

Développement d'un Jumeau Numérique Global pour Évaluer l'Impact du Changement Climatique sur les Centrales Photovoltaïques

Ardalan Nasri ^a, Yvan Cuminal ^a, Frédéric Martinez ^a, Guillaume Pellecuer ^a, Corinne Alonso ^b

^a Institut d'Électronique et des Systèmes (IES), UMR5214, Univ. De Montpellier, CNRS, Montpellier, France

^b Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes (LAAS), UPR 8001, CNRS, Toulouse, France

RESUME - L'article explore les enjeux de la modélisation et de la simulation des centrales photovoltaïques (PV), essentielles pour optimiser leurs conceptions et performances dans un contexte de croissance rapide de la production d'énergie d'origine solaire et de défis liés au changement climatique. Il propose un premier modèle global modulaire divisé en deux volets : un premier volet environnemental (traitement des données météorologiques pour en extraire le potentiel solaire) et un deuxième se focalisant sur les performances des systèmes de conversion photovoltaïque (PV). L'approche s'appuie sur une validation par des données réelles et sur le développement d'un système de surveillance de centrale PV dont l'objectif est d'augmenter la précision des prévisions de production, notamment dans des conditions claires, tout en identifiant des pistes d'amélioration pour des scénarios climatiques extrêmes.

Mots-clés— *Conversion photovoltaïque ; Modélisation numérique ; Performance prédictive ; Validation expérimentale ; Modèle modulaire.*

1. INTRODUCTION

La modélisation et la simulation des systèmes photovoltaïques (PV) sont devenues des outils essentiels pour l'évaluation, la conception et l'optimisation des installations solaires. Les études estiment une augmentation de l'électricité d'origine solaire d'environ 20% par an. Cependant, les modèles de changement climatique prédisent une réduction des ressources solaires, avec des projections indiquant environ 14% de ressources solaires en moins dans certaines parties de l'Europe au cours des 70 prochaines années [1]. Compte tenu de ces tendances contrastées et des marges de rentabilité actuellement faibles de la production électrique d'origine solaire, la précision des prévisions de performance devient de plus en plus critique pour la planification et le dimensionnement des centrales photovoltaïques [2].

Les différents outils de simulation PV prédisent la production électrique en tenant compte de divers paramètres, tel que les conditions météorologiques, les caractéristiques techniques de l'installation, la configuration du système et les pertes de performance.

Les logiciels de simulation PV commerciaux actuels (tels que HOMER®, PV*SOL®, PVsyst®, PVWatts® et PVlib) s'appuient principalement sur des modèles phénoménologiques fiables notamment dans des conditions standard. Dans des conditions non standard, la tendance est plus contrastée. En effet,

la précision de ces outils peut être bien plus faible en raison de l'utilisation de modèles très simplifiés pour ces conditions.

Cet article présente tout d'abord une étude des modèles génériques de prédiction de production, puis propose le développement d'un outil de modélisation intégrant des considérations physiques, visant à améliorer la précision des simulations. Cette approche inclut la validation des résultats par comparaison avec des données réelles issues d'une installation photovoltaïque à grande échelle. Afin d'améliorer la qualité des données environnementales utilisées pour valider les modèles développés, un travail est en cours pour concevoir un système de surveillance de centrale solaire servant de données d'entrées pour la modélisation mais aussi de validation du modèle global développé.

2. DEVELOPPEMENT D'UN MODELE PHYSIQUE MODULAIRE

Dans le contexte de la prévision de production photovoltaïque, un cadre de modélisation complet est présenté (cf. Figure 1), traitant systématiquement quatre types de données d'entrée : les paramètres horaires (date, heure), les paramètres géographiques (longitude, latitude, altitude, longitude du méridien standard), les paramètres environnementaux (vitesse du vent, température, GHI) et les paramètres d'installation (inclinaison, azimut, paramètres des modules et des onduleurs).

Le modèle est structuré en deux parties distinctes : les calculs environnementaux et les calculs du système PV. La partie des calculs environnementaux est composée de trois modules interconnectés : le calcul de position solaire, la séparation des composantes de l'irradiance, et le calcul de rayonnement dans le plan du module (POA). La partie des calculs du système PV est constituée d'un module dédié à la modélisation des performances PV. Par cette architecture modulaire, une analyse détaillée de chaque étape de conversion est rendue possible, depuis les données d'entrée jusqu'à la production finale d'énergie, tout en maintenant une flexibilité pour les améliorations futures. Le rôle et le fonctionnement de chacun de ces modules sont décrits par la suite.

