV nécessite un ensemble de composants électriques qui transportent, regroupent, protègent et isolent en toute sécurité la puissance électrique dans l'ensemble du système. Ces composants sont collectivement appelés Balance of System (BOS), ou équipements auxiliaires du système. Bien qu'ils ne produisent pas d'électricité, les composants du BOS influencent directement la fiabilité, le rendement, la maintenance et la sécurité d'exploitation du système.

Le BOS électrique comprend les câbles et connecteurs CC, les coffrets de regroupement, les sectionneurs, les dispositifs de protection, les conducteurs de mise à la terre et les équipements de surveillance. Leur fonction principale est d'assurer un chemin électrique sûr entre le champ PV et l'onduleur tout en protégeant le système contre des défauts tels que les courts-circuits, les surintensités et les contacts accidentels. Le choix et l'installation corrects de ces composants sont essentiels pour assurer un fonctionnement à long terme et la conformité aux normes électriques.

3.1 Câbles CC et connecteurs

Les câbles CC transportent l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques vers le coffret de regroupement puis vers l'onduleur. Comme la sortie d'un champ PV est en courant continu, ces câbles sont spécialement conçus pour résister à une tension CC continue, aux conditions environnementales extérieures, au rayonnement ultraviolet et aux variations de température pendant toute la durée de vie du système.

Un câble PV type est constitué d'un conducteur en cuivre multibrins entouré de plusieurs couches d'isolation et de gaines de protection. Le cuivre est largement utilisé en raison de sa conductivité électrique élevée, de sa souplesse et de son excellente résistance à la corrosion. Le dimensionnement correct des câbles est essentiel, car des conducteurs sous-dimensionnés augmentent la résistance électrique, ce qui entraîne une chute de tension et des pertes de puissance, tandis que des câbles surdimensionnés augmentent inutilement le coût d'installation. Comme la résistance augmente avec la longueur du câble et diminue avec la section du conducteur, des cheminements plus courts et des conducteurs de plus grande section contribuent à limiter les pertes de puissance.

Les systèmes PV modernes utilisent couramment des connecteurs pour établir des liaisons électriques fiables et enfichables entre les modules. Ces connecteurs étanches aux intempéries offrent des mécanismes de verrouillage sûrs, une faible résistance de contact et une protection contre la pénétration de poussière et d'eau, ce qui les rend adaptés au fonctionnement extérieur à long terme. Les connecteurs d'un module PV sont représentés à la Fig. 4.5.



Figure 4.5 : Connecteurs et câbles CC

3.2 Coffret de regroupement

Les coffrets de regroupement sont des enveloppes électriques utilisées pour collecter la puissance provenant de plusieurs circuits dans un seul circuit de sortie, tout en assurant des fonctions de protection et en simplifiant le câblage du système. Selon leur emplacement dans le système PV, on distingue les coffrets de regroupement CC et les coffrets de regroupement CA.

Un coffret de regroupement CC est installé entre le champ PV et l'onduleur. Il regroupe les sorties de plusieurs chaînes PV raccordées en parallèle en une seule sortie CC acheminée vers l'onduleur. En plus de réduire le nombre de câbles, le coffret de regroupement CC contient généralement des fusibles de chaîne, des disjoncteurs CC ou des sectionneurs, des dispositifs de protection contre les surtensions (SPD), des jeux de barres et, dans les grandes installations, des équipements de surveillance des chaînes.

Un coffret de regroupement CA, parfois appelé coffret de distribution CA, est installé du côté sortie de l'onduleur. Il regroupe les sorties CA d'un ou de plusieurs onduleurs avant leur raccordement au tableau de distribution du bâtiment ou au réseau public. Le coffret de regroupement CA contient généralement des disjoncteurs CA, des dispositifs de protection contre les surtensions, des relais de protection, des équipements de comptage et des sectionneurs afin d'assurer un fonctionnement sûr et de faciliter la maintenance.

Les coffrets de regroupement CC et CA améliorent l'organisation, la sécurité et la fiabilité des systèmes photovoltaïques en centralisant les connexions électriques et en intégrant les dispositifs de protection nécessaires au fonctionnement du système. La Figure 4.6 présente un coffret de regroupement CC auquel trois chaînes PV sont raccordées afin d'augmenter le courant de sortie.

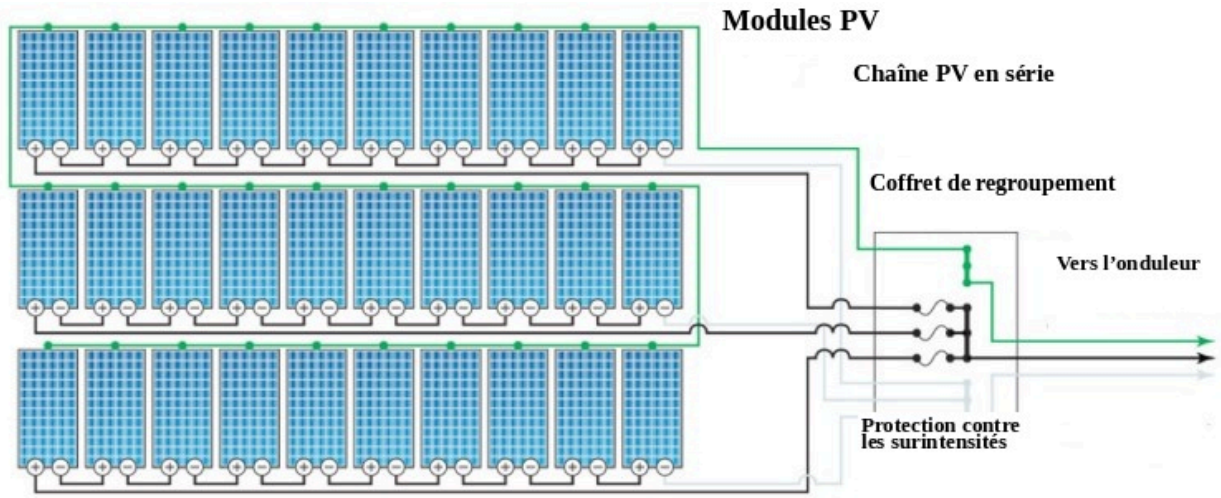


Figure 4.6 : Coffret de regroupement CC

3.3 Sectionneurs et fusibles

Les dispositifs de protection électrique permettent aux systèmes PV de fonctionner en toute sécurité dans des conditions normales tout en protégeant les équipements et le personnel en cas de défaut ou pendant les opérations de maintenance.

Un sectionneur CC est installé entre le champ PV et l'onduleur. Sa fonction principale est d'isoler le champ photovoltaïque de l'onduleur, ce qui permet au personnel de maintenance d'intervenir sur l'onduleur en toute sécurité sans être exposé à des conducteurs CC sous tension. Lors de situations d'urgence telles qu'une défaillance d'équipement ou un incendie, le sectionneur CC interrompt rapidement la puissance fournie par le champ PV. De même, un sectionneur CA est installé entre la sortie de l'onduleur et le tableau de distribution électrique ou le réseau public. Ce sectionneur permet d'isoler l'onduleur du réseau CA pour la maintenance, l'inspection ou l'arrêt d'urgence. De nombreux gestionnaires de réseau exigent un sectionneur CA accessible de l'extérieur pour les installations raccordées au réseau. La Figure 4.7 illustre un sectionneur CC type.



Figure 4.6 : Sectionneur CC

La protection contre les surintensités est assurée à l'aide de fusibles et de disjoncteurs. Les fusibles de chaîne protègent les chaînes PV individuelles contre les courants inverses susceptibles d'apparaître lorsqu'une chaîne est en défaut alors que les chaînes saines adjacentes continuent de produire du courant. Les disjoncteurs assurent à la fois une manœuvre manuelle et une coupure automatique lorsqu'un courant excessif provoqué par une surcharge ou un court-circuit est détecté. Les disjoncteurs boîtier moulé (MCCB) sont couramment utilisés dans les grandes installations PV, car ils peuvent interrompre en toute sécurité des courants de défaut élevés tout en pouvant être réarmés après élimination du défaut.

Une comparaison entre le fusible et le MCCB est présentée au Tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Comparaison des caractéristiques de fonctionnement d'un fusible et d'un MCCB

Dispositif	Avantage	Inconvénient
Fusible	Réponse très rapide aux défauts de court-circuit ; Excellente capacité de limitation du courant ; Construction simple et grande fiabilité ; Faible coût initial et maintenance minimale en fonctionnement normal ; Adapté à la protection des chaînes PV dans les coffrets de regroupement.	Doit être remplacé après chaque fonctionnement sur défaut ; Ne peut pas être réarmé ni réutilisé ; Caractéristiques de fonctionnement fixes, sans réglage ; Protection limitée contre les surcharges ; Le remplacement exige des fusibles de rechange et une intervention de maintenance.
MCCB	Peut être réarmé et réutilisé après élimination du défaut ; Protège contre les surcharges et les courts-circuits au moyen de mécanismes de déclenchement thermique et magnétique ; Des réglages de déclenchement sont disponibles sur de nombreux modèles ; Peut être utilisé comme dispositif de protection et comme appareil d'isolement ; Adapté aux départs CC principaux, aux sorties d'onduleurs et aux réseaux de distribution CA.	Coût initial supérieur à celui des fusibles ; Encombrement plus important ; Réponse plus lente que les fusibles lors de courts-circuits sévères ; Nécessite des inspections et des essais périodiques afin d'assurer un fonctionnement fiable ; Capacité de limitation du courant inférieure à celle des fusibles rapides.

Ensemble, les sectionneurs et les dispositifs de protection garantissent que les défauts électriques sont isolés rapidement, que les dommages aux équipements sont réduits au minimum et que la maintenance peut être effectuée en toute sécurité sans interrompre le fonctionnement de l'ensemble de l'installation PV.

4 Protection et sécurité de base

La protection électrique est l'un des aspects les plus importants de la conception d'un système photovoltaïque, car les installations PV produisent continuellement de l'énergie électrique dès que la lumière solaire est disponible. Contrairement aux systèmes électriques conventionnels, le côté CC d'un système PV reste sous tension pendant la journée, ce qui rend une protection appropriée essentielle à la fois pour la sécurité du personnel et pour la fiabilité des équipements. Les systèmes de protection sont donc conçus pour prévenir les chocs électriques, limiter les dommages aux équipements lors de défauts électriques, réduire les risques d'incendie et assurer la conformité aux normes électriques. Les mesures fondamentales de protection comprennent la mise à la terre, la protection contre les surintensités, le respect de la polarité et une isolation adéquate de tous les composants électriques.

4.1 Principes de mise à la terre

La mise à la terre fournit un chemin de faible résistance permettant aux courants de défaut de se dissiper en toute sécurité dans la terre. Son objectif principal est de protéger les personnes et les équipements contre les tensions dangereuses provoquées par des défauts d'isolation, des coups de foudre ou un contact accidentel entre des conducteurs sous tension et des structures métalliques. En établissant un potentiel de référence d'environ zéro volt, la mise à la terre stabilise les tensions du système et réduit considérablement le risque de choc électrique.

Dans les systèmes PV, la mise à la terre comprend deux pratiques complémentaires : la mise à la terre du système et la mise à la terre des équipements. La mise à la terre du système relie à la terre un conducteur du système électrique - généralement le conducteur négatif côté CC ou le conducteur neutre côté CA. Elle établit ainsi une référence de tension stable et limite les surtensions provoquées par des phénomènes transitoires. La mise à la terre des équipements, quant à elle, relie à l'électrode de terre toutes les parties conductrices exposées, telles que les cadres de modules, les enveloppes d'onduleurs, les coffrets de regroupement et les structures de montage. Dans des conditions normales de fonctionnement, ce conducteur ne transporte aucun courant ; en cas de défaut, il offre toutefois un chemin sûr au courant de défaut, ce qui permet aux dispositifs de protection d'agir rapidement. La Figure 4.7 décrit la configuration de mise à la terre du système PV, comprenant la mise à la terre du système, la mise à la terre des équipements et l'électrode de terre.

Un système de mise à la terre approprié comprend normalement une électrode de terre, par exemple une tige de cuivre enfoncée dans un sol humide, reliée par des conducteurs de terre à tous les équipements métalliques. Afin d'éviter les courants de terre circulants et les différences de potentiel, les installations PV sont généralement conçues avec un seul point de mise à la terre. Lorsque plusieurs électrodes de terre sont nécessaires dans de grandes installations, elles doivent être reliées électriquement entre elles afin de maintenir le même potentiel de terre dans l'ensemble du système.

