

# Critère d'évaluation des performances et amélioration de l'efficacité de conversion pour un panneau photovoltaïque avec gestion thermique

Misagh IRANDOOSTSHAHRESTANI, Daniel R. ROUSSE\*, Patrick TURCOTTE

Groupe de recherche en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e),  
École de technologie supérieure, 1100, rue Notre-Dame Ouest, Montréal, Canada H3C 1K3

\*(auteur correspondant : daniel.rousse@etsmtl.ca)

**Résumé** - Cet article se penche sur l'utilisation du refroidissement pour mitiger les effets de l'augmentation de la température des cellules d'un panneau PV. Un critère d'évaluation de performance (CEP) ainsi que l'amélioration de l'efficacité de conversion du panneau ( $\eta$ ) sont étudiés numériquement à l'aide de la dynamique des fluides computationnelle (CFD). L'effet de la variation de quatre variables différentes est étudié. Finalement, l'outil d'apprentissage automatique Neural Net Fitting intégré dans MATLAB est utilisé pour faire des prédictions pour les conditions ambiantes, environnementales et de conceptions autres que celles mentionnées. Les résultats révèlent que  $\eta$  est corrélée avec des conditions ambiantes et environnementales plus difficiles, et qu'elle diminue légèrement avec la réduction de la vitesse d'entrée du liquide de refroidissement. De plus, le CEP augmente à des températures ambiantes et des irradiances solaires plus élevées, et plus considérablement à des vitesses d'entrée de liquide de refroidissement plus faibles en raison de réductions considérables de la puissance de pompage.

## 1. Introduction

On estime que les besoins en énergie doubleront et tripleront respectivement d'ici 2050 et 2100 [1]. Ces dernières années, les systèmes solaires photovoltaïques ont été largement utilisés pour la fourniture d'énergie principalement en raison d'une réduction considérable de leurs coûts et d'une efficacité accrue [2-3]. Cependant, l'augmentation de la température des cellules photovoltaïques induit une réduction de cette efficacité. Pour surmonter ce problème, diverses techniques innovantes de gestion thermique ont été appliquées [4].

Par exemple, Sornek et al. [5] ont étudié l'effet du refroidissement de deux panneaux PV de 50 W et 310 W dans des conditions de laboratoire et de fonctionnement réel, respectivement. Les résultats ont révélé que la réduction maximale de la température de 24 K s'est produite à des irradiances solaires de 850 W/m<sup>2</sup>, entraînant une augmentation de 10% de la puissance de sortie du panneau de 310 W par rapport au panneau non refroidi. Dans une autre étude de Teo et al. [6], un panneau photovoltaïque thermique hybride a été conçu, fabriqué et testé expérimentalement pour évaluer l'effet du refroidissement sur son efficacité. Il s'est avéré que sans refroidissement, la température des cellules pouvait atteindre 68°C, et que son efficacité chutait à 8,6%. En revanche, en utilisant leur technique de refroidissement actif, la température du panneau photovoltaïque a été ramenée à 38°C, et son efficacité a augmenté à 12,5%. Il a été démontré que le débit massique du liquide de refroidissement de 0,055 kg/s était suffisant pour éliminer le maximum de chaleur du panneau. Dans une étude de Maleki et al. [7], l'effet de l'augmentation de l'efficacité d'une cellule monocristalline résultant de la réduction de sa température de surface par un système de refroidissement par eau a été évalué. Ils ont conclu que le système de refroidissement était plus efficace à des températures ambiantes et des irradiances solaires plus élevées puisque sa température augmente considérablement sans refroidir le panneau PV : l'augmentation maximale du rendement était de 17,12%. Une technique de refroidissement par pulvérisation d'eau a été étudiée par Nizetic

et al. [8] dans une région méditerranéenne. L'étude a révélé que la pulvérisation simultanée des deux côtés conduit à une meilleure performance des panneaux : la température moyenne du panneau était réduite de 54°C (dans le cas d'une absence de gestion thermique) à 24°C. Tan et al. [9] ont utilisé de la cire de paraffine avec un point de fusion bas de 27°C à l'arrière du panneau PV. Pour résoudre le problème de la faible conductivité thermique des MCP, ils ont utilisé des ailettes dans les conteneurs de stockage pour augmenter le taux de transfert. Les résultats ont révélé que, par rapport à un panneau refroidi naturellement, la température du panneau a été réduite de 15°C, ce qui a entraîné une amélioration maximale de 5,39% du rendement électrique du panneau.