2.1. Calcul de position solaire

Dans la modélisation des performances photovoltaïques, il est essentiel de calculer la position relative du soleil afin de

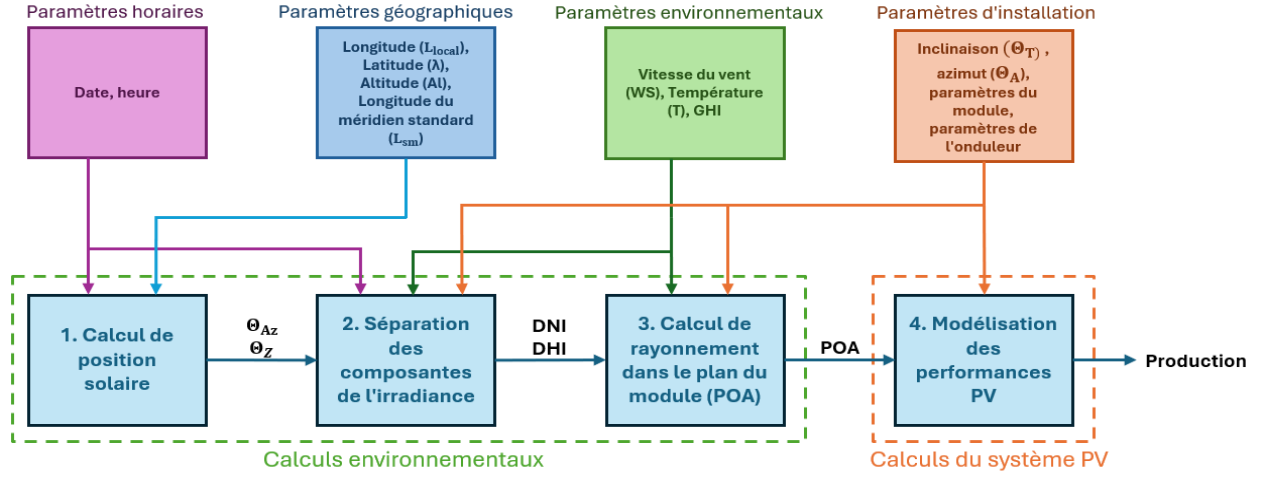


Figure 1. Schéma de principe du modèle global modulaire de centrale photovoltaïque

simuler précisément l'irradiance solaire sur les modules. Pour déterminer la position relative du soleil, une série de calculs sont nécessaires.

La déclinaison du soleil θ_d est l'angle entre l'axe de rotation de la Terre et le plan perpendiculaire à une ligne reliant les centres de la Terre et du Soleil. Une approximation de cet angle est présentée dans l'équation (1), [3][4].

$$\theta_d = \left(\frac{23.45\pi}{180} \right) \sin \left(2\pi \frac{(284 + n)}{365} \right) \quad (1)$$

Où n est le jour de l'année.

Le temps local t_{local} est synchrone dans une même zone horaire, mais le temps solaire est défini comme la position relative du soleil par rapport à un point d'observation. Par conséquent, le temps solaire varie en fonction de la longitude dans la zone horaire à un temps local donné. L'équation du temps E_{qt} est utilisée pour calculer la différence entre le temps solaire et le temps local en fonction de la localisation et de la période de l'année. E_{qt} peut être approximée par une série d'équations dépendant du jour de l'année n .

Pour $n = 1$ à 106:

$$E_{qt} = -14.2 \sin \left(\frac{\pi(n + 7)}{111} \right)$$

Pour $n = 107$ à 166:

$$E_{qt} = 4.0 \sin \left(\frac{\pi(n - 106)}{59} \right)$$

Pour $n = 167$ à 246:

$$E_{qt} = 6.5 \sin \left(\frac{\pi(n - 166)}{80} \right)$$

Pour $n = 247$ à 365:

$$E_{qt} = 16.4 \sin \left(\frac{\pi(n - 247)}{113} \right) \quad (2)$$

En utilisant cette approximation, le temps solaire t_{solar} en heures est calculé selon l'équation (3).

$$t_{solar} = t_{local} + \left(\frac{E_{qt}}{60} \right) + \frac{(L_{sm} - L_{local})}{15} \quad (3)$$

Où L_{sm} est la longitude du méridien standard de la zone horaire de l'observateur (en degrés) et L_{local} est la longitude de l'observateur (en degrés).