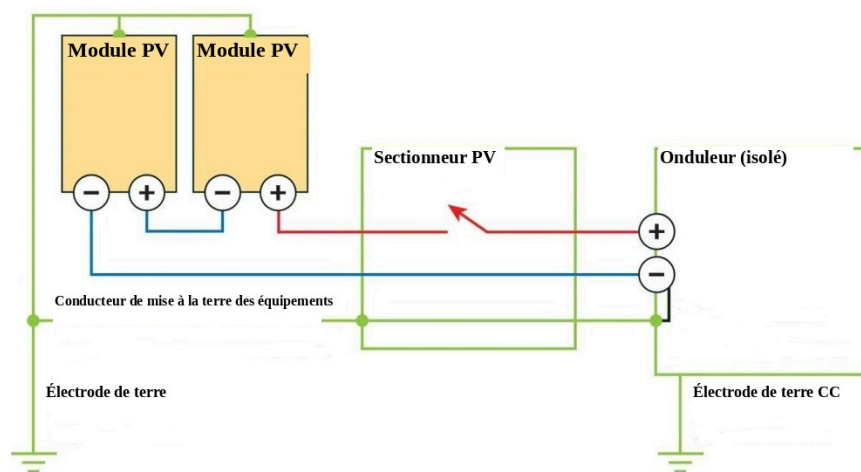


Figure 4.7 : Architecture de mise à la terre d'un système PV

Note technique 3

Bien que les termes anglais *earthing* et *grounding* soient souvent utilisés de manière interchangeable, ils désignent deux concepts liés mais distincts en électrotechnique. *Earthing* désigne la connexion physique des parties conductrices exposées, telles que les enveloppes des équipements, les cadres de modules PV et les structures de montage, directement à la terre par l'intermédiaire d'une électrode de terre. Son objectif principal est la sécurité des personnes : il fournit un chemin de faible résistance aux courants de défaut afin de réduire les tensions de contact dangereuses et de permettre le fonctionnement rapide des dispositifs de protection. Dans des conditions normales de fonctionnement, le conducteur de mise à la terre des masses ne transporte aucun courant. *Grounding* désigne l'établissement d'un point de référence électrique commun pour le système de puissance. Dans les systèmes photovoltaïques, il est généralement réalisé en reliant à la terre un conducteur parcouru par le courant - par exemple le conducteur négatif du système CC ou le conducteur neutre du système CA. Cela stabilise la tension du système, améliore la protection contre la foudre et les surtensions transitoires, réduit le bruit électrique et permet le bon fonctionnement des dispositifs de protection en cas de défaut.

4.2 Protection contre les surintensités

La protection contre les surintensités empêche qu'un courant excessif n'endommage les câbles, les onduleurs, les batteries et les autres équipements électriques lors de surcharges ou de courts-circuits. Comme les systèmes PV comportent des circuits CC et CA, des dispositifs de protection sont nécessaires des deux côtés de l'onduleur. Des dispositifs de protection contre les surintensités (OCPD) correctement sélectionnés isolent les circuits défectueux tout en permettant au reste du système de continuer à fonctionner en toute sécurité.

4.2.1 Protection contre les surintensités côté CC

Le côté CC d'un système photovoltaïque comprend les modules PV, les chaînes, les coffrets de regroupement, les batteries (le cas échéant) et l'entrée CC de l'onduleur. Comme les modules photovoltaïques continuent de produire du courant dès que la lumière solaire est disponible, l'interruption du courant continu est considérablement plus difficile que celle du courant alternatif en raison de l'absence de

passages naturels périodiques par zéro du courant. Par conséquent, des fusibles, disjoncteurs et sectionneurs spécialement assignés pour le CC sont nécessaires.

Les dispositifs de protection contre les surintensités CC sont couramment installés à l'intérieur des coffrets de regroupement, où chaque chaîne PV est protégée individuellement par un fusible ou un disjoncteur CC avant son raccordement en parallèle. Cet agencement empêche les courants inverses provenant des chaînes saines de circuler dans une chaîne en défaut et protège les câbles contre un échauffement excessif. Des sectionneurs CC supplémentaires sont installés entre le champ PV et l'onduleur afin d'isoler le champ en toute sécurité pendant la maintenance ou en cas d'urgence. Les onduleurs modernes raccordés au réseau intègrent souvent des sectionneurs CC dans leur enveloppe, ce qui simplifie l'installation tout en maintenant la sécurité. Le calibre en courant des dispositifs de protection CC est généralement choisi au-dessus du courant maximal de fonctionnement continu tout en restant suffisamment faible pour interrompre efficacement les courants de défaut. Cela assure un fonctionnement fiable sans déclenchements intempestifs pendant la production normale de puissance.

La Figure 4.8 illustre un scénario de défaut type du côté CC d'un système photovoltaïque. Lorsque plusieurs chaînes PV sont raccordées en parallèle par l'intermédiaire d'un coffret de regroupement, un court-circuit se produisant dans une chaîne peut entraîner des courants de retour provenant des autres chaînes saines. Au lieu de circuler vers l'onduleur, le courant produit par les chaînes non affectées est dévié à travers la chaîne en défaut, car celle-ci offre un chemin de faible résistance. Lorsque le nombre de chaînes parallèles augmente, le courant inverse peut devenir suffisamment élevé pour surchauffer les conducteurs, endommager les modules PV et créer un risque potentiel d'incendie. Pour éviter cette situation, chaque chaîne PV est protégée par un fusible CC ou un disjoncteur assigné pour le CC installé dans le coffret de regroupement. En fonctionnement normal, le fusible laisse passer le courant produit sans interruption. Toutefois, lorsqu'un défaut porte le courant inverse au-delà du calibre du fusible, celui-ci ouvre rapidement le circuit et isole la chaîne défectueuse des chaînes saines. Cela empêche des courants de retour excessifs, limite les dommages aux équipements et permet aux autres chaînes PV de continuer à fonctionner en toute sécurité.

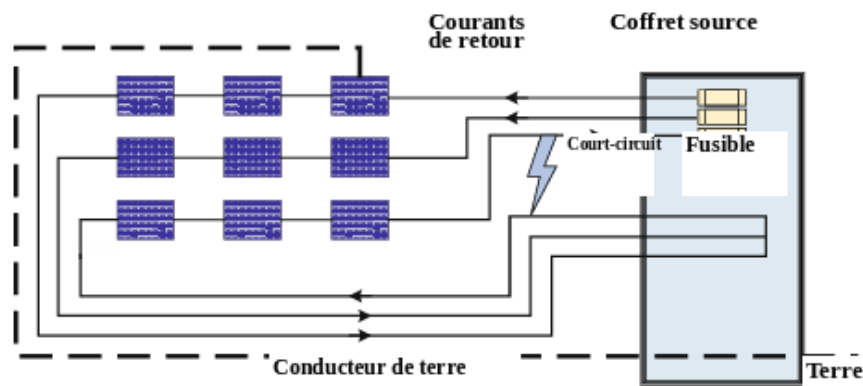


Figure 4.8 : Courant de court-circuit de retour provenant de la source PV

4.2.2 Protection contre les surintensités côté CA

Après que l'onduleur a converti la puissance CC en puissance CA, des méthodes conventionnelles de protection CA sont utilisées. La protection contre les surintensités côté CA protège la sortie de l'onduleur, le système de distribution du bâtiment et le raccordement au réseau contre les surcharges et les courts-circuits.

Les dispositifs de protection CA comprennent généralement des MCCB, des fusibles et des sectionneurs CA. Ces dispositifs isolent les défauts du côté CA et permettent une déconnexion sûre pendant la maintenance. Comme le courant alternatif passe naturellement par zéro deux fois au cours de chaque période, l'interruption des défauts CA est généralement plus simple que celle des défauts CC, ce qui permet aux disjoncteurs CA d'éteindre les arcs plus efficacement. Le dispositif de protection contre les surintensités CA est généralement installé immédiatement après l'onduleur et avant le tableau de distribution ou le point d'interconnexion au réseau. Selon une pratique courante de conception, son calibre en courant est choisi à environ 125 % du courant nominal de sortie de l'onduleur, ce qui permet un fonctionnement continu tout en assurant une protection adéquate contre les conditions anormales de fonctionnement.

4.3 Polarité et sécurité de l'isolation

Le respect de la polarité des conducteurs et une isolation adéquate sont des exigences fondamentales pour l'installation sûre d'un système PV. Chaque conducteur CC est identifié de façon permanente comme positif ou négatif, et l'inversion de ces connexions peut entraîner des dommages aux équipements, un mauvais fonctionnement des dispositifs de protection ou une défaillance de l'onduleur. La polarité doit donc toujours être vérifiée avant la mise sous tension du système.

L'isolation protège les conducteurs contre les contacts accidentels et empêche les courants de fuite entre les composants sous tension et les structures mises à la terre. Les câbles PV sont spécialement conçus avec une isolation résistante aux UV et aux températures élevées, adaptée aux environnements extérieurs. Une isolation correcte réduit non seulement le risque de choc électrique, mais limite également la possibilité de courts-circuits et de défauts à la terre provoqués par des gaines de câble endommagées ou des connecteurs détériorés. Avant la mise en service d'une installation PV, un essai de résistance d'isolement est couramment effectué afin de vérifier que les conducteurs sont correctement isolés les uns des autres et de la terre. Le maintien d'une polarité correcte associé à une forte intégrité de l'isolation améliore considérablement la fiabilité du système, réduit les risques d'incendie et garantit un fonctionnement sûr à long terme.

Note technique 4

Une protection contre l'inversion de polarité est intégrée afin de détecter ou d'empêcher un câblage incorrect avant qu'il ne provoque des dommages importants. Les défauts d'inversion de polarité peuvent se produire soit du côté PV, soit du côté du bus CC du système. La protection côté PV sécurise la liaison entre les chaînes PV et l'onduleur ou le convertisseur CC/CC. Dans des chaînes PV raccordées en parallèle, une chaîne inversée peut recevoir du courant provenant des chaînes saines, créant des courants de défaut élevés susceptibles d'endommager les modules et les câbles. La protection est couramment assurée au moyen de fusibles CC, de diodes de blocage ou de dérivation, de protections électroniques à base de MOSFET ou d'une surveillance logicielle qui

déconnecte la chaîne défectueuse lorsqu'une tension ou un courant anormal est détecté. La protection côté bus CC protège la liaison CC commune qui relie plusieurs convertisseurs. Une inversion de polarité à cet emplacement peut faire circuler un courant de défaut à travers les composants de puissance des convertisseurs et endommager les semi-conducteurs. Les méthodes de protection comprennent des circuits de dérivation à diodes, la détection de la polarité de la tension et la surveillance par contrôleur, qui isolent le convertisseur défectueux lorsque des conditions anormales de courant sont détectées. Les systèmes PV modernes combinent souvent des dispositifs matériels de protection avec une surveillance intelligente de l'onduleur afin d'assurer une protection rapide, fiable et efficace contre l'inversion de polarité tout en réduisant les besoins de maintenance et les pertes de puissance.

5 Caractéristiques électriques de sortie et adaptation du système

5.1 Caractéristiques tension-courant

Les performances électriques d'une cellule PV sont décrites par la relation entre sa tension de sortie et son courant de sortie. Cette relation est régie par l'équation du courant de la cellule PV présentée précédemment à l'Éq. (2), qui tient compte du photocourant généré par l'irradiance solaire, des caractéristiques de la diode et des pertes internes représentées par les résistances série et shunt.

Selon l'Éq. (2), le courant de sortie n'est pas constant, mais varie avec la tension aux bornes et les conditions de fonctionnement. Deux points de fonctionnement caractéristiques définissent les limites de fonctionnement d'une cellule PV.

Lorsque la cellule PV est déconnectée de toute charge externe, aucun courant ne circule dans le circuit extérieur. Cette condition est appelée condition de circuit ouvert, et la tension correspondante est appelée tension à vide (VOC). Elle représente la tension maximale que la cellule ou le module PV peut produire. La tension à vide est principalement influencée par la température de la cellule et augmente légèrement lorsque l'irradiance solaire augmente.

À l'inverse, lorsque les bornes de sortie sont directement reliées entre elles, la tension aux bornes devient nulle et la cellule PV fournit son courant maximal. Cette condition de fonctionnement est appelée condition de court-circuit, et le courant obtenu est appelé courant de court-circuit (ISC). Le courant de court-circuit est principalement déterminé par le photocourant généré dans la cellule ; il varie donc presque linéairement avec l'irradiance solaire et n'est que légèrement affecté par la température.