Dans certaines de ces études, l'effet des pertes d'énergie dues à la mise en œuvre de ventilateurs, de pompes et/ou de nanoparticules est étudié. Cependant, à la connaissance des auteurs, l'effet de la température ambiante, de la vitesse du vent, de la vitesse d'entrée du liquide de refroidissement et de l'irradiance solaire sur un critère d'évaluation de la performance qui prend en compte à la fois l'énergie thermique et hydraulique et l'efficacité des panneaux n'a pas encore été évalué. Par conséquent, l'étude actuelle vise à examiner l'effet de ces variables sur l'amélioration de l'efficacité et sur un critère d'évaluation de la performance d'un panneau PV, tel que défini plus loin.

## 2. Méthodologie

Dans cette section, le schéma du problème, les équations gouvernantes et les étapes de la simulation du problème sont présentés.

### 2.1. Équations gouvernantes et schéma du problème

Un bilan d'énergie instationnaire appliqué au panneau PV peut être écrit tel que [10]:

$$\dot{E}_{st} = \dot{E}_{in} - \dot{E}_{out}, \quad \rho c_p \delta \frac{dT_c}{dt} = q_s - q_{el} - q_h - q_r - q_{th} \quad (1)$$

Cette équation stipule que le taux de variation de l'énergie stockée,  $st$ , dans les limites du volume créé par le panneau PV est égal à la différence entre le taux d'entrée,  $in$ , et de sortie,  $out$ , de l'énergie thermique et électrique. Dans l'équation (1), les indices  $s$ ,  $el$ ,  $h$ ,  $r$  et  $th$  désignent respectivement la partie absorbée du rayonnement solaire incident, l'électricité produite par le panneau, le transfert thermique convectif (pertes naturelles), le transfert thermique radiatif net et le taux de pertes thermiques dues à la gestion de l'énergie (ci-après gestion thermique), voir Figure 1. L'objectif de l'étude est d'examiner le comportement thermique du système en régime permanent. Par conséquent, les côtés gauches de l'équation 1 sont nuls.

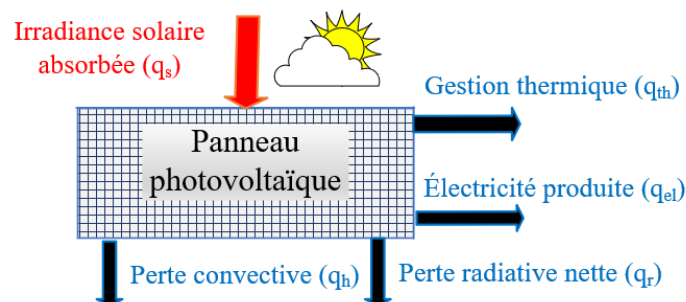


Figure 1 : Schéma de la conservation de l'énergie pour le panneau PV.

Dans le bilan énergétique, le taux de transfert de chaleur radiatif solaire absorbé sur une surface  $A$  est défini tel que [10]:

$$q_s = \alpha_s G_s A \quad (2)$$

où  $G_s$  et  $\alpha_s$  sont respectivement l'irradiance solaire normale au panneau et le coefficient d'absorption (ici égal à 0,7). L'électricité produite par un panneau PV peut être calculée comme suit [10]:

$$q_{el} = \beta G_s A \quad (3)$$

où  $\beta$  est l'efficacité du panneau PV. Afin de considérer l'effet des variations de température sur le rendement, la corrélation suivante est utilisée [11-12]:

$$\beta = -0.1757T_c + 21.737 \quad (4)$$

où,  $T_c$ , la température de la cellule (surface), est exprimée en degrés Celsius. En outre, les pertes de chaleur par convection et par rayonnement net sur une surface  $A$  sont définis comme suit [10]:

