

ANALYSE DE LA PERFORMANCE DE STRATÉGIES DE SUIVI SOLAIRE POUR LA VILLE DE TORONTO AUCANADA

Mostafa **MEHRTASH**^{a,*}, Guillermo **QUESADA**^a, Daniel R. **ROUSSE**^a

^aChaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e),
École de technologie supérieure, Montréal, Canada

RÉSUMÉ

Quatre différentes configurations de systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau électrique ont été simulées et analysées avec le logiciel PVSOL Pro 4.5. L'objectif consistait à comparer les systèmes entre eux afin d'évaluer leur performance et efficacité dans un climat nordique tel que celui de Toronto. Les simulations ont pris en considération un système en position horizontale fixe, un système en position inclinée, un système avec suiveur solaire mono-axial et un système avec suiveur solaire bi-axial. L'analyse de la performance des systèmes s'est concentrée sur le rayonnement solaire incident sur les modules PV, leur production d'électricité et leur rendement énergétique. Les résultats des simulations confirment que le système de suivi solaire bi-axial fournit la meilleure performance annuelle. Cette étude a également démontré que lors de la saison hivernale le rayonnement solaire réfléchi au sol recouvert par la neige a une incidence positive sur la performance des systèmes PV.

Mots Clés : énergie solaire; photovoltaïque; poursuite solaire; performance; albédo

NOMENCLATURE

Symboles :

TA l'avantage de suivi
H horizontal
T incliné

ST suiveur solaire mono-axial
DT suiveur solaire bi-axial
STC les conditions de test standard

1. INTRODUCTION

Durant la dernière décennie, l'évolution de la technologie solaire s'est accélérée afin de répondre à l'augmentation des besoins énergétiques mondiaux. Les systèmes photovoltaïques sont donc devenus plus efficaces en améliorant la quantité d'énergie produite par cellule, mais aussi en intervenant directement dans l'optimisation de la captation du rayonnement solaire récupéré par les modules. Ainsi le développement de mécanismes permettant le suivi du soleil optimise la captation en minimisant l'angle d'incidence solaire. Le processus de suivi peut être fait selon deux axes: l'azimut ou horizontal (du lever au coucher du soleil) et le zénith ou vertical (en fonction de la hauteur du soleil). Les suiveurs solaires peuvent fonctionner à

l'aide d'un mécanisme mécanique (passif) ou un mécanisme électrique (actif) [1, 2].

Des recherches antérieures démontrent un gain énergétique de 20% à 50% avec l'utilisation de suiveurs solaires par rapport aux systèmes fixes [3-7]. Il faut savoir que bien que les suiveurs bi-axiaux suivent le soleil plus précisément, ils augmentent le coût initial et la complexité du système par rapport à un suiveur mono-axial. D'ailleurs, il a été démontré aussi que le suivi du soleil n'est pas nécessaire lors de journées nuageuses [8, 9].

L'objectif principal de cette recherche est d'effectuer l'analyse théorique de la performance de stratégies de suivi solaire des systèmes photovoltaïques fonctionnant au Canada. Les données étudiées couvrent les périodes mensuelles et quotidiennes dans le but de déterminer les

*Mostafa Mehrtash
Adresse électronique : mostafa@t3e.info

conditions optimales de poursuite solaire. Cette étude est basée sur les conditions météorologiques qui prévalent à Toronto au Canada. Quatre configurations différentes de systèmes PV ont été utilisées lors des simulations soit: horizontal, incliné, suiveur solaire mono-axial et avec suiveur solaire bi-axial. Les simulations ont été réalisées avec le logiciel PVSOL Pro 4.5.

2. DESCRIPTION DE L'ANALYSE NUMERIQUE

Quatre différents systèmes photovoltaïques connectés au réseau autonomes fonctionnant dans les conditions climatiques de Toronto ont été conçus et analysés. La ville de Toronto est située à 43 ° 40 'de latitude nord et à 79 ° 24' de longitude ouest. Son climat est considéré comme continental humide avec des étés chauds et des hivers froids [10].

Chaque système se compose de 48 modules silicium poly cristallins de 300W. Le système dispose de quatre onduleurs 4,60kW qui convertissent le courant continu des modules en courant alternatif compatible avec des appareils électriques. Chaque système a une capacité totale de 14.40kW. Le rendement des panneaux photovoltaïques dans des conditions de test standard (STC) est de 15,6%.