Entre ces deux extrêmes de fonctionnement, la cellule PV peut fonctionner selon toute combinaison de tension et de courant en fonction de la charge électrique raccordée. La relation entre ces grandeurs est représentée par la caractéristique courant-tension (I-V), tandis que la puissance de sortie correspondante est représentée par la caractéristique puissance-tension (P-V).

5.2 Principes de base des courbes

La courbe courant-tension (I-V) illustre la variation du courant de sortie avec la tension aux bornes dans des conditions de fonctionnement spécifiées. Elle fournit une description électrique complète du module PV et constitue l'un des outils les plus importants pour évaluer ses performances. La courbe commence au courant de court-circuit, pour lequel la tension est nulle, et se termine à la tension à vide, pour laquelle le courant devient nul. La Figure 4.9 représente la courbe I-V d'un module PV.

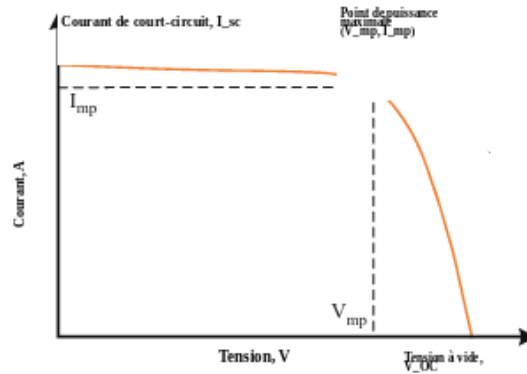


Figure 4.9 : Courbe caractéristique I-V d'un module solaire

Pour chaque point de fonctionnement de la courbe I-V, la puissance de sortie correspondante est obtenue en multipliant la tension par le courant. Le tracé de la puissance calculée en fonction de la tension produit la courbe puissance-tension (P-V), comme indiqué à la Fig. 4.10.

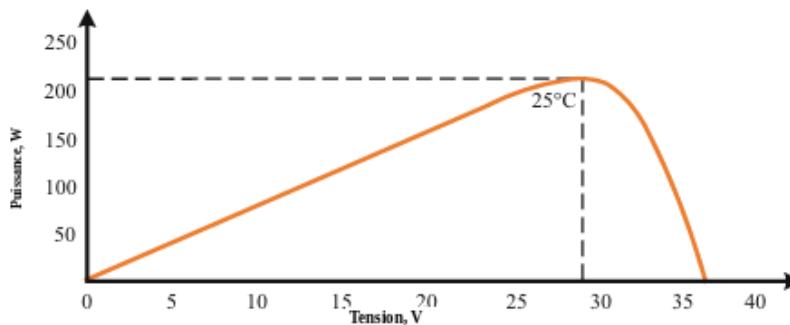


Figure 4.10 : Courbe P-V d'un module solaire

Contrairement à la courbe I-V, la caractéristique P-V présente un point maximal unique appelé point de puissance maximale (MPP). Ce point de fonctionnement, défini par la tension VMP et le courant IMP, correspond à la puissance électrique maximale que le module PV peut fournir dans les conditions environnementales présentes.

Comme l'irradiance solaire et la température de la cellule varient continuellement en fonctionnement, la position du MPP varie également. Les onduleurs modernes raccordés au réseau et autonomes utilisent donc des algorithmes MPPT afin d'ajuster continuellement le point de fonctionnement du champ PV et de maximiser l'énergie captée. Plusieurs facteurs influencent la courbe I-V.

5.2.1 Effet de la résistance série

La résistance série représente la résistance électrique interne de la cellule PV, notamment celle du matériau semi-conducteur, des contacts métalliques, des interconnexions et des conducteurs. Une augmentation de la résistance série provoque une chute de tension interne plus importante,

ce qui réduit la tension aux bornes fournie à la charge. Par conséquent, la pente de la courbe I-V à proximité de la tension à vide devient plus forte, le facteur de forme diminue et la puissance maximale de sortie est réduite. La courbe I-V pour différentes résistances est représentée à la Fig. 4.11.

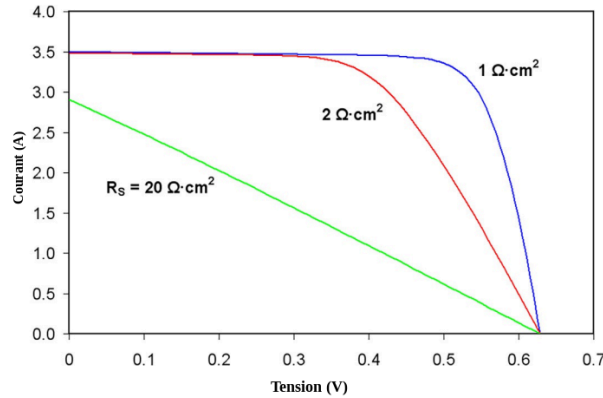


Figure 4.11 : Effet de la résistance série sur la courbe I-V d'une cellule solaire

5.2.2 Effet de la résistance shunt

La résistance shunt (parallèle) représente les chemins de courant de fuite à l'intérieur de la cellule PV, dus aux imperfections du matériau ou aux défauts de fabrication. Une diminution de la résistance shunt permet à une partie du courant généré de contourner le circuit extérieur, ce qui réduit le courant de sortie utile. Cet effet influence principalement la zone de basse tension de la courbe I-V, diminue le facteur de forme et réduit la puissance maximale de sortie. Une cellule PV idéale présente une résistance shunt très élevée afin de minimiser les pertes par fuite.

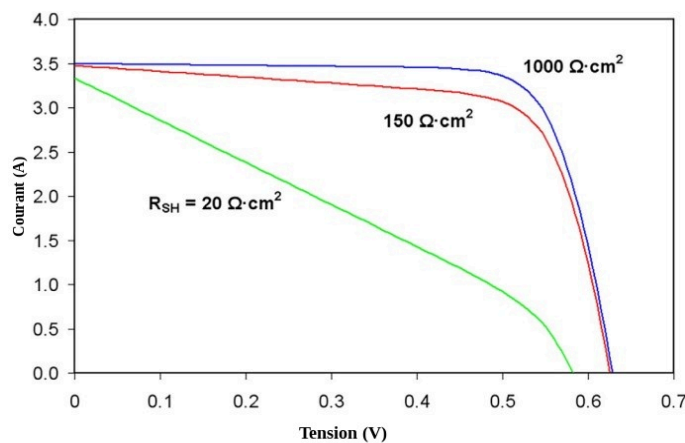


Figure 4.12 : Effet de la résistance shunt sur la courbe I-V

5.2.3 Effet de la température

La température de la cellule exerce une influence importante sur les performances PV. Lorsque la température augmente, la tension à vide diminue considérablement, tandis que le courant de court-circuit n'augmente que légèrement. Par conséquent, les courbes I-V et P-V se déplacent vers

des valeurs de tension plus faibles, ce qui réduit la puissance maximale de sortie et le rendement global du module PV. À l'inverse, des températures de fonctionnement plus faibles augmentent la tension à vide et améliorent la puissance maximale disponible.

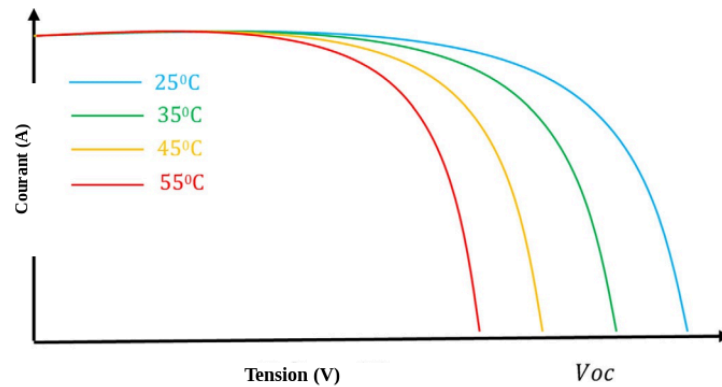


Figure 4.12 : Effet de la température sur la courbe I-V

5.2.4 Effet de l'irradiance solaire

L'irradiance solaire détermine directement la quantité de photocourant générée dans la cellule PV. Lorsque l'irradiance augmente, le courant de court-circuit augmente presque proportionnellement, tandis que la tension à vide n'augmente que légèrement. Par conséquent, la courbe I-V se déplace vers le haut et la courbe P-V présente une puissance maximale plus élevée. Dans des conditions de faible irradiance, le courant de sortie diminue fortement, ce qui entraîne une réduction correspondante de la production de puissance.

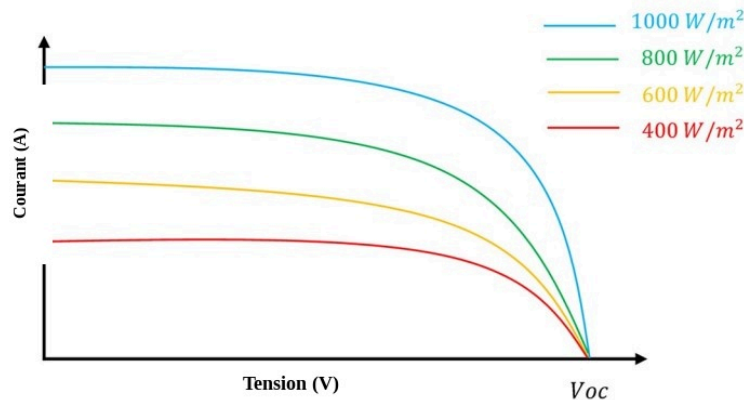


Figure 4.13 : Effet de l'irradiance sur la courbe I-V

5.3 Adaptation des champs PV aux onduleurs

Une adaptation électrique correcte entre le champ PV et l'onduleur est essentielle pour assurer un fonctionnement sûr, maximiser la production d'énergie et prévenir les dommages aux équipements. Le champ PV doit être conçu de sorte que ses caractéristiques électriques restent dans les limites de fonctionnement de l'onduleur dans toutes les conditions environnementales prévues.

La tension maximale à vide du champ, à la température minimale prévue de la cellule, doit toujours rester inférieure à la tension d'entrée CC maximale admissible de l'onduleur. Le dépassement de cette limite peut endommager de façon permanente l'étage d'entrée de l'onduleur. De même, la tension de fonctionnement au point de puissance maximale doit rester dans la plage de tension MPPT de l'onduleur pour toutes les variations de température prévues. Un fonctionnement en dehors de cette plage empêche l'onduleur de suivre efficacement le point de puissance maximale et entraîne des pertes d'énergie. Le courant de court-circuit maximal du champ et le courant de fonctionnement maximal doivent également rester inférieurs au courant d'entrée CC maximal admissible de l'onduleur. Si plusieurs chaînes sont raccordées en parallèle, leur courant combiné doit être pris en compte lors de la conception du système.

Enfin, la puissance CC installée du champ doit être correctement adaptée à la puissance CA nominale de l'onduleur. Dans la pratique, les champs PV sont couramment dimensionnés légèrement au-dessus de la puissance nominale de l'onduleur afin d'améliorer la production annuelle d'énergie, à condition que le fabricant de l'onduleur autorise le rapport CC/CA choisi. Une adaptation correcte de la tension, du courant et de la puissance assure un fonctionnement fiable, maximise l'énergie captée et prolonge la durée de service du champ PV et de l'onduleur.

Résumé de la séance

Cette section a présenté les principes fondamentaux de la production électrique dans les systèmes PV. Elle a expliqué comment les cellules photovoltaïques convertissent directement le rayonnement solaire en électricité (CC) par l'effet photovoltaïque et a décrit le comportement électrique d'une cellule PV au moyen du circuit équivalent à une diode. L'influence de l'irradiance solaire, de la température et des paramètres électriques internes sur le courant et la tension de sortie a été étudiée à partir de l'équation du courant de la cellule PV. La section a également présenté les méthodes de connexion des cellules PV en modules, des modules en chaînes et des chaînes en champs afin d'obtenir les niveaux de tension, de courant et de puissance requis pour les applications pratiques. Les principes de base du dimensionnement d'un champ PV ainsi que le rôle des principaux composants électriques, notamment les câbles, les coffrets de regroupement, les sectionneurs et les dispositifs de protection, ont été examinés avec les notions essentielles de mise à la terre et de protection contre les surintensités. Enfin, les caractéristiques électriques de sortie des modules PV ont été étudiées au moyen des courbes I-V et P-V, en soulignant les effets de la résistance série, de la résistance shunt, de la température et de l'irradiance sur les performances du système, ainsi que l'importance d'une adaptation correcte des champs PV aux valeurs de tension, de courant et de puissance des onduleurs afin d'assurer un fonctionnement sûr et une production maximale d'énergie.