$$q_h = hA(T_c - T_a) \quad (5)$$

$$q_r = \varepsilon A \sigma (T_c^4 - T_\infty^4) \quad (6)$$

où  $h$ ,  $T_a$ ,  $\varepsilon$ ,  $T_\infty$  et  $\sigma$  sont le coefficient moyen de transfert thermique par convection, la température ambiante, l'émissivité de la cellule supposée égale à 1, la température environnante et la constante de Stefan-Boltzmann. Dans cette étude, la température ambiante,  $T_\infty$ , est supposée être la température ambiante,  $T_a$ . Comme le dispositif thermique utilisé pour assurer la gestion thermique est collé sur la surface inférieure du panneau, on néglige les échanges radiatifs et convectifs avec l'environnement sur cette surface. Sinon, un facteur 2 serait nécessaire dans l'éq. (5) et l'éq. (6). La corrélation suivante pour le coefficient de transfert de chaleur par convection est utilisée [10]:

$$h = 2.8 + 3.8u_w \quad (7)$$

où  $u_w$  est la vitesse moyenne du vent sur le panneau. Dans le bilan énergétique, toutes les arêtes latérales ont été négligées.

## 2.2. Caractérisation des panneaux photovoltaïques

Les différentes couches du panneau PV et leurs propriétés pertinentes sont présentées dans le tableau 1 [13]. Le canal de refroidissement a une épaisseur de 5 mm. Toutes les couches, y compris le canal de refroidissement, sont des carrés d'une longueur et d'une largeur de 100 mm [14].

Couche	Épaisseur	Conductivité thermique	Densité	Capacité thermique spécifique
	mm	W.m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>	kg.m <sup>-3</sup>	J.kg <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>
Verre	3	1,8	3000	500
1er EVA	0,5	0,35	960	2090
Cellule PV	0,5	148	2330	677
2ème EVA	0,5	0,35	960	2090
Tedlar	1	0,2	1200	1250

Tableau 1 : Propriétés thermiques des différentes couches de panneaux PV [13].

Dans cette étude, un critère d'évaluation des performances (CEP) est utilisé pour étudier l'effet de différents paramètres (irradiance solaire, vitesse du vent, vitesse d'entrée du liquide de refroidissement et température ambiante) sur le comportement thermique et hydraulique du panneau PV. Ce CEP est défini comme le rapport entre le taux de chaleur extraite par le système de gestion thermique et la puissance de pompage requise tel que [15]:

$$CEP = \frac{\dot{m}c_p(T_{out} - T_{in})}{\dot{V}\Delta P} \quad (8)$$

L'avantage de l'utilisation du CEP est qu'il considère à la fois l'effet du transfert de chaleur et la puissance de pompage du modèle.

Afin d'évaluer l'effet du refroidissement sur la température de la cellule et par conséquent sur son efficacité, l'équation suivante définit l'amélioration de l'efficacité,  $\beta$ , de conversion électrique du panneau PV,  $\eta$ , en pourcentage, tel que [14]:

$$\eta = \frac{\Delta\beta}{\beta_i} \quad (9)$$

Pour la génération des domaines de calcul, SIEMENS NX Version 2000 est utilisé. De plus, ICEM CFD 2020 R2 est employé pour la génération de maillages pour les différentes couches et canaux d'eau. Un maillage structuré est utilisé afin de réduire les coûts de calcul en raison d'un nombre plus important d'éléments dans les maillages non structurés et parce qu'il est compatible avec la géométrie du panneau. Le nombre optimal d'éléments hexaédriques pour tous les domaines s'est avéré être de 1 250 000. Il convient de noter qu'une analyse de l'indépendance du maillage a été effectuée. Enfin, pour les simulations, ANSYS CFX 2020 R2 est employé. De l'eau à 20°C est considérée comme le fluide caloporteur ; elle sort du canal de refroidissement à la pression atmosphérique. Le nombre de Reynolds indique un régime d'écoulement laminaire dans tous les cas. Les équations de continuité, de quantité de mouvement et d'énergie sont résolues simultanément à chaque itération de la procédure de résolution. Le critère de convergence pour l'équation d'énergie a été fixé à  $10^{-6}$ , ce qui fut suffisant pour s'assurer qu'il n'y ait pas de variations dans les résultats avec des itérations supplémentaires. L'outil Neural Net Fitting de MATLAB a été utilisé pour faire des prédictions sur les performances thermiques du panneau photovoltaïque dans les points hors conception.