L'angle horaire θ_{hr} (en radians) peut être calculé en fonction de l'heure solaire selon l'équation (4).

$$\theta_{hr} = \pi \frac{(12 - t_{solar})}{12} \quad (4)$$

Le cosinus de l'angle zénithal solaire θ_z peut ensuite être calculé à partir de l'équation (5).

$$\cos(\theta_z) = \sin(\lambda) \sin(\theta_d) + \cos(\lambda) \cos(\theta_d) \cos(\theta_{hr}) \quad (5)$$

Où λ est la latitude de l'observateur. L'angle d'azimut solaire θ_{Az} est également indiqué dans l'équation (6) [5].

$$\cos \theta_{Az} = \frac{\sin \theta_d - \cos \theta_z \sin \lambda}{\sin \theta_z \cos \lambda} \quad (6)$$

De cette manière, à partir de ces deux angles (θ_z et θ_{Az}), la position du soleil est décrite pour l'observateur.

2.2. Séparation des composantes de l'irradiance

La séparation des composantes de l'irradiance constitue la troisième étape du processus de modélisation. À partir de l'irradiance globale horizontale (GHI), les composantes d'irradiance directe normale (DNI) et d'irradiance diffuse horizontale (DHI) sont modélisées. Cette décomposition est indispensable pour le calcul ultérieur de l'irradiance dans le plan des modules (POA).

Le modèle DIRINT [6], développé par R. Perez, est utilisé pour déterminer la composante directe normale de l'irradiance. Ce modèle représente une évolution significative du modèle DISC [7], offrant une approche plus raffinée pour la conversion de l'irradiance globale en irradiance directe. La méthode s'appuie sur une nouvelle paramétrisation des conditions d'ensoleillement, optimisant l'utilisation des données disponibles sans nécessiter de mesures supplémentaires par rapport au modèle DISC initial.

La robustesse du modèle DIRINT est directement dépendant de son développement à partir d'une analyse statistique d'une base de données climatiques expérimentales étendue. Cette approche empirique permet une estimation plus précise des composantes de l'irradiance sous diverses conditions atmosphériques. Le modèle consiste en une version modifiée du modèle DISC, enrichie d'un facteur dépendant des conditions d'ensoleillement. L'irradiance normale directe (DNI) est calculée selon l'équation (7).

$$DNI = DNI_{disc} \cdot X(K'_t, \theta_z, W, \Delta K'_t) \quad (7)$$

Où DNI_{disc} est l'irradiance normale directe estimée par le modèle DISC et $X(K'_t, \theta_z, W, \Delta K'_t)$ est une fonction de coefficients dépendants de quatre paramètres représentant les conditions d'ensoleillement : K'_t l'indice de clarté modifié, θ_z l'angle zénithal solaire, W le vapeur d'eau atmosphérique et $\Delta K'_t$ la variation de l'indice de clarté modifié. Ce coefficient est obtenu à partir d'une table de correspondance à quatre dimensions [6], organisée sous la forme d'une matrice $6 \times 6 \times 5 \times 7$, basée sur des intervalles spécifiques pour chacun des paramètres.

Une fois l'irradiance normale directe calculée, la composante diffuse horizontale DHI peut être déduite de l'équation fondamentale reliant les trois composantes de l'irradiance (8).

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta_z) \quad (8)$$

2.3. Calcul de rayonnement dans le plan du module (POA)

L'irradiance dans le plan des modules (POA, Plane of Array) doit être déterminée à partir des données d'irradiance. L'irradiance POA dépend de nombreux facteurs, tels que la position du soleil, l'orientation de l'installation, les composantes de l'irradiance, comme l'irradiance directe et diffuse, l'albédo et l'ombrage (en fonction de l'architecture de la centrale PV). Le POA peut être obtenu à l'aide de l'équation (9).

$$POA = POA_b + POA_d + POA_g \quad (9)$$

Où POA_b est la composante directe de l'irradiance sur le plan des modules, POA_g est la composante réfléchiée par le sol de l'irradiance sur le plan des modules et POA_d est la composante diffuse du ciel de l'irradiance sur le plan des modules.