Électronique de puissance dans la production d'énergie solaire - Niveau de base

Objectifs d'apprentissage

- Expliquer le rôle fondamental de l'électronique de puissance dans les systèmes énergétiques photovoltaïques (PV) et comprendre sa fonction dans la conversion de l'énergie électrique, le conditionnement de la puissance et l'intégration au réseau.
- Identifier les principaux composants d'électronique de puissance utilisés dans les systèmes solaires PV, notamment les diodes, les dispositifs de commutation, les convertisseurs CC/CC, les onduleurs et les composants de la liaison CC, et expliquer leur rôle dans la conversion de l'énergie solaire.
- Décrire le fonctionnement de base des onduleurs autonomes et raccordés au réseau et comprendre comment les systèmes d'électronique de puissance régulent la tension et la fréquence de sortie.
- Expliquer le concept de suivi du point de puissance maximale (MPPT), comprendre les caractéristiques de la courbe de puissance PV et décrire comment le MPPT améliore la capacité d'extraction d'énergie des systèmes photovoltaïques.
- Comprendre les considérations pratiques de performance des systèmes d'électronique de puissance dans les applications solaires, notamment le rendement de conversion, les effets thermiques, la fiabilité du système et les exigences de protection de base.

Résumé

Cette séance, « Électronique de puissance dans la production d'énergie solaire », présente les technologies fondamentales d'électronique de puissance utilisées dans les systèmes énergétiques photovoltaïques modernes. Les apprenants étudieront comment l'électricité en courant continu (CC) produite par les modules photovoltaïques est convertie, régulée et acheminée vers les charges électriques ou le réseau public. La séance présente les principaux composants d'électronique de puissance utilisés dans les systèmes PV, notamment les dispositifs de commutation à semi-conducteurs, les convertisseurs CC/CC, les onduleurs et les circuits de liaison CC, et explique leur rôle dans la conversion efficace de l'énergie et la gestion de la puissance. Le fonctionnement des systèmes d'onduleurs autonomes et raccordés au réseau est également présenté afin de montrer comment l'électronique de puissance permet une alimentation électrique fiable dans différentes conditions de fonctionnement. En outre, la séance présente les principes de base du suivi du point de puissance maximale (MPPT), en soulignant son importance pour maximiser l'énergie extraite des champs photovoltaïques. Enfin, des aspects pratiques tels que les pertes de conversion, la gestion thermique, la fiabilité et les exigences de protection sont examinés afin de fournir une compréhension globale du rôle de l'électronique de puissance dans l'amélioration du rendement, des performances et du fonctionnement à long terme des systèmes modernes de production d'énergie solaire.

1 Rôle de l'électronique de puissance dans les systèmes PV

L'électronique de puissance (EP) est une branche de l'électrotechnique consacrée à la conversion, à la commande et au conditionnement de l'énergie électrique au moyen de dispositifs électroniques à semi-conducteurs. Elle permet une conversion efficace entre différentes formes de puissance électrique, telles que le courant continu (CC) et le courant alternatif (CA), tout en régulant la tension, le courant et le flux de puissance afin de répondre aux exigences de diverses applications. Au cours des dernières décennies, l'électronique de puissance a connu des progrès technologiques remarquables, portés par les avancées des dispositifs de commutation à semi-conducteurs, des techniques de commande numérique et des microprocesseurs. Ces évolutions ont considérablement amélioré le rendement, la fiabilité et la contrôlabilité des systèmes de conversion de puissance tout en réduisant leur taille, leur complexité et leur coût. Par conséquent, l'électronique de puissance est devenue une technologie habilitante essentielle dans de nombreuses applications, notamment les systèmes d'énergies renouvelables, les véhicules électriques, les entraînements de moteurs, l'automatisation industrielle et les réseaux électriques modernes.

Dans les systèmes énergétiques photovoltaïques, l'électronique de puissance joue un rôle particulièrement important en convertissant l'électricité CC variable produite par les modules solaires en une puissance électrique de haute qualité adaptée à l'alimentation des charges ou au raccordement au réseau public. À mesure que l'énergie solaire se développe comme source majeure d'énergie renouvelable, l'importance de systèmes d'électronique de puissance efficaces et fiables continue de croître.

1.1 Conversion d'énergie dans un système PV

L'électronique de puissance est devenue une technologie essentielle dans les systèmes énergétiques PV modernes. Contrairement aux centrales conventionnelles qui produisent du courant alternatif, les modules photovoltaïques produisent du courant continu et leur sortie électrique varie continuellement avec l'irradiance solaire et la température des cellules. Par conséquent, l'électricité produite par un champ PV ne peut généralement pas être fournie directement au réseau public ni à la plupart des charges CA. Des convertisseurs d'électronique de puissance sont donc nécessaires pour réguler, conditionner et convertir la puissance électrique produite sous une forme adaptée aux applications pratiques.

La Figure 5.1 illustre le processus typique de conversion d'énergie dans un système PV raccordé au réseau.

Le champ PV convertit le rayonnement solaire en puissance électrique CC, qui est d'abord traitée par un convertisseur CC/CC. Ce convertisseur régule le point de fonctionnement du champ PV et ajuste la tension CC à un niveau approprié pour la conversion suivante. La puissance CC traitée est ensuite transférée vers une liaison CC, où des condensateurs assurent un stockage temporaire de l'énergie et maintiennent une tension CC stable. Enfin, un onduleur CC/CA convertit la puissance CC en électricité CA présentant la tension et la fréquence requises avant son acheminement vers le réseau public à travers un filtre de sortie.

La puissance de sortie d'un champ photovoltaïque varie continuellement, car les conditions environnementales évoluent naturellement tout au long de la journée. Les convertisseurs d'électronique de puissance ne réalisent donc pas seulement la conversion de l'énergie électrique : ils assurent également une extraction efficace de l'énergie, un fonctionnement stable et une fourniture de puissance de haute qualité. Dans les systèmes PV modernes, ils constituent l'interface entre le champ solaire, les charges électriques et le réseau public, permettant un fonctionnement fiable dans des conditions d'exploitation variables.

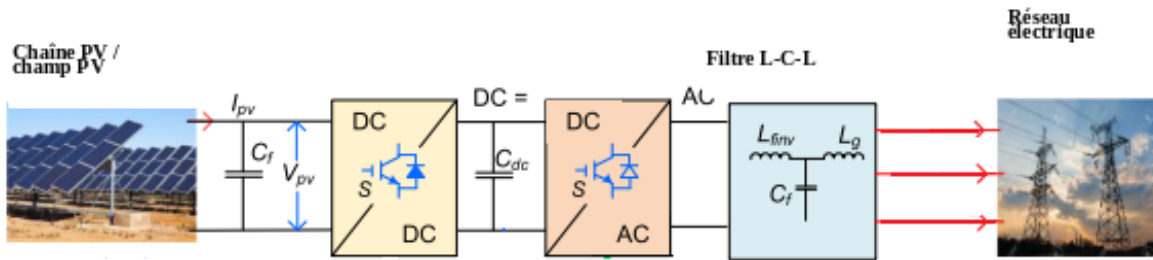


Figure 5.1 : Configuration type d'électronique de puissance d'un système PV raccordé au réseau

Note technique 1

Il convient de noter que tous les systèmes PV ne comportent pas un convertisseur CC/CC séparé. Dans de nombreux systèmes résidentiels à onduleur de chaîne, le champ photovoltaïque est directement raccordé à l'onduleur, qui assure à la fois le suivi du point de puissance maximale et la conversion CC-CA. Un convertisseur CC/CC séparé est généralement utilisé dans les systèmes PV de plus grande taille ou plus avancés lorsqu'une régulation supplémentaire de la tension, une plage de fonctionnement plus large ou une flexibilité de commande accrue sont nécessaires. Le choix entre une architecture de conversion à un seul étage et une architecture à deux étages dépend donc de la conception du système, des caractéristiques du champ PV et des exigences de l'application.

1.2 Fonction de l'onduleur dans le système

Parmi tous les dispositifs d'électronique de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques, l'onduleur est le composant le plus important, car il permet d'utiliser l'électricité produite par le champ PV. Sa fonction principale est de convertir le courant continu produit par les panneaux solaires en courant alternatif adapté aux charges résidentielles ou au réseau électrique. Sans onduleur, l'électricité produite par les modules photovoltaïques conventionnels ne pourrait alimenter que des charges CC ou être stockée dans des batteries, ce qui limiterait considérablement l'utilisation pratique de l'énergie solaire.

Les onduleurs PV modernes assurent de nombreuses fonctions au-delà de la simple conversion CC-CA. Ils régulent continuellement la tension et la fréquence de sortie, synchronisent la tension CA produite avec le réseau public et maintiennent une fourniture de puissance stable malgré les variations de l'irradiance solaire. En outre, les systèmes de commande des onduleurs améliorent la qualité de l'énergie en réduisant la distorsion harmonique et en garantissant que l'électricité produite satisfait aux exigences du réseau. De nombreux onduleurs intègrent également des fonctions de surveillance, de protection et de communication,

ce qui permet un fonctionnement sûr du système et une détection efficace des défauts. À mesure que les installations photovoltaïques se développent dans le monde, les onduleurs sont devenus des dispositifs intelligents d'électronique de puissance qui participent activement au fonctionnement des réseaux électriques. Leurs capacités de commande avancées améliorent le rendement de conversion, renforcent la fiabilité du système et facilitent l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques modernes.

1.3 Interface entre le système PV, la charge et le réseau

Les convertisseurs d'électronique de puissance servent d'interface électrique entre le champ photovoltaïque, la charge électrique et le réseau public, comme l'illustre la Figure 5.1. Ils gèrent le flux d'énergie tout en assurant la compatibilité entre les caractéristiques de la source PV et les exigences du système raccordé.

Dans les systèmes PV autonomes, l'électricité produite est fournie directement aux charges locales ou stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure. À l'inverse, les systèmes raccordés au réseau injectent l'énergie électrique excédentaire dans le réseau public et reçoivent de l'énergie du réseau lorsque la production solaire est insuffisante. Dans les deux configurations, l'onduleur constitue l'interface centrale qui commande le flux de puissance et maintient un fonctionnement stable du système. Selon les conditions de fonctionnement, l'onduleur régule la quantité de puissance électrique fournie à la charge ou injectée dans le réseau tout en maintenant les caractéristiques de tension et de fréquence requises. Le fonctionnement coordonné du champ PV, des convertisseurs d'électronique de puissance et du réseau public permet aux systèmes photovoltaïques de fonctionner efficacement malgré des conditions environnementales continuellement variables. L'électronique de puissance est ainsi devenue l'une des technologies habilitantes essentielles au déploiement généralisé des systèmes modernes d'énergie solaire.

2 Principaux composants d'électronique de puissance dans un système solaire

Les convertisseurs d'électronique de puissance sont constitués de plusieurs composants qui fonctionnent ensemble pour commander, convertir et acheminer efficacement l'énergie électrique. Dans les systèmes PV, ces composants régulent la sortie électrique variable produite par les modules solaires et garantissent que la puissance produite peut être fournie aux charges électriques ou intégrée au réseau public. Les principaux composants comprennent les dispositifs à semi-conducteurs, les convertisseurs CC/CC, les onduleurs et les éléments de liaison CC. Chaque composant remplit une fonction spécifique dans le processus global de conversion de l'énergie et contribue au rendement, à la fiabilité et à la contrôlabilité du système PV.

2.1 Diodes et dispositifs de commutation de puissance

Les dispositifs à semi-conducteurs constituent la base de tous les convertisseurs d'électronique de puissance. Contrairement aux composants électroniques conventionnels utilisés pour le traitement des signaux, les semi-conducteurs de puissance sont conçus pour commander avec un rendement élevé le flux de quantités relativement importantes d'énergie électrique. Ils fonctionnent principalement comme des interrupteurs électroniques, passant rapidement de l'état passant à l'état bloqué afin de réguler la tension, le courant et le flux de puissance dans le convertisseur.