L'analyse des performances des systèmes met l'accent sur l'irradiance¹ solaire sur les modules, la production d'électricité et le rendement énergétique. Cette dernière variable est un paramètre essentiel dans la démonstration de la performance, car elle présente le montant des pertes subies et comment le système convertit le rayonnement solaire en électricité. Les variables identifiées pouvant causer une inefficacité seraient attribuées: au rendement diminué par rapport aux indications du fabricant, aux diodes, au câblage et aux connexions, à la couverture neigeuse du module PV, à la pollution atmosphérique, à la température de fonctionnement élevée, et à la conversion de l'électricité de DC à AC. Cette étude ne tient pas compte de la pollution atmosphérique ainsi que de la consommation d'électricité des suiveurs solaires.

Le premier système objet d'étude est fixé en une position horizontale. Le deuxième système est incliné à l'angle de latitude (43° à Toronto). Le troisième système possède un seul axe de suivi du système PV. Les modules sont ajustés à l'angle d'inclinaison de 51 °, qui est l'angle annuel optimal pour des systèmes fonctionnant à Toronto, estimé avec le logiciel PVSOL Pro 4.5. Le dernier système est composé de deux axes de suivi du système PV ce qui permet de suivre le soleil en continu.

¹Irradiance est une terminologie nord-américaine employée en PV pour désigner l'irradiation communément utilisée en thermique [W/m²]

Le modèle de ciel anisotrope proposé par Hay et Davies [11] a été utilisé pour estimer le rayonnement incident horaire solaire sur les systèmes PV. Le rayonnement a été divisé en direct et diffus selon le modèle de rayonnement Reindl avec une corrélation réduite [12]. En outre, le rayonnement réfléchi par les modules est considéré dans les calculs.

Pendant l'hiver à Toronto, d'importantes quantités de neige s'accumulent au sol ayant comme conséquence que le rayonnement réfléchi (effet albédo) affecte l'irradiance solaire effective des systèmes photovoltaïques inclinés. Dans cet article, deux conditions d'hiver typiques ont été simulées: faible albédo (0,2) et albédo élevé (0,8). Un albédo élevé correspond à un sol enneigé: la neige fraîche peut réfléchir 90% du rayonnement incident. Un albédo faible est considéré pour les zones dans lesquelles la neige ne peut jouer de rôle important (centre-ville ou une zone densément peuplée de banlieue avec des bâtiments à haute densité, par exemple). L'hypothèse suppose que l'hiver couvre les périodes de janvier à mars.

L'équation (1) définit l'avantage énergétique (TA) d'un système avec suiveur solaire bi-axial (DT) par rapport à un système horizontal (H).

$$TA_{DT-H} = \frac{\left(1 - \frac{H}{DT}\right)}{\left(\frac{H}{DT}\right)} \quad (1)$$

Pour calculer l'avantage énergétique des systèmes de poursuite solaire (mono-axial (ST) et bi-axial (DT)) par rapport aux systèmes fixes (horizontal (H) et incliné (T)), l'équation 1 est employée avec les variables appropriées (DT , ST , T , H).

3. RESULTATS ET DISCUSSIONS

3.1. Analyse annuelle

La *Figure 1* présente la production d'électricité de ces systèmes au cours d'une année. Le système de suivi avec deux axes absorbe plus de rayonnement solaire que les autres systèmes. Même si le système PV avec suiveur solaire bi-axial reçoit 33% plus de rayonnement solaire et génère 36% plus d'électricité que le système incliné, il produit seulement 3.8% plus d'électricité que le système PV avec suivi mono-axial. La production d'électricité du système fixe incliné est considérablement plus élevée que celui placé à l'horizontal, sauf en été. En novembre et décembre, il a été observé une diminution de la production, alors que la moyenne de la consommation d'électricité augmente pour ces mois de l'année.

L'analyse comparative, sur une base annuelle conclut que la production totale d'électricité en prenant

le système horizontal comme variable de base, arrive à une performance de 14% supérieure pour le système incliné, de 49% pour le système avec suiveur mono-axial et 54% pour le système avec suiveur bi-axial.