Afin de déterminer chaque composante, l'angle d'incidence entre le soleil et l'installation photovoltaïque doit être calculé. En

utilisant l'angle zénithal déterminée précédemment, l'angle d'incidence (AOI, Angle of Incidence) peut être déterminé à l'aide de l'équation (10) :

$$AOI = \cos^{-1} [\cos(\theta_z) \cos(\theta_T) + \sin(\theta_z) \sin(\theta_T) \cos(\theta_{Az} - \theta_{Az,array})] \quad (10)$$

Où θ_T est l'angle d'inclinaison du plan des modules et $\theta_{Az,array}$ est l'angle azimutal de l'installation photovoltaïque (orientation de l'installation).

En calculant l'irradiance normale directe en dernière étape et l'angle d'incidence, l'irradiance directes sur le plan des modules (POA_b) peut être déterminée selon l'équation (11).

$$POA_b = DNI \cdot \cos(AOI) \quad (11)$$

Afin de calculer l'éclairement diffus du ciel sur le plan des modules, les modèles publiés utilisent différentes approches empiriques. R. Perez [8] a développé un modèle complexe qui repose sur un ensemble de coefficients empiriques pour chaque terme. La forme de base du modèle est donnée selon l'équation (11).

$$POA_d = DHI \cdot \left[(1 - F_1) \cdot \frac{1 + \cos(\theta_T)}{2} + F_1 \cdot \frac{a}{b} + F_2 \cdot \sin(\theta_T) \right] \quad (12)$$

$$a = \max(0, \cos(AOI))$$

$$b = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z))$$

Où F_1 et F_2 sont des fonctions empiriques complexes ajustées pour décrire respectivement la luminosité circumsolaire et celle de l'horizon. Les termes F_1 et F_2 sont définis comme suit :

$$F_1 = \max\left(0, f_{11} + f_{12} \frac{DHI \cdot AM}{I_a} + \frac{\pi \theta_z}{180^\circ} f_{13}\right) \quad (13)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \frac{DHI \cdot AM}{I_a} + \frac{\pi \theta_z}{180^\circ} f_{23} \quad (14)$$

Où I_a est l'irradiance extraterrestre, qui est la puissance du soleil au sommet de l'atmosphère terrestre (considérée comme constante à 1367 W/m^2), et AM est la masse d'air ($AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)}$). Les coefficients f_{ij} sont définis pour des intervalles spécifiques de clarté (ϵ) selon l'équation (15). R. Perez [8] a présenté plusieurs versions différentes des coefficients f_{ij} ajustés à différents jeux de données.

$$\epsilon = \frac{\frac{(DHI + DNI)}{DHI} + \kappa \theta_z^3}{\kappa \theta_z^3 + 1} \quad (15)$$

Avec κ , une constante égale à 1.041 pour des angles en radians, ou 5.535×10^{-6} pour des angles en degrés.

L'irradiance sur une surface inclinée réfléchiée par le sol POA_g est calculée en fonction de l'irradiance au sol, généralement supposée égale à l'irradiance globale horizontale,

de la réflectivité de la surface du sol, appelée albédo, et de l'angle d'inclinaison du module θ_T .

$$POA_g = GHI \cdot albedo \cdot \frac{(1 - \cos(\theta_T))}{2} \quad (16)$$

Le modèle de l'irradiance réfléchi par le sol (POA_g) repose sur les hypothèses suivantes :

1. Le champ photovoltaïque est considéré comme infiniment long.
2. L'irradiance au sol est uniforme et égale à l'irradiance globale horizontale, supposant l'obstruction de l'horizon et l'ombrage à courte distance du champ sont négligés.
3. L'irradiance est réfléchi par le sol de manière égale dans toutes les directions, autrement dit, le sol est considéré comme un réflecteur diffus.
4. Le sol est visible par le champ photovoltaïque à partir du point d'intersection de la pente du champ projetée sur le sol, jusqu'à l'horizon infini.

Avec ces hypothèses, le modèle pour POA_g peut être dérivé en utilisant un facteur de vue ou de configuration. Le facteur de vue quantifie la fraction d'irradiance réfléchi de manière diffuse par une surface A_1 qui atteint une seconde surface A_2 . Dans l'équation (16), le terme $\frac{(1 - \cos(\theta_T))}{2} = F_{\{A_1 \rightarrow A_2\}}$ représente le facteur de vue entre la surface A_1 , le sol, et la surface A_2 , le module photovoltaïque.