Le dispositif semi-conducteur de puissance le plus simple est la diode, qui laisse passer le courant dans un seul sens tout en le bloquant dans le sens opposé. Dans les systèmes photovoltaïques, les diodes sont couramment utilisées comme diodes de blocage pour empêcher le courant inverse vers le champ PV et comme diodes de dérivation (bypass) pour protéger les modules solaires contre la surchauffe et les pertes de puissance causées par un ombrage partiel. Des dispositifs semi-conducteurs plus avancés permettent une commutation commandée. Parmi eux, le transistor à effet de champ métal-oxyde-semi-conducteur (MOSFET) est largement utilisé dans les convertisseurs CC/CC de faible et moyenne puissance en raison de sa vitesse de commutation élevée et de sa grille simplement commandée en tension. Pour les applications photovoltaïques de puissance plus élevée, le transistor bipolaire à grille isolée (IGBT) est l'un des dispositifs de commutation les plus courants. L'IGBT associe la simplicité de commande de grille d'un MOSFET à la forte capacité de conduction de courant des dispositifs bipolaires, ce qui le rend particulièrement adapté aux onduleurs raccordés au réseau. Une autre famille importante de dispositifs à semi-conducteurs est celle des thyristors, également appelés redresseurs commandés au silicium (SCR). Contrairement aux MOSFET et aux IGBT, les thyristors restent à l'état conducteur après avoir reçu un signal de grille et continuent de conduire jusqu'à ce que le courant tombe naturellement au-dessous d'un niveau spécifié. Cette caractéristique les rend adaptés aux redresseurs commandés et aux convertisseurs industriels de forte puissance. Une variante, appelée thyristor à extinction par la grille (GTO), peut être commandée à l'enclenchement comme à l'extinction par la grille et est utilisée dans certaines applications de conversion de forte puissance.

Le choix des dispositifs à semi-conducteurs dépend de la topologie du convertisseur, de la fréquence de commutation, des exigences de rendement et des conditions de fonctionnement. Les systèmes photovoltaïques modernes utilisent de plus en plus des technologies avancées de semi-conducteurs qui améliorent

le rendement de conversion tout en réduisant la taille du convertisseur et les pertes de puissance. Les caractéristiques de ces dispositifs de puissance et leurs applications sont résumées dans le Tableau 5.1.

Tableau 5.1 : Applications et caractéristiques des dispositifs de commutation utilisés dans les systèmes PV

Type de dispositif	Caractéristique de base	Application à la production PV
Diode	Laisse passer le courant dans un seul sens	Diodes de blocage, diodes de dérivation, circuits redresseurs
MOSFET	Interrupteur à semi-conducteur commandé en tension, à vitesse de commutation élevée	Convertisseurs CC/CC et onduleurs de faible à moyenne puissance
IGBT	Associe une commande de grille de type MOSFET à une conduction bipolaire du courant	Onduleurs raccordés au réseau et convertisseurs de moyenne à forte puissance
SCR (Thyristor)	Interrupteur semi-conducteur à enclenchement maintenu, activé par un signal de grille	Redresseurs commandés et convertisseurs industriels de puissance
GTO	Thyristor commandé par la grille pouvant être mis à l'état passant et bloqué par une impulsion de grille	Applications d'onduleurs de forte puissance

2.2 Convertisseurs CC/CC

La sortie électrique d'un champ photovoltaïque varie continuellement avec l'irradiance solaire. Par conséquent, la tension CC produite ne correspond pas toujours à la tension requise par l'onduleur ou par le système électrique raccordé. Un convertisseur CC/CC est donc utilisé pour réguler la tension de sortie du champ PV et fournir des conditions de fonctionnement stables aux étages suivants de conversion de puissance.

Outre la régulation de la tension, les convertisseurs CC/CC remplissent plusieurs fonctions importantes dans les systèmes photovoltaïques. Ils ajustent le point de fonctionnement du champ PV afin de maximiser la production d'énergie, réduisent les fluctuations de tension, améliorent la qualité de l'énergie et fournissent à l'onduleur un niveau de tension CC approprié. Les convertisseurs CC/CC modernes utilisent des dispositifs de commutation à semi-conducteurs fonctionnant à haute fréquence, ce qui améliore sensiblement le rendement de conversion tout en réduisant la taille des composants passifs tels que les inductances et les condensateurs. Le fonctionnement à haute fréquence améliore également la réponse dynamique du convertisseur et permet une adaptation rapide aux variations de l'irradiance solaire ou de la charge électrique.

Plusieurs topologies de convertisseurs sont disponibles pour les applications photovoltaïques. Les configurations les plus couramment utilisées comprennent les convertisseurs abaisseur (Buck), élévateur (Boost) et abaisseur-élévateur (Buck-Boost), chacun offrant des caractéristiques de conversion de tension différentes selon les exigences du système. La Figure 5.2 illustre les topologies de base des convertisseurs utilisées dans les systèmes de production d'énergie PV.

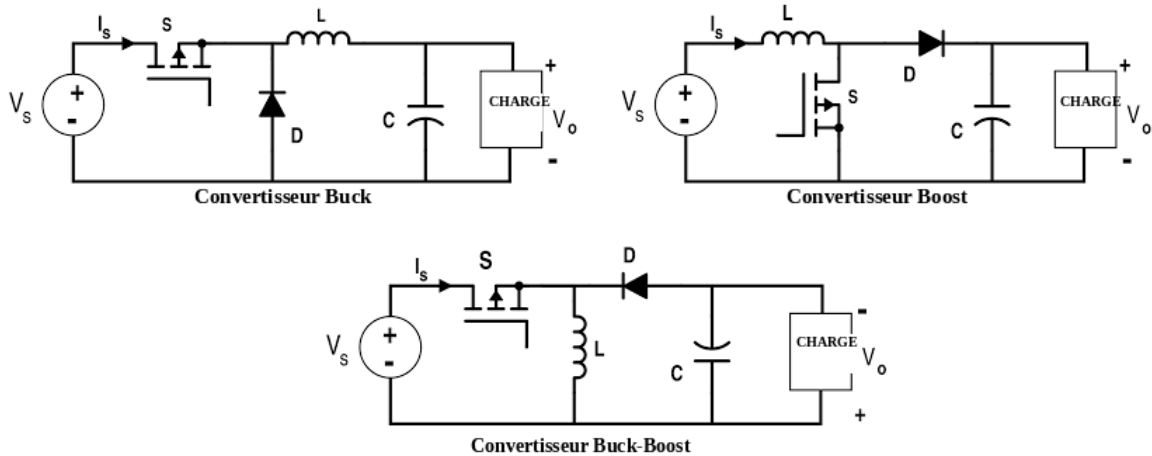


Figure 5.2 : Topologies courantes de convertisseurs CC/CC

Note technique 2

Les différentes topologies de convertisseurs CC/CC offrent des fonctions différentes de conversion de tension. Le convertisseur abaisseur (Buck) produit une tension de sortie inférieure à la tension d'entrée et est utilisé lorsque la tension du champ PV dépasse la tension requise du bus continu. À l'inverse, le convertisseur élévateur (Boost) produit une tension de sortie supérieure à la tension d'entrée et est largement utilisé dans les systèmes photovoltaïques pour élever la tension PV relativement faible jusqu'à la tension requise de la liaison CC. Le convertisseur abaisseur-élévateur (Buck-Boost) peut augmenter ou diminuer la tension de sortie selon les conditions de fonctionnement, ce qui le rend adapté aux systèmes PV soumis à de fortes variations de tension. Le choix de la topologie du convertisseur dépend de la configuration du champ photovoltaïque, de la tension souhaitée de la liaison CC, du rendement du système et de la stratégie de commande du convertisseur.

2.3 Onduleur

Un onduleur est le principal dispositif d'électronique de puissance chargé de convertir le courant continu produit par les modules photovoltaïques en courant alternatif adapté à l'alimentation des charges électriques ou au raccordement au réseau public. Comme la plupart des appareils électriques et des réseaux fonctionnent en courant alternatif, l'onduleur est un composant essentiel de presque tous les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau.

Les onduleurs photovoltaïques modernes assurent bien davantage que la simple conversion CC-CA. Ils régulent l'amplitude et la fréquence de la tension de sortie, synchronisent la puissance électrique produite avec le réseau public et garantissent que l'électricité fournie respecte les exigences de qualité de l'énergie. Le fonctionnement de l'onduleur repose sur la commutation à grande vitesse de dispositifs à semi-conducteurs, qui produit une forme d'onde de sortie commandée se rapprochant d'une tension CA sinusoïdale. La plupart des systèmes photovoltaïques utilisent des onduleurs à source de tension (VSI), dans lesquels la tension CC d'entrée est maintenue relativement constante tandis que l'onduleur synthétise une sortie CA par modulation de largeur d'impulsion. Bien que l'onduleur génère initialement une succession d'impulsions de commutation à haute fréquence, les filtres de sortie éliminent

les harmoniques indésirables, ce qui produit une forme d'onde sinusoïdale régulière adaptée aux applications pratiques.

2.4 Composants de la liaison CC

La liaison CC constitue l'étage intermédiaire entre le convertisseur CC/CC et l'onduleur dans un système PV de conversion de puissance. Sa fonction principale est de maintenir une tension CC stable et de stocker temporairement l'énergie électrique pendant le processus de conversion. En jouant le rôle de tampon énergétique, la liaison CC réduit les fluctuations de tension provoquées par les variations de l'irradiance solaire, les opérations de commutation et les changements de charge.

Le condensateur est le composant le plus important de la liaison CC : il stocke l'énergie électrique et lisse la tension CC fournie à l'onduleur. Une tension stable de la liaison CC permet à l'onduleur de produire une sortie CA de haute qualité avec une ondulation de tension réduite et de meilleures performances de commande. Outre les condensateurs, des inductances sont souvent intégrées aux circuits de conversion et aux filtres de sortie afin de réduire l'ondulation du courant et de supprimer les harmoniques de commutation. Une conception appropriée des composants de la liaison CC contribue de manière importante au rendement du convertisseur et aux performances de fonctionnement à long terme. Les condensateurs et les inductances sont donc considérés comme des éléments passifs essentiels dans les systèmes photovoltaïques modernes d'électronique de puissance.

3 Fonctionnement de base des onduleurs PV et contrôle de la tension et de la fréquence

L'onduleur est le composant central d'un système photovoltaïque de conversion de puissance, car il transforme le courant continu produit par les modules solaires en courant alternatif adapté aux charges électriques et aux réseaux publics. Au-delà de la conversion d'énergie, les onduleurs modernes régulent le flux de puissance, maintiennent une tension et une fréquence de sortie stables et garantissent que l'électricité produite satisfait aux exigences de fonctionnement du système raccordé. Selon l'application, les onduleurs PV fonctionnent soit comme des onduleurs autonomes alimentant des charges isolées sans raccordement au réseau public, soit comme des onduleurs raccordés au réseau, qui se synchronisent avec le réseau électrique et injectent la puissance produite dans le réseau de distribution ou de transport en fonction de la capacité de la centrale. Bien que les deux types d'onduleurs réalisent une conversion CC- CA, leurs principes de fonctionnement et leurs objectifs de commande diffèrent selon la configuration du système.

3.1 Fonctionnement d'un onduleur autonome

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont conçus pour fournir de l'énergie électrique à des sites où l'accès au réseau public est indisponible ou peu pratique. Les applications typiques comprennent les habitations isolées, les stations de télécommunication, les projets d'électrification rurale, les systèmes de pompage d'eau et les installations industrielles isolées. Comme l'énergie solaire n'est disponible que pendant les heures de jour et varie avec les conditions météorologiques, les systèmes autonomes comportent généralement une unité de stockage d'énergie, le plus souvent un banc de batteries rechargeables, afin d'assurer une alimentation continue pendant la nuit ou les périodes de faible irradiance solaire.

Dans un système PV autonome, l'onduleur reçoit la puissance CC soit directement du champ photovoltaïque, soit du système de stockage par batteries, et la convertit en puissance CA pour les charges électriques locales, comme l'illustre la Figure 5.3. Contrairement aux onduleurs raccordés au réseau, l'onduleur autonome fonctionne indépendamment et doit produire lui-même sa tension et sa fréquence de sortie. Il agit donc comme source de tension pour l'ensemble du système électrique et doit maintenir une sortie sinusoïdale stable malgré les variations de charge.