### 3. Résultats et discussions

#### 3.1. Validation de l'étude

Afin de valider la méthodologie implantée, une comparaison est d'abord effectuée avec les résultats des travaux de Du et al. [10]. La figure 2 montre la comparaison de la température de cellule prévue à différentes vitesses de vent variant de 0 à 4 m/s et des rayonnements solaires pour des irradiances de 600 W/m<sup>2</sup> et 1000 W/m<sup>2</sup> avec toutes les conditions aux limites mentionnées dans la référence [10]. Un bon accord est observé avec une erreur maximale de 6,9% à 600 W/m<sup>2</sup> et de 4,1% à 1000 W/m<sup>2</sup>, et ces deux erreurs maximales se sont produites à une vitesse de vent nulle. L'accord n'est pas une surprise, puisque le modèle mathématique utilisé ici a été adapté de [10]. Par conséquent, la Figure 2 indique la mise en œuvre correcte du modèle et une discrétisation adéquate du domaine de calcul.

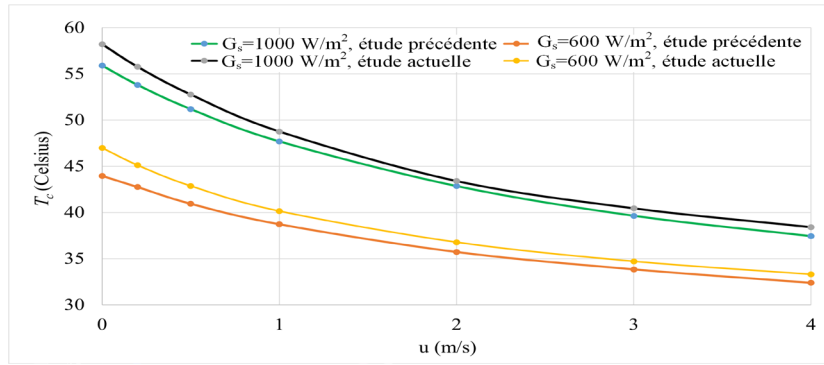


Figure 2 : Comparaison des résultats de l'étude actuelle avec référence [10].

### 3.2. Performances thermiques du modèle

La Figure 3 présente l'amélioration de l'efficacité de conversion électrique,  $\eta$ , en fonction de la température de l'air,  $T_a$ , pour les différentes variables de l'étude (trois valeurs vitesses de vent,  $u$ , à gauche, au centre et à droite; trois irradiances,  $G_s$ , en haut, au milieu et en bas; et trois valeurs de la vitesse d'entrée du liquide de refroidissement,  $V$ , en bleu, en vert et en rouge).