2.4. Modélisation des performances PV

Un bloc fonctionnel a été développé pour la modélisation des modules photovoltaïques en s'appuyant sur une approche SPICE.

Ce modèle implémente un circuit équivalent à une diode intégrant la résistance série du module (cf. Figure 2). L'algorithme développé repose sur une méthode de résolution itérative des équations caractéristiques I-V. L'équation (17) montre l'expression générale du modèle.

$$I = \frac{POA}{1000} I_{sc} - I_0 \left(e^{\frac{V + IR_s}{nV_T}} - 1 \right) \quad (17)$$

Où I est le courant de sortie de module, I_{sc} est le courant de court-circuit, I_0 est le courant de saturation inverse de la diode, V est la tension aux bornes de module, R_s est la résistance série, n est le facteur d'idéalité de la diode et V_T est la tension thermique (kT_{cell}/q). La résistance de shunt (R_{sh}) d'une cellule solaire étant suffisamment grande, ses effets peuvent être négligés. Il est également supposé que le courant de court-circuit soit égal au photocourant.

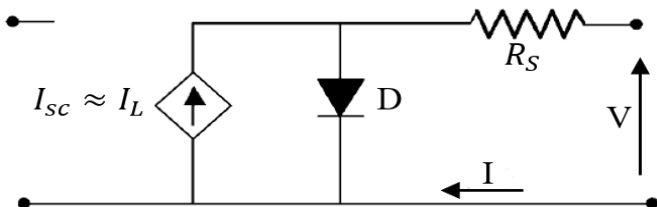


Figure 2. Modèle d'une diode du module PV implanté

L'équation empirique (18) permet d'approximer le facteur de forme FF_0 pour une cellule solaire idéale (sans effets résistifs) [9].

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{1 + v_{oc}} \quad (18)$$

Où v_{oc} représente la tension de circuit ouvert normalisée. La résistance série R_s peut être calculée à l'aide de l'équation (19).

$$R_s = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} - \frac{P_{max}}{FF_0 I_{sc}^2} \quad (19)$$

L'équation (17) donne le courant pour une température de cellule de 25°C, ne représentant pas l'idéalement les conditions réelles de fonctionnement. Il est donc essentiel d'ajuster le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert par l'intégration de leurs coefficients de température respectifs, fournis dans la fiche technique du module, en fonction de la température effective de la cellule. Pour déterminer la température du module, le modèle de calcul de la température T_m de D. Faiman [10], basé sur l'équation de transfert de chaleur, est appliqué. Le modèle est donné par l'équation (20).

$$T_m = T + \frac{POA}{U_0 + U_1 \times WS} \quad (20)$$

Où T_m est la température du module (°C), T est la température ambiante de l'air (°C), U_0 est la composante constante du transfert thermique (W/m²K), U_1 est la composante convective du transfert thermique (W/m²sK) et WS est la vitesse du vent (m/s).

Les paramètres U_0 et U_1 ont été déterminés par D. Faiman à partir de mesures d'irradiance, de vitesse du vent et de températures de module effectuées sur sept types différents de modules. Ainsi, la température de la cellule peut être simplement estimée à partir de l'équation (21) :

$$T_c = T_m + \left(\frac{POA}{E_0} \right) \Delta T \quad (21)$$

Où E_0 est une irradiance de référence (1000 W/m²) et ΔT est la différence entre la température du module et celle de la cellule. Les paramètres ΔT sont fournis dans [11] pour différents types de modules et de montages.

Le modèle d'onduleur utilisé est basé sur le modèle PVWATTS [12], qui s'appuie sur une analyse des données de performance d'onduleurs de la California Energy Commission (CEC). Un onduleur typique a été sélectionné dans la base de données en calculant d'abord une courbe moyenne de rendement à charge partielle, puis en trouvant l'onduleur réel dans cette même base dont la courbe de rendement réelle était la plus proche de la courbe moyenne. La courbe de performance