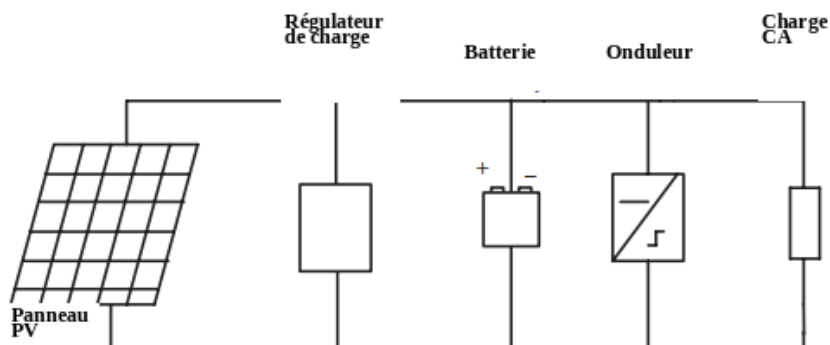


Figure 5.3 : Système PV autonome

Les onduleurs autonomes modernes utilisent des dispositifs de commutation à semi-conducteurs, tels que des MOSFET ou des IGBT, associés à des techniques de modulation de largeur d'impulsion pour synthétiser une forme d'onde CA de haute qualité. Des filtres de sortie sont intégrés afin de réduire les harmoniques de commutation et d'améliorer la qualité de l'énergie avant d'alimenter les charges raccordées. En outre, les onduleurs autonomes intègrent plusieurs fonctions de protection, notamment contre les surtensions, les sous-tensions, les surcharges, les courts-circuits et les anomalies de batterie, afin d'assurer un fonctionnement fiable et sûr.

Note technique 3

Pour assurer un fonctionnement fiable des batteries, les systèmes PV autonomes utilisent des régulateurs de charge qui commandent les processus de charge et de décharge tout en évitant la surcharge et une décharge excessive de la batterie. Les types les plus courants sont les régulateurs de charge série, les régulateurs de charge shunt et les régulateurs à convertisseur CC/CC. Avec un régulateur série, le champ PV est déconnecté lorsque la batterie atteint sa tension maximale de charge. Lorsque la tension descend au-dessous de la limite de décharge, la charge est déconnectée de la batterie afin d'éviter une décharge profonde au-delà de la limite. Le principal problème associé à ce type de régulateur est la présence de pertes dans les interrupteurs. Un régulateur shunt dérive l'excédent de puissance photovoltaïque hors de la batterie une fois la pleine charge atteinte et est couramment utilisé dans les petits systèmes PV. Un régulateur à convertisseur CC/CC commande la charge de la batterie par commutation à haute fréquence et permet des fonctions telles que la régulation de tension et le MPPT. Cette approche est largement adoptée dans les installations photovoltaïques modernes en raison de son rendement plus élevé et de ses meilleures capacités de commande.

3.2 Fonctionnement d'un onduleur raccordé au réseau

3.2.1 Système de raccordement au réseau

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau constituent la configuration la plus courante dans les installations solaires résidentielles, commerciales et de grande puissance. Contrairement aux systèmes autonomes, ces installations sont directement raccordées au réseau électrique de distribution et ne nécessitent généralement pas de stockage par batteries. Pendant les périodes de forte production solaire, l'énergie électrique excédentaire peut être exportée vers le réseau public, tandis que l'électricité est importée du réseau lorsque le champ PV ne peut pas satisfaire la demande locale.

L'onduleur raccordé au réseau constitue l'interface entre le champ photovoltaïque et le réseau public. Sa fonction principale est de convertir la puissance CC produite par le champ PV en puissance CA tout en assurant une synchronisation complète avec la tension, la fréquence et l'angle de phase du réseau. Cette synchronisation permet un échange de puissance régulier sans perturber le fonctionnement du réseau électrique. Les onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau peuvent être classés, selon les caractéristiques de leur étage d'entrée CC, en onduleurs à source de tension (VSI) et en onduleurs à source de courant (CSI). La distinction repose sur le comportement électrique du côté CC et non sur la nature de la source d'énergie elle-même.

- Le VSI maintient une tension CC d'entrée presque constante au moyen d'un condensateur raccordé aux bornes de la liaison CC. L'onduleur convertit cette tension CC régulée en une sortie CA commandée grâce à des techniques de commutation à haute fréquence. En raison de leur structure simple, de leur excellente contrôlabilité et de leur capacité à produire des formes d'onde sinusoïdales de haute qualité, les VSI sont devenus la topologie dominante dans les systèmes photovoltaïques modernes raccordés au réseau.
- Le CSI est alimenté par un courant CC presque constant, maintenu au moyen d'une inductance raccordée en série à l'entrée de l'onduleur. Bien que les champs photovoltaïques présentent naturellement des caractéristiques de source de courant, les topologies CSI sont moins courantes dans les applications PV. Elles sont principalement utilisées dans certains systèmes industriels de forte puissance, tels que les grands entraînements de moteurs, où la commande du courant est avantageuse. L'objectif de ce schéma est de commander les composantes active et réactive du courant injecté dans le réseau.

Outre la conversion de puissance, l'onduleur surveille continuellement les conditions du réseau et adapte sa sortie en conséquence. Les onduleurs modernes raccordés au réseau intègrent également des fonctions de sécurité telles que la protection anti-îlotage, qui déconnecte automatiquement le système PV si l'alimentation du réseau public est interrompue. Cette protection évite l'alimentation involontaire de lignes de distribution déconnectées et améliore la sécurité du personnel de maintenance et des équipements électriques.

3.2.2 Technologies courantes d'onduleurs PV

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau peuvent être réalisés avec différentes configurations d'onduleurs, notamment des onduleurs commutés par le réseau, des onduleurs autocommutés et des onduleurs à transformateur haute fréquence.

- Les onduleurs commutés par le réseau utilisent des thyristors comme principaux dispositifs de commutation. Ces onduleurs s'appuient sur la tension du réseau public pour assurer naturellement la commutation, c'est-à-dire l'extinction, des thyristors, ce qui les rend fortement dépendants d'un réseau robuste. Grâce à leur structure simple et à leur coût relativement faible, ils ont été largement utilisés dans les premiers systèmes raccordés au réseau. Cependant, ils produisent une distorsion harmonique importante, nécessitent un filtrage supplémentaire et une compensation de puissance réactive, et offrent une souplesse de commande limitée. Leur utilisation dans les systèmes photovoltaïques modernes est donc peu courante.
- Les onduleurs autocommutés utilisent des interrupteurs à semi-conducteurs commandables, tels que les MOSFET, les IGBT ou les GTO, qui peuvent être mis à l'état passant et bloqué indépendamment de la tension du réseau. Grâce à la PWM, ces onduleurs produisent des tensions de sortie sinusoïdales de haute qualité avec une faible distorsion harmonique, tout en permettant une commande précise des puissances active et réactive. En raison de leurs performances supérieures et de leur souplesse de commande, les onduleurs autocommutés à source de tension constituent la topologie standard

utilisée dans la plupart des systèmes photovoltaïques résidentiels, commerciaux et de grande puissance.

- Les onduleurs à transformateur haute fréquence remplacent le transformateur conventionnel à basse fréquence par un transformateur compact à haute fréquence fonctionnant à des fréquences de commutation généralement supérieures à 20 kHz. La fréquence de fonctionnement plus élevée réduit considérablement la taille et la masse du transformateur tout en améliorant la densité de puissance et le rendement global. Ces onduleurs sont largement utilisés dans les systèmes PV de petite et moyenne taille lorsque la compacité et l'isolation galvanique sont recherchées.

Les applications, avantages et inconvénients de ces trois technologies d'onduleurs sont présentés dans le Tableau 5.2.

Tableau 5.2 : Comparaison des technologies courantes d'onduleurs raccordés au réseau

Type d'onduleur	Application	Avantages	Inconvénients
LCI	Premiers systèmes PV raccordés au réseau et applications industrielles de forte puissance.	Structure simple, fonctionnement robuste, coût relativement faible.	Forte distorsion harmonique, faible facteur de puissance, nécessite une compensation de puissance réactive et des filtres de sortie, capacité de commande limitée.
SCI	Systèmes photovoltaïques modernes résidentiels, commerciaux et de grande puissance.	Sortie sinusoïdale de haute qualité, excellente commande de la tension et de la fréquence, faible distorsion harmonique, commande souple des puissances active et réactive.	Algorithmes de commande et fonctionnement de commutation plus sophistiqués.
Haute fréquence	Systèmes résidentiels en toiture, production PV distribuée et conceptions compactes d'onduleurs.	Taille compacte, masse réduite, densité de puissance améliorée, rendement élevé, isolation électrique.	Complexité de commutation accrue et considérations d'interférences électromagnétiques.

3.3 Commande de la tension et de la fréquence de sortie

L'un des principaux objectifs de la commande de l'onduleur est de produire une sortie CA présentant une tension et une fréquence stables malgré les variations continues de l'irradiance solaire et de la demande de la charge. Dans les systèmes autonomes, l'onduleur établit indépendamment l'amplitude de la tension de sortie et la fréquence de fonctionnement requises par les charges raccordées. À l'inverse, les onduleurs raccordés au réseau synchronisent continuellement leur sortie avec le réseau public afin que la tension et la fréquence correspondent à celles du réseau électrique avant la fourniture de puissance.

Les onduleurs photovoltaïques modernes réalisent cette commande par modulation de largeur d'impulsion. En fonctionnement PWM, les interrupteurs à semi-conducteurs sont commandés à haute fréquence pour produire une succession d'impulsions de tension dont la valeur moyenne se rapproche d'une forme d'onde sinusoïdale. Après passage dans les filtres de sortie, les harmoniques de commutation sont fortement réduites, ce qui fournit une puissance CA de haute qualité adaptée aux applications résidentielles, commerciales et industrielles.

Outre la régulation de la tension et de la fréquence, les onduleurs contemporains raccordés au réseau assurent plusieurs fonctions de commande avancées qui améliorent la stabilité et la fiabilité du réseau. Ces fonctions comprennent la régulation de fréquence par ajustement de la puissance active, le soutien dynamique de la tension lors des perturbations du réseau, la commande de la puissance réactive et la capacité de maintien en fonctionnement lors des défauts. Bien que ces fonctions avancées soient de plus en plus exigées par les normes modernes de raccordement, l'objectif fondamental reste le même : assurer un transfert efficace, stable et sûr de l'énergie photovoltaïque vers les charges électriques et le réseau public.

4 Suivi du point de puissance maximale dans un système d'énergie solaire

La puissance électrique produite par un module PV varie continuellement avec les conditions environnementales. Contrairement aux générateurs conventionnels, les caractéristiques de sortie d'un panneau solaire sont fortement influencées par l'irradiance solaire et la température des cellules, ce qui fait varier sa tension, son courant et sa puissance de sortie au cours de la journée. Par conséquent, un module PV fonctionne en différents points de ses caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) lorsque les conditions météorologiques changent.

Parmi tous les points de fonctionnement possibles, il existe un point unique où le module PV fournit sa puissance électrique maximale. Cette condition de fonctionnement est appelée point de puissance maximale (MPP). Afin que le système photovoltaïque extraie le maximum d'énergie disponible malgré les variations des conditions environnementales, les systèmes PV modernes utilisent un contrôleur de suivi du point de puissance maximale (MPPT).

4.1 Concept de courbe de puissance PV

Les performances électriques d'un module PV sont généralement décrites par ses courbes caractéristiques courant-tension et puissance-tension. Ces courbes illustrent la relation entre le courant de sortie, la tension de sortie et la puissance produite dans des conditions environnementales données. La compréhension de ces caractéristiques est essentielle, car le point de fonctionnement d'un module PV détermine la quantité de puissance électrique pouvant être extraite de l'énergie solaire. La Figure 5.4 présente les courbes courant-tension et puissance-tension d'un module PV.