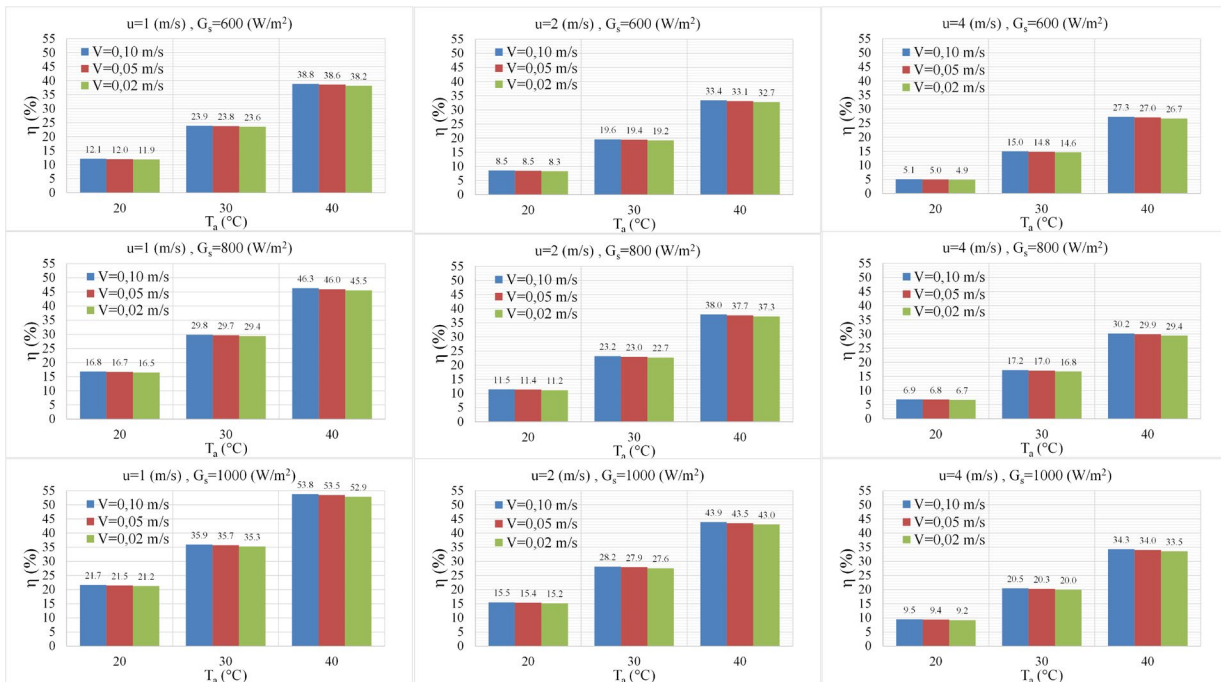


Figure 3 : Amélioration de l'efficacité des panneaux photovoltaïques à diverses irradiances solaires, vitesses de vent, températures ambiantes et vitesses d'entrée du liquide de refroidissement.

On peut voir que  $\eta$  augmente à mesure que la vitesse d'entrée du liquide de refroidissement,  $V$ , augmente très légèrement. L'augmentation maximale de  $\eta$  de 0,9% se produit à  $u = 1$  m/s,  $G_s = 1000$  W/m<sup>2</sup> et  $T_a = 40$ °C. Dans tous les cas, on note qu'une augmentation de la température de l'air,  $T_a$ , rend l'effet de gestion thermique plus souhaitable. En effet, à des températures plus élevées, la température de la cellule,  $T_c$ , est plus élevée. Ainsi, il y a davantage de différence de température avec le liquide de refroidissement, et par conséquent, l'utilisation d'un système de refroidissement devient plus efficace. L'intérêt de présenter 9 résultats différents sur la Figure 3 est manifeste lorsque l'on constate que plus la vitesse du vent est faible, meilleur est le gain en efficacité pour toutes les irradiances. La

comparaison des résultats à vitesse de vent,  $u = 1, 2, 4$  m/s est illustrée par les colonnes de gauche, centre et droite. Aussi, on observe que plus l'irradiance est élevée, meilleur est le gain en efficacité pour toutes les vitesses. La comparaison des résultats à irradiances,  $G_s = 600, 800, 1000$  W/m<sup>2</sup> est illustrée par les lignes du haut, du milieu et du bas. Un maximum de gain est obtenu pour une irradiance de 1000 W/m<sup>2</sup>, pour une vitesse d'entrée de fluide,  $V$ , de 0,1 m/s et pour  $u = 1$  m/s : 53,8%. A contrario, un minimum de gain est obtenu pour une irradiance de 600 W/m<sup>2</sup>, pour  $V = 0,2$  m/s et pour  $u = 4$  m/s : 4,9%.

La Figure 4 présente la variation du CEP en fonction de la température de l'air,  $T_a$ , pour les différentes variables de l'étude dans un format similaire à la Figure 3.