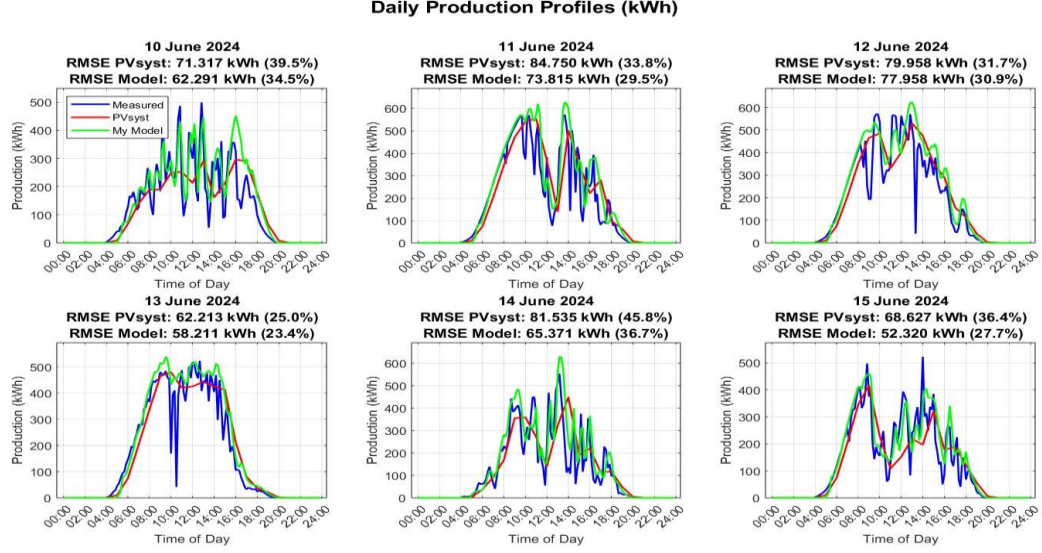


Figure 3. Comparaison des profils de production journaliers entre les mesures réelles de la centrale de test (en bleu), la modélisation à partir du logiciel PVsyst (en rouge) et le modèle proposé (en vert) pour la période du 10 au 15. juin 2024, avec les valeurs RMSE (Root Mean Square Error) associées.

résultante est donnée dans l'équation (22), qui met à l'échelle la courbe de rendement selon le rendement nominal spécifié par l'utilisateur η_{nom} .

$$\eta = \frac{\eta_{nom}}{\eta_{ref}(-0.0162 \cdot \zeta - \frac{0.0059}{\zeta} + 0.9858)} \quad (22)$$

Où $\zeta = \frac{P_{dc}}{P_{dco}}$ et $P_{dco} = \frac{P_{aco}}{\eta_{nom}}$. Le rendement de référence de l'onduleur η_{ref} issu des données CEC pour l'onduleur le plus typique est de 0,9637 ($\frac{P_{aco}}{P_{dco}}$), et la puissance nominale AC P_{aco} est déterminée à partir de la puissance DC du système et du ratio DC/AC. Le rendement nominal par défaut η_{nom} est de 0,96.

3. RESULTATS ET VALIDATION EXPERIMENTALE

Le modèle complet défini précédemment est construit sur MATLAB. La centrale photovoltaïque est située à Lombron (France), avec une puissance totale installée de 4300 kWc. Le système est composé de deux types de modules photovoltaïques Longi Solar : un premier lot de 3186 modules LR5-72HIBD-535M (535 Wp) et un second lot de 4806 modules LR5-72HIBD-540M (540 Wp).

La centrale comprend 14 onduleurs Sungrow SG250-HX de 250 kW_{Ac} chacun, pour une puissance totale de conversion de 3500 kW_{Ac}. Les modules sont orientés plein sud (azimut 0°) avec une inclinaison de 15°.

Le champ photovoltaïque est divisé en 9 'Arrays' distinctes :

- Array 1 : 1458 modules, 643 kW_{Ac}
- Array 2 : 243 modules, 107 kW_{Ac}
- Array 3 : 1080 modules, 455 kW_{Ac}
- Array 4 : 108 modules, 45.5 kW_{Ac}
- Array 5 : 216 modules, 94.8 kW_{Ac}
- Array 6 : 270 modules, 120 kW_{Ac}

- Array 7 : 81 modules, 35.6 kW_{Ac}
- Array 8 : 3888 modules, 1714 kW_{Ac}
- Array 9 : 648 modules, 286 kW_{Ac}

La surface totale des modules est de 20428 m² avec une surface de cellules de 19001 m². La tension de fonctionnement du système est comprise entre 500-1450V, avec un rapport de puissance DC/AC moyen de 1,23.