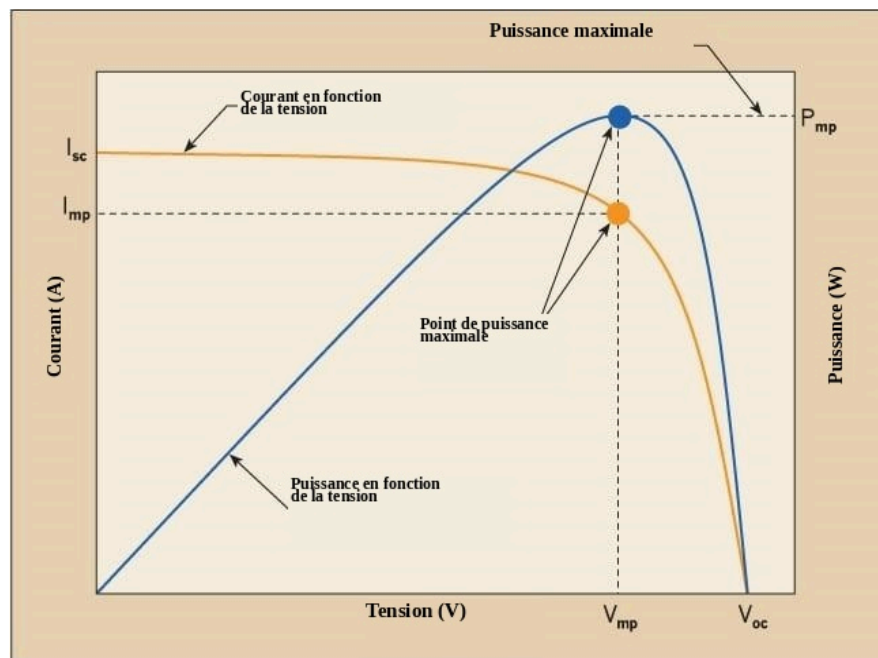


Figure 5.4 : Caractéristiques I-V et P-V d'une cellule solaire montrant le point de puissance maximale

La courbe I-V comporte plusieurs paramètres de fonctionnement importants. Le courant de court-circuit (I_{SC}) est le courant maximal fourni par le module PV lorsque ses bornes de sortie sont court-circuitées, ce qui correspond à une tension de sortie nulle. Ce paramètre dépend principalement du niveau d'irradiance solaire et augmente lorsque l'intensité du rayonnement solaire augmente. À l'autre extrémité de la courbe se trouve la tension à vide (V_{OC}), qui représente la tension maximale produite lorsqu'aucune charge externe n'est raccordée et que le courant de sortie est nul. Contrairement au courant de court-circuit, la tension à vide est plus sensible aux variations de la température des cellules.

Entre ces deux limites de fonctionnement se trouve le MPP, qui correspond à la condition dans laquelle le module PV produit sa puissance électrique maximale. À ce point, le module fonctionne à la tension de puissance maximale (V_{MP}) et au courant de puissance maximale (I_{MP}), et la puissance de sortie atteint sa valeur maximale, donnée par :

$$P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP} \quad (1)$$

La courbe P-V est obtenue en multipliant les valeurs de courant et de tension le long de la caractéristique I- V. Lorsque la tension de fonctionnement augmente à partir de zéro, la puissance de sortie augmente d'abord parce que la tension et le courant contribuent tous deux à la production de puissance. La puissance atteint sa valeur maximale au MPP, puis diminue lorsque le courant chute rapidement à l'approche de la tension à vide. Par conséquent, le fonctionnement du module PV à des tensions très faibles ou très élevées entraîne une production d'énergie plus faible. La position du point de puissance maximale varie continuellement, car les modules photovoltaïques fonctionnent dans des conditions environnementales changeantes. Les systèmes PV nécessitent donc un mécanisme de commande capable de suivre ce point de fonctionnement mobile afin de maximiser l'extraction d'énergie.

4.1.1 Effet de l'irradiance solaire sur la caractéristique PV

L'irradiance solaire et la température des cellules sont les deux facteurs environnementaux les plus influents sur les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques. Une augmentation de l'irradiance solaire fait croître presque proportionnellement le courant de sortie du module PV, tandis que la tension de sortie ne varie que légèrement. La courbe P-V entière se déplace donc vers des niveaux de puissance plus élevés et la puissance maximale disponible augmente fortement. À l'inverse, par temps nuageux ou en cas d'ombrage partiel, le courant produit diminue, ce qui entraîne une réduction importante de la puissance maximale de sortie. Le point de puissance maximale se déplace donc vers un niveau de puissance plus faible lorsque l'irradiance diminue.

La température des cellules influence principalement la tension de sortie du module PV. Lorsque la température augmente, la tension à vide V_{OC} et la tension de puissance maximale V_{MP} diminuent, tandis que le courant ne varie que légèrement. Le point de puissance maximale se déplace donc vers des tensions plus faibles, ce qui entraîne une réduction de la puissance électrique maximale

pouvant être produite. Cela explique pourquoi les modules photovoltaïques produisent généralement moins de puissance dans des conditions de fonctionnement très chaudes, malgré un rayonnement solaire intense.

La Figure 5.5 montre comment les variations de l'irradiance solaire modifient la caractéristique P-V en changeant la position et la valeur du point de puissance maximale.

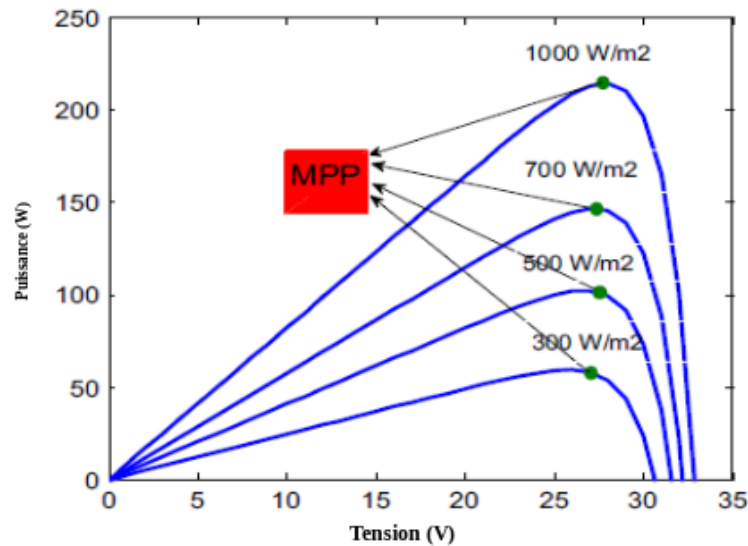


Figure 5.5 : Courbe de puissance pour différentes irradiances

4.1.2 Importance du suivi du point de puissance maximale

Comme le point de puissance maximale varie continuellement avec les conditions météorologiques, un module photovoltaïque ne peut pas fonctionner à son rendement maximal en utilisant une tension de fonctionnement fixe. Si le champ PV est directement raccordé à une charge, son point de fonctionnement est déterminé par les caractéristiques électriques de la charge plutôt que par la position du point de puissance maximale. Une part importante de l'énergie solaire disponible peut alors rester inutilisée. Le MPPT surmonte cette limitation en ajustant continuellement la tension ou le courant de fonctionnement du champ PV afin que celui-ci reste aussi proche que possible du point de puissance maximale dans toutes les conditions de fonctionnement. Cette fonction améliore sensiblement l'énergie captée par le système photovoltaïque, en particulier lorsque l'irradiance et la température varient au cours de la journée. Dans les systèmes PV pratiques, le contrôleur MPPT fonctionne conjointement avec un convertisseur CC/CC, qui modifie le point de fonctionnement électrique du champ PV tout en fournissant simultanément la tension requise par l'onduleur, la batterie ou la charge CC. Le MPPT améliore donc non seulement la production d'énergie, mais aussi le rendement global du système de conversion de puissance.

4.2 Concept de courbe de puissance PV

Un système MPPT comprend généralement trois composants principaux :

- Champ photovoltaïque,

- Convertisseur de puissance CC/CC,
- Contrôleur MPPT.

Le contrôleur mesure continuellement la tension et le courant du champ PV afin de déterminer son état de fonctionnement. À partir de ces mesures, il calcule la puissance de sortie et détermine si le point de fonctionnement se rapproche ou s'éloigne du point de puissance maximale. Le contrôleur ajuste ensuite le rapport cyclique du convertisseur CC/CC, ce qui fait augmenter ou diminuer la tension de fonctionnement du champ PV jusqu'à ce que le point de puissance maximale soit atteint. Le schéma de commande d'un MPPT dans un système PV est présenté à la Figure 5.6.

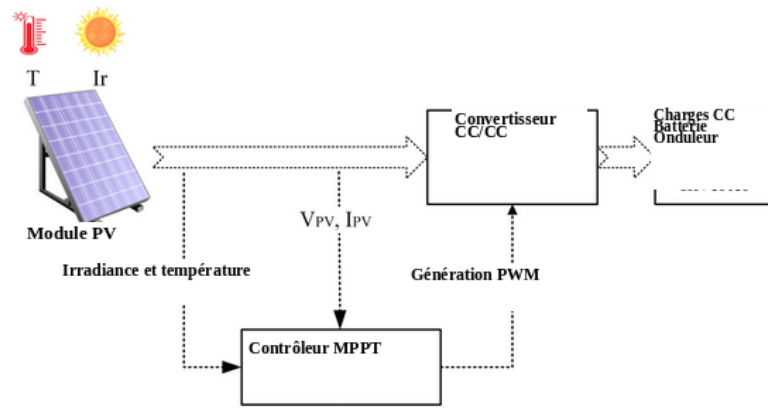


Figure 5.6 : Schéma-blocs d'un système PV avec MPPT

Ce processus de suivi est effectué en continu, car les conditions environnementales changent tout au long de la journée. Lorsque les conditions météorologiques sont stables, seuls de petits ajustements sont nécessaires. En revanche, les variations rapides de l'irradiance solaire, par exemple lors du passage de nuages, exigent que le contrôleur identifie rapidement le nouveau point de fonctionnement afin de minimiser les pertes d'énergie. Bien que les différents algorithmes MPPT utilisent des stratégies de décision différentes, leur objectif commun est de maintenir le fonctionnement photovoltaïque au point de puissance maximale et de maximiser l'énergie électrique fournie à la charge ou au réseau public.

Note technique 4

Les algorithmes MPPT permettent aux systèmes PV de fonctionner à leur puissance de sortie maximale lorsque les conditions environnementales changent. La méthode Perturb and Observe (PAO) est la plus courante en raison de sa simplicité ; elle ajuste la tension de fonctionnement ou le rapport cyclique et observe les variations de puissance, mais elle peut osciller autour du point de puissance maximale et réagir lentement aux variations rapides de l'irradiance. La méthode Incremental Conductance Technique (ICT) améliore la précision en comparant la conductance incrémentale et la conductance instantanée afin de localiser le point de puissance maximale ; elle offre de meilleures performances lorsque les conditions météorologiques changent, mais nécessite une commande et des mesures plus complexes. La méthode Constant Voltage (CV) maintient la tension PV près d'une valeur de référence fixe ; elle est simple et peu coûteuse, mais moins précise. Les systèmes PV modernes utilisent souvent des techniques MPPT hybrides combinant plusieurs algorithmes afin d'obtenir un suivi plus rapide, une meilleure stabilité et un rendement plus élevé.

5 Considérations pratiques de performance

Bien que les systèmes PV modernes atteignent des rendements de conversion élevés, des limitations pratiques telles que les pertes de puissance, les contraintes thermiques et les problèmes de fiabilité influencent directement leurs performances globales et leur durée de vie. Comme les systèmes PV sont destinés à fonctionner pendant plus de 20 ans dans des conditions environnementales continuellement changeantes, la conception de systèmes d'électronique de puissance fiables et efficaces est essentielle. Cette section examine les principales considérations pratiques qui affectent les applications d'électronique de puissance PV, notamment les pertes de conversion, les effets thermiques et les exigences de protection.

5.1 Pertes de conversion dans les systèmes d'électronique de puissance PV

Dans un système photovoltaïque idéal, toute l'énergie électrique produite par le champ PV serait transférée à la charge ou au réseau électrique. Toutefois, les convertisseurs d'électronique de puissance réels ne peuvent pas atteindre un rendement de 100 %, car des pertes électriques se produisent pendant le processus de conversion de l'énergie. Ces pertes apparaissent principalement dans les convertisseurs CC/CC, les composants de la liaison CC et les étages d'onduleur CC/CA. Même de faibles réductions du rendement peuvent affecter sensiblement la production annuelle d'énergie des installations PV de grande puissance.

Les principales sources de pertes de puissance dans les convertisseurs PV sont les pertes de commutation des semi-conducteurs, les pertes de conduction et les pertes dans les composants passifs. Les dispositifs à semi-conducteurs tels que les MOSFET, les IGBT et les diodes présentent des pertes de conduction en raison de leur résistance interne ou de leur chute de tension lorsque le courant les traverse. Les pertes de commutation apparaissent pendant les transitions entre les états passant et bloqué des semi-conducteurs. Pendant ces transitions, une tension et un courant sont simultanément présents aux bornes du dispositif, ce qui entraîne une dissipation d'énergie sous forme de chaleur. L'augmentation de la fréquence de commutation peut améliorer la qualité de la forme d'onde de sortie et réduire la taille des filtres ; elle accroît toutefois les pertes de commutation. La conception du convertisseur exige donc un compromis entre les performances de commutation et le rendement.