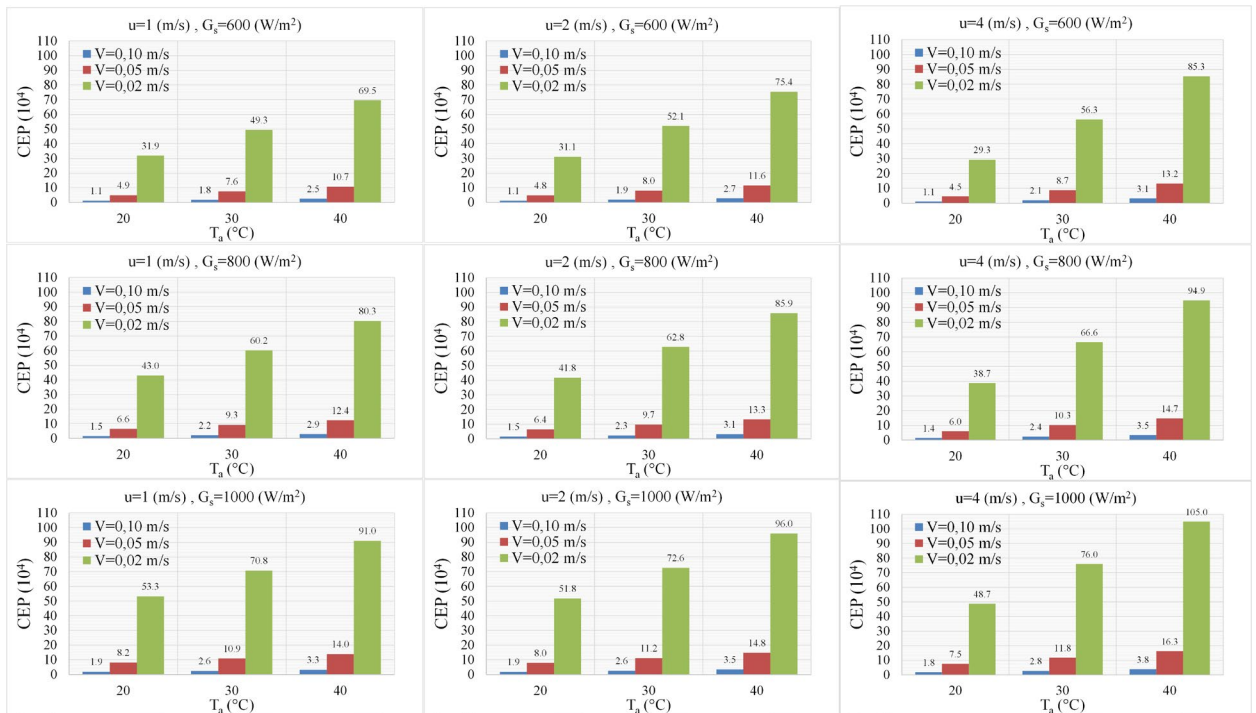


Figure 4 : Variations de CEP à diverses irradiances solaires, vitesses de vent, températures ambiantes et vitesses d'entrée du liquide de refroidissement.

La valeur du CEP est plus élevée à des températures ambiantes plus élevées et à des irradiances solaires où l'effet du système de gestion thermique devient plus important, ce qui est directement observable sur les 9 graphiques de la Figure 4. On note en outre que pour tous les cas sauf un, le CEP augmente avec l'irradiation, la vitesse du fluide de refroidissement, la vitesse de l'écoulement et la température de l'air. Pour une température de l'air de 20°C, une augmentation de la vitesse du vent conduit à des valeurs CEP qui diminuent légèrement (lecture de gauche à droite) puisque la température du panneau est inférieure à celle de l'air (résultats qui seront présentés au congrès). D'autre part, pour des températures ambiantes de 30°C et 40°C, la température ambiante étant toujours supérieure à la température de la cellule, le rôle du système de gestion thermique devient plus important, ce qui conduit à des valeurs plus élevées de CEP. Enfin, la Figure 4 montre que l'augmentation de la vitesse d'entrée du liquide de refroidissement entraîne une réduction considérable des valeurs de CEP.