Pour la validation du modèle, nous disposons de données sur une période de 6 jours (du 10 au 15 juin 2024) avec un pas de temps de 10 minutes. Les données environnementales d'entrée comprennent l'irradiance globale horizontale (GHI) issue de données satellitaires, ainsi que la température ambiante et la vitesse du vent mesurées sur site.

Une comparaison entre le modèle développé, une estimation à partir de PVsyst et les données issues de la centrale est présentée sur une période de six jours consécutifs, du 10 au 15 juin 2024 (cf. Figure 3).

L'analyse des courbes révèle que le modèle proposé offre systématiquement de meilleures performances que PVsyst, en se basant sur la valeur RMSE (Root Mean Square Error). À titre d'exemple, le 10 juin, la RMSE du modèle développé s'élève à 34,5 %, tandis que celle de PVsyst atteint 39,5 %.

La précision la plus grande est observée le 13 juin avec une valeur RMSE de 23,4%, tandis que l'écart le plus impactant était le 14 juin avec une valeur RMSE de 36,7%. Cet écart peut s'expliquer par le fait que le modèle proposé ne contient pas encore de composantes spécifiques pour modéliser précisément le comportement du système lors des journées nuageuses. Il est important de noter que le modèle proposé ne prend pas encore en compte certaines pertes systémiques comme les pertes dans les câbles ou les pertes dues aux transformateurs. L'inclusion future de ces éléments, ainsi que le développement d'un modèle plus précis pour les conditions nuageuses, devrait permettre d'améliorer davantage la précision des prédictions.

4. CONCLUSIONS

Cette étude explore le développement et la validation d'un modèle de prédiction de la production photovoltaïque, basé sur

une approche physique modulaire. Ce modèle se distingue par une conception en deux parties : l'une dédiée aux paramètres environnementaux, l'autre centrée sur les performances PV, permettant ainsi une analyse détaillée de chaque phase de la conversion énergétique.

Les résultats de validation sur une centrale PV de 4300 kWc démontrent que ce modèle offre une meilleure précision que le logiciel de référence PVsyst, avec des améliorations significatives de la valeur RMSE allant jusqu'à 8,7% dans certaines conditions. Cette amélioration est particulièrement notable lors des journées à ciel clair, où le modèle prédit efficacement la dynamique de production.

Cependant, l'étude a également mis en évidence certaines limitations actuelles du modèle, notamment dans la modélisation des conditions nuageuses et l'absence de prise en compte de certaines pertes systémiques.

L'architecture modulaire du modèle représente un atout majeur dans le contexte du changement climatique. Cette approche permet d'adapter et d'améliorer indépendamment chaque module pour répondre aux conditions météorologiques extrêmes attendues. Par exemple, le module de séparation des composantes d'irradiance pourra être optimisé pour gérer des variations atmosphériques plus importantes, tandis que le module de performance PV pourra être ajusté pour prendre en compte l'impact des températures plus élevées sur les composants. Cette flexibilité est particulièrement pertinente face à la prévision de réduction des ressources solaires, permettant d'intégrer progressivement des modèles spécifiques pour les nouvelles conditions climatiques sans compromettre l'ensemble du système.

5. PERSPECTIVES ET TRAVAUX FUTURS

Un système de surveillance complet a été pensé et est en cours de développement. Il permettra d'améliorer la précision du modèle par l'analyse plus fine de données expérimentales.

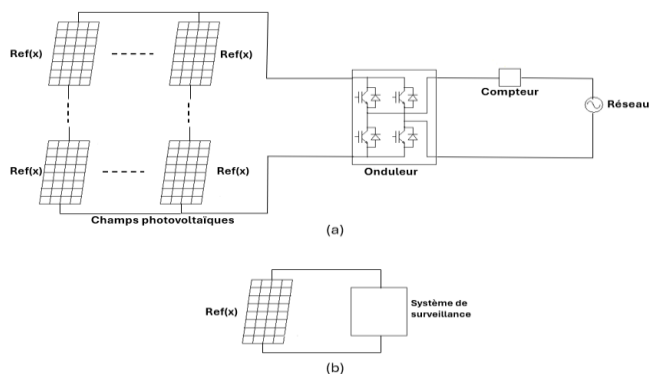


Figure 4. Schéma de la centrale photovoltaïque et système de surveillance. (a) Schéma général de la centrale avec les champs photovoltaïques, l'onduleur et le point de connexion réseau. (b) Schéma du système de surveillance avec un module de même référence que ceux de la centrale.