Les composants passifs, notamment les inductances, les condensateurs et les transformateurs, contribuent également aux pertes de puissance. Les inductances et les transformateurs présentent des pertes cuivre dues à la résistance des enroulements et des pertes magnétiques dans leurs noyaux. De même, les condensateurs utilisés dans les circuits de liaison CC présentent des pertes dues à leur résistance série équivalente. Bien que chaque perte individuelle soit relativement faible, leur effet cumulé peut réduire le rendement total du système de conversion PV. Le rendement d'un système d'électronique de puissance PV est généralement évalué en comparant la puissance de sortie à la puissance d'entrée provenant du champ PV. L'amélioration du rendement du convertisseur est importante, car elle augmente la quantité d'énergie solaire fournie au système électrique. Les onduleurs PV modernes atteignent des rendements élevés grâce à des topologies de convertisseurs optimisées, à des technologies de semi-conducteurs améliorées et à des méthodes de commande avancées.

5.2 Effets thermiques dans les systèmes solaires d'électronique de puissance

Les performances thermiques constituent l'un des facteurs les plus importants qui influencent la fiabilité et la durée de vie des systèmes PV d'électronique de puissance. Pendant le fonctionnement, les interrupteurs à semi-conducteurs, les diodes, les composants magnétiques et les condensateurs produisent de la chaleur en raison des pertes électriques. Si cette chaleur n'est pas évacuée efficacement, la température des composants internes augmente, ce qui peut réduire le rendement et accélérer leur dégradation.

Les dispositifs à semi-conducteurs sont particulièrement sensibles aux variations de température, car leurs caractéristiques électriques évoluent avec celle-ci. Une température de jonction élevée peut accroître les pertes de conduction, réduire les performances de commutation et accélérer les mécanismes de vieillissement. En outre, les cycles répétés de chauffage et de refroidissement provoqués par les variations quotidiennes du rayonnement solaire créent des contraintes thermiques à l'intérieur des composants. Ces cycles thermiques peuvent entraîner une fatigue mécanique, des défaillances des joints de soudure et une dégradation de l'encapsulation des semi-conducteurs. La température de fonctionnement des onduleurs PV dépend de plusieurs facteurs, notamment la température ambiante, le niveau de puissance, la méthode de refroidissement et le lieu d'installation. Dans les systèmes PV extérieurs, les onduleurs sont exposés à des conditions environnementales telles que des températures élevées, l'humidité et la poussière, qui peuvent encore influencer les performances thermiques. Une gestion thermique efficace est donc nécessaire pour maintenir un fonctionnement fiable.

Plusieurs méthodes de refroidissement sont utilisées dans les systèmes PV d'électronique de puissance. Les petits onduleurs résidentiels reposent généralement sur un refroidissement naturel par air au moyen de dissipateurs thermiques, tandis que les onduleurs commerciaux et de grande puissance peuvent utiliser un refroidissement par air forcé ou des systèmes de refroidissement liquide. Une conception thermique appropriée comprend le choix de dissipateurs adaptés, l'amélioration de la circulation d'air et le maintien des températures des composants dans des limites de fonctionnement sûres. Le système de refroidissement d'un onduleur est représenté à la Figure 5.7.

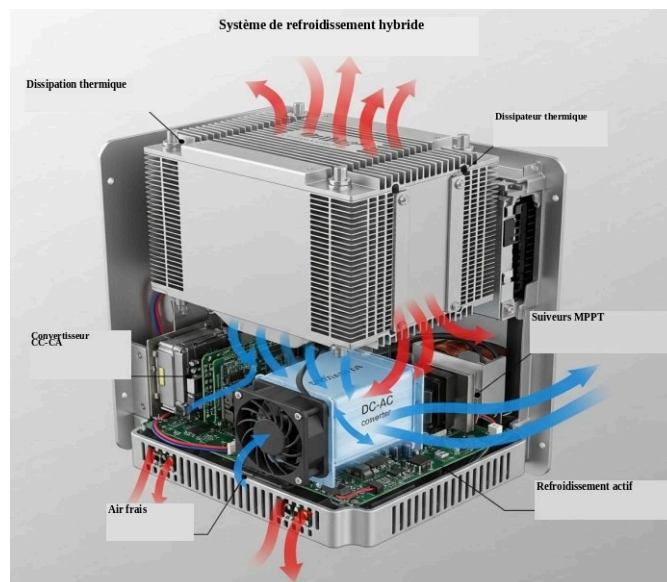


Figure 5.7 : Système type de refroidissement d'un onduleur PV

La gestion thermique améliore non seulement le rendement, mais prolonge aussi la durée de vie des convertisseurs PV. Comme de nombreuses défaillances des systèmes d'électronique de puissance sont liées à des températures excessives et au cyclage thermique, la maîtrise de la température constitue une exigence critique pour obtenir un fonctionnement fiable à long terme.

5.3 Fiabilité et exigences de protection

La fiabilité est une considération majeure dans les systèmes photovoltaïques d'électronique de puissance, car les installations PV sont destinées à fonctionner continuellement pendant de nombreuses années avec un minimum de maintenance. Les convertisseurs de puissance sont soumis à des contraintes électriques, thermiques et environnementales susceptibles de provoquer des défaillances si des mesures de protection appropriées ne sont pas mises en œuvre.

L'un des principaux défis des systèmes PV est la protection des composants d'électronique de puissance contre les conditions électriques anormales. Une protection contre les surintensités est nécessaire pour empêcher un courant excessif provoqué par des courts-circuits ou des défauts du système. Une protection contre les surtensions est également nécessaire, car des pointes de tension dues aux opérations de commutation ou à la foudre peuvent endommager les dispositifs à semi-conducteurs et les composants de la liaison CC. Des dispositifs de protection contre les surtensions et des éléments appropriés de protection des circuits sont couramment utilisés pour réduire ces risques. Pour les systèmes PV raccordés au réseau, des fonctions de protection supplémentaires sont nécessaires afin d'assurer un fonctionnement sûr pendant les perturbations du réseau. Les onduleurs doivent surveiller la tension, la fréquence et les conditions de phase du réseau afin de maintenir la synchronisation avec le réseau électrique. En cas de conditions anormales du réseau, telles que des fluctuations de tension ou des écarts de fréquence, l'onduleur doit réagir conformément aux exigences de protection du réseau.

Ainsi, une défaillance, voire dans les cas extrêmes une destruction, peut être provoquée par une surtension atmosphérique ou de commutation. Une autre source potentielle de défaillance est un court-circuit dans une partie du circuit électrique, qui peut entraîner la surcharge de certains composants jusqu'à leur destruction éventuelle, voire provoquer un incendie. Pour cette raison, une attention particulière est accordée au choix d'appareils provenant d'un fabricant reconnu. Le schéma de protection d'un système PV type est illustré à la Figure 5.8.

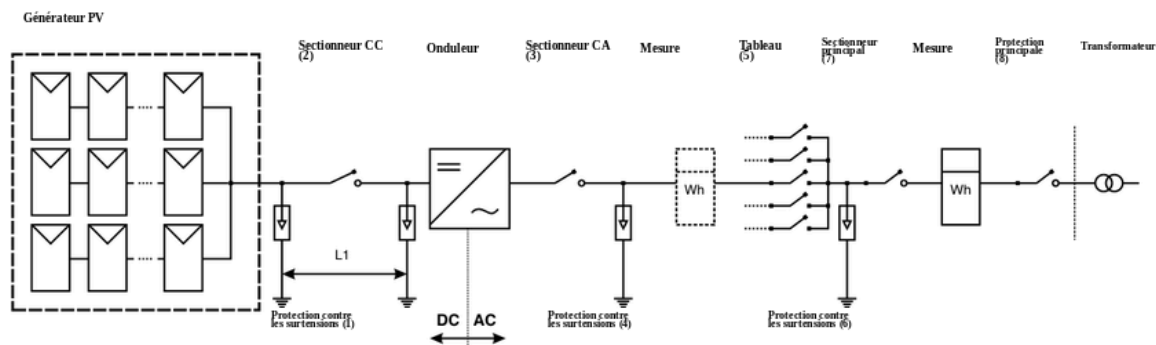


Figure 5.8 : Système de protection d'un système PV

Le premier niveau de protection est assuré par le dispositif de protection contre les surtensions (1), qui protège le système PV contre les surtensions transitoires provoquées par la foudre ou les opérations de commutation

Lorsque la distance entre le champ PV et l'onduleur est relativement grande, il est recommandé d'installer des dispositifs supplémentaires de protection contre les surtensions au niveau du générateur PV et des bornes de l'onduleur afin de minimiser les effets des surtensions le long du câble. Pour la maintenance et la sécurité, l'onduleur doit pouvoir être isolé électriquement des côtés CC et CA du système. Cela est réalisé en installant un sectionneur CC (2) entre le champ PV et l'onduleur et un sectionneur CA (3) entre l'onduleur et le réseau public. Ces sectionneurs permettent au personnel de maintenance d'intervenir en toute sécurité sur l'onduleur en l'isolant complètement des sources de puissance. Dans les systèmes où le circuit CC n'est commuté qu'après la déconnexion du côté CA et n'est reconnecté qu'après le rétablissement de l'alimentation CA, un sectionneur CC peut assurer une commutation adéquate et sûre.

Du côté CA de l'onduleur, un dispositif supplémentaire de protection contre les surtensions (4) est couramment installé, en particulier dans les installations comportant de longs câbles. Ce dispositif offre une protection supplémentaire contre les surtensions transitoires pouvant provenir du réseau public. Le compteur est raccordé au tableau principal de distribution par l'intermédiaire d'un dispositif de protection approprié (5), ce qui garantit un fonctionnement sûr et une mesure précise de l'énergie.

Dans les installations photovoltaïques de grande puissance, plusieurs chaînes PV ou sorties d'onduleurs sont souvent raccordées en parallèle avant d'alimenter le tableau principal de distribution. Chaque circuit parallèle est protégé par son propre dispositif de protection afin d'empêcher les courants de défaut d'affecter les autres circuits. En outre, un autre dispositif de protection contre les surtensions (6) est installé au point de raccordement du système PV au réseau, protégeant ainsi le tableau de distribution et les équipements électriques en aval contre les événements de surtension.

Enfin, la liaison entre l'installation PV et le réseau public comprend un sectionneur principal (7), situé en amont du compteur d'électricité. Selon la configuration du système, le compteur enregistre soit l'énergie exportée vers le réseau, soit à la fois l'énergie importée et exportée. Pour compléter le schéma de protection, un dispositif principal de protection (8) est installé afin de protéger le tableau de distribution et le câble de raccordement au réseau contre les surcharges et les courts-circuits. Ensemble, ces composants de protection et de sectionnement garantissent un fonctionnement sûr, facilitent la maintenance et améliorent la fiabilité du système de production photovoltaïque.

Résumé de la séance

Cette séance a présenté le rôle fondamental de l'électronique de puissance dans les systèmes de production d'énergie PV. Elle a expliqué comment les convertisseurs d'électronique de puissance permettent de convertir efficacement le courant continu produit par les modules photovoltaïques en courant alternatif adapté à l'alimentation des charges électriques et au réseau public. Les fonctions des convertisseurs CC/CC, des onduleurs et des composants de la liaison CC ont été examinées, en soulignant leur importance dans la régulation de la tension, le conditionnement de la puissance et l'intégration au réseau.

La séance a également présenté les principaux dispositifs de commutation à semi-conducteurs utilisés dans les applications PV, notamment les diodes, les MOSFET, les IGBT et les thyristors, ainsi que les principes de fonctionnement de base des systèmes d'onduleurs autonomes et raccordés au réseau. Le concept de MPPT a en outre été présenté, en soulignant la relation entre les caractéristiques de puissance PV et les conditions environnementales et en montrant comment les techniques MPPT maximisent l'énergie extraite des champs photovoltaïques lorsque l'irradiance solaire et la température varient. Enfin, les aspects pratiques influençant les performances des systèmes PV d'électronique de puissance ont été examinés. Ils comprennent les pertes de conversion de puissance, les effets thermiques sur les dispositifs à semi-conducteurs et l'importance d'un refroidissement, d'une protection et de mesures de fiabilité appropriées. La mise en œuvre de dispositifs de protection contre les surtensions, de sectionneurs et d'équipements de protection a également été décrite afin d'illustrer comment les systèmes PV modernes assurent un fonctionnement sûr, efficace et fiable. Dans l'ensemble, cette séance a montré que l'électronique de puissance est une technologie indispensable pour maximiser le rendement, la stabilité et les performances à long terme des systèmes contemporains de production d'énergie photovoltaïque.