### 3.3. Utilisation de l'apprentissage automatique pour le modèle

Afin de prédire l'efficacité des panneaux photovoltaïques dans des conditions autres que celles mentionnées antérieurement, l'outil Neural Net Fitting d'apprentissage automatique MATLAB est utilisé. Les quatre variables forment une matrice d'entrée de 4 x 108 qui peut

prédire l'efficacité ( $\beta$ ) du panneau en tant que matrice de sortie 1 x 108 dans différentes conditions. Ce réseau permet d'établir une correspondance entre les ensembles de données d'entrée et les cibles de sortie. Il s'agit d'un réseau à deux couches avec des neurones cachés sigmoïdes. Ces deux couches sont appelées couche cachée et couche de sortie. Il convient de noter que l'algorithme de rétropropagation de Levenberg-Marquardt est utilisé pour former le réseau. Cet outil d'ajustement de réseau neuronal collecte des données et crée et forme un réseau, et enfin, le réseau est testé et validé à l'aide des ensembles de données disponibles. La robustesse du réseau est évaluée par l'erreur quadratique moyenne entre les sorties et les cibles (EQM) et les valeurs de régression, R. Plus les valeurs de EQM se rapprochent de zéro, meilleurs sont les ajustements. De plus, la régression (valeurs R) mesure la corrélation entre les résultats et les cibles, et ici une valeur R égale à 1 indique la correspondance parfaite [16]. Pour la couche cachée, 10 neurones ont été considérés, et 15% des 108 échantillons ont été considérés pour la validation (16 échantillons) et les tests (16 échantillons). Le tableau 2 montre les résultats de fiabilité du réseau d'ajustement des sorties et des cibles. Pour tous les échantillons, les valeurs de régression et de EQM sont respectivement de 0,9974 et 0,0143. Par conséquent, d'autres valeurs d'efficacité du panneau pour des conditions autres que celles mentionnées peuvent facilement être prédites par cet outil.

Couche	Échantillons	EQM	R
Entraînement	76	$1,232.10^{-2}$	$9,975.10^{-1}$
Validation	16	$2,017.10^{-2}$	$9,979.10^{-1}$
Évaluation	16	$1,854.10^{-2}$	$9,982.10^{-1}$
Tout	108	$1,432.10^{-2}$	$9,974.10^{-1}$

Tableau 2 : Résultats de EQM et de régression R pour l'ajustement du réseau de neurones.

Cet aspect de l'étude sera discuté plus exhaustivement lors du congrès.

#### 4. Conclusion

Dans cet article, la variation de l'efficacité de conversion d'une cellule de panneau photovoltaïque typique avec et sans refroidissement par eau est considérée. Les résultats peuvent être synthétisés et analysés comme suit:

- L'amélioration de l'efficacité du panneau par rapport à un panneau sans système de refroidissement est corrélée avec une irradiance solaire et des températures ambiantes plus élevées et des vitesses de vent et des vitesses d'entrée du liquide de refroidissement plus basses.
- La valeur de CEP est plus élevée à des températures ambiantes élevées et à des irradiances solaires où l'effet du système de gestion thermique devient plus important.
- Pour  $T_a=20^\circ\text{C}$ , aucune gestion thermique particulière n'est requise en raison de faibles gains en efficacité.
- Les valeurs CEP diminuent considérablement à des vitesses d'entrée de liquide de refroidissement supérieures, en raison d'une réduction significative de la puissance de pompage à des débits massiques de liquide de refroidissement inférieurs.

On peut alors conclure que le refroidissement des panneaux solaires PV est souhaitable pour des endroits où la température ambiante dépasse souvent les  $25^\circ\text{C}$  et qu'autrement le coût du système de refroidissement pourrait ne pas être justifié par le gain en efficacité de conversion. Par ailleurs, lorsque de tels systèmes s'avèrent intéressants, le choix du débit de circulation du fluide caloporteur doit être choisi avec soin pour que les pertes de charge n'impactent pas trop le gain en conversion.