Ce système, illustré dans la figure 5, permettra la collecte de données à deux niveaux : l'un environnemental et l'autre portant sur les performances. Au niveau environnemental, il collectera en temps réel l'irradiance solaire, l'humidité ambiante (un paramètre jusqu'ici non pris en compte), la température, ainsi que la vitesse et la direction du vent. Ce système intègre un module PV de référence identique à ceux installés dans la centrale. Ce module permettra de mesurer en continu les caractéristiques I-V dans les conditions réelles d'exploitation (cf. Figure 4), fournissant ainsi des données cruciales pour la

validation des modèles de performance thermique et la calibration fine des paramètres du modèle.

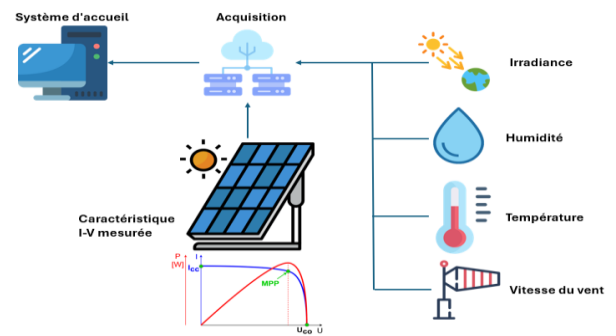


Figure 5. Schéma du système de surveillance proposé avec acquisition des données environnementales (irradiance, humidité, température, vitesse du vent) et mesure de la caractéristique I-V d'un module de référence.

La comparaison entre les trois valeurs de production (modèle, système de surveillance et compteur de la centrale) permettra d'identifier et de quantifier précisément les sources additionnelles de pertes dans l'installation. Cette analyse comparative sera particulièrement pertinente pour étudier les effets des conditions extrêmes, notamment les périodes de haute température, sur les différents composants du système. Les écarts observés entre ces trois mesures permettront d'affiner les modules correspondants du modèle, notamment ceux liés aux performances des onduleurs et aux effets thermiques. Cette approche permettra également de développer de nouveaux sous-modèles spécifiques pour les conditions de fonctionnement extrêmes et changeantes, améliorant ainsi la robustesse globale du modèle de prédiction.

6. REFERENCES

- [1] I. M. Peters and T. Buonassisi, The Impact of Global Warming on Silicon PV Energy Yield in 2100, 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, IL, USA, 2019, pp. 3179-3181, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980515.
- [2] T. Nordmann and L. Clavdetscher, Understanding temperature effects on PV system performance, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of, Osaka, Japan, 2003, pp. 2243-2246 Vol.3.
- [3] Paul Gilman, Aron Dobos, Nicholas DiOrio, Janine Freeman, Steven Janzou and David Ryberg, SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.
- [4] PV Performance Modeling Collaborative (PVMPC). [online]. Available: <https://pvmc.sandia.gov/modeling-guide/1-weather-design-inputs/sun-position/>.
- [5] Ibrahim Reda, Afshin Andreas, Solar position algorithm for solar radiation applications, Solar Energy, Volume 76, Issue 5, 2004, Pages 577-589, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.12.003>.
- [6] Perez, Richard & Ineichen, Pierre & Maxwell, E.L. & Seals, R.D. & Zelenka, A.. (1992). Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. ASHRAE Transactions, 98. 354-369.
- [7] Maxwell, E. L., A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation, Technical Report No. SERI/TR-215-3087, Golden, CO: Solar Energy Research Institute, 1987.
- [8] Perez, R, Stewart, R, Seals, R, et al., The development and verification of the Perez diffuse radiation model, (1988), <https://doi.org/10.2172/7024029>
- [9] Green, M. A & University of New South Wales. (1992). Solar cells : operating principles, technology and system applications / Martin A. Green. Kensington, N.S.W. : University of New South Wales
- [10] Faiman, D. (2008) Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 16, 307-315. <https://doi.org/10.1002/pip.813>
- [11] King, D. et al, 2004, Sandia Photovoltaic Array Performance Model, SAND Report 3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- [12] Dobos, A. P.. "PVWatts Version 5 Manual." , Sep. 2014. <https://doi.org/10.2172/1158421>