## Références

- [1] N. S. Lewis et al., “Basic Research Needs for Solar Energy Utilization. Report of the Basic Energy Sciences Workshop on Solar Energy Utilization” Apr. 2005. doi: 10.2172/899136.
- [2] S. Gualteros and D. R. Rousse, “Solar water pumping systems: A tool to assist in sizing and optimization,” *Sol. Energy*, vol. 225, pp. 382–398, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.06.053.
- [3] I. Renewable Energy Agency, “REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation (Executive Summary, French).”
- [4] P. Dwivedi, K. Sudhakar, A. Soni, E. Solomin, and I. Kirpichnikova, “Advanced cooling techniques of P.V. modules: A state of art,” *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 21, no. Juin, p. 100674, 2020, doi: 10.1016/j.csite.2020.100674.
- [5] K. Sornek, W. Goryl, R. Figaj, G. Dąbrowska, and J. Brezdeń, “Development and Tests of the Water Cooling System Dedicated to Photovoltaic Panels,” *Energies*, vol. 15, no. 16, p. 5884, 2022, doi: 10.3390/en15165884.
- [6] H. G. Teo, P. S. Lee, and M. N. A. Hawlader, “An active cooling system for photovoltaic modules,” *Appl. Energy*, vol. 90, no. 1, pp. 309–315, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.01.017.
- [7] A. Maleki, P. T. T. Ngo, and M. I. Shahrestani, “Energy and exergy analysis of a PV module cooled by an active cooling approach,” *J. Therm. Anal. Calorim.*, vol. 141, no. 6, 2020, doi: 10.1007/s10973-020-09916-0.
- [8] S. Nižetić, D. Čoko, A. Yadav, and F. Grubišić-Čabo, “Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 108, pp. 287–296, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.079.
- [9] L. Tan, A. Date, G. Fernandes, B. Singh, and S. Ganguly, “Efficiency Gains of Photovoltaic System Using Latent Heat Thermal Energy Storage,” *Energy Procedia*, vol. 110, no. Décembre 2016, pp. 83–88, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.110.
- [10] Y. Du et al., “Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 108, pp. 60–67, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.065.
- [11] H. Alizadeh, R. Ghasempour, M. B. Shafii, M. H. Ahmadi, W. M. Yan, and M. A. Nazari, “Numerical simulation of PV cooling by using single turn pulsating heat pipe,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 127, pp. 203–208, 2018, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.06.108.
- [12] A. Ibrahim, “Analysis of Electrical Characteristics of Photovoltaic Single Crystal Silicon Solar Cells at Outdoor Measurements,” *Smart Grid Renew. Energy*, vol. 02, no. 02, pp. 169–175, 2011, doi: 10.4236/sgre.2011.22020.
- [13] P. Bevilacqua, R. Bruno, A. Rollo, and V. Ferraro, “A novel thermal model for PV panels with back surface spray cooling,” *Energy*, vol. 255, p. 124401, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124401.
- [14] G. Wu, Q. Liu, J. Wang, and B. Sun, “Thermal analysis of water-cooled photovoltaic cell by applying computational fluid dynamics,” *J. Therm. Anal. Calorim.*, vol. 144, no. 5, pp. 1741–1747, 2021, doi: 10.1007/s10973-020-10283-z.
- [15] S. Ferrouillat, A. Bontemps, J. P. Ribeiro, J. A. Gruss, and O. Soriano, “Hydraulic and heat transfer study of SiO<sub>2</sub>/water nanofluids in horizontal tubes with imposed wall temperature boundary conditions,” *Int. J. Heat Fluid Flow*, vol. 32, no. 2, pp. 424–439, 2011, doi: 10.1016/j.ijheatfluidflow.2011.01.003.
- [16] I. The MathWorks, “MATLAB Neural Network Fitting app.” 2022. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/deeplearning/ref/neuralnetfitting-app.html>.

## Remerciements

Les auteurs remercient M. Michel Trottier pour son soutien financier indéfectible des activités du Groupe de recherche et les organismes FRQ-NT et CRSNG pour le financement public accordé au groupe de recherche t3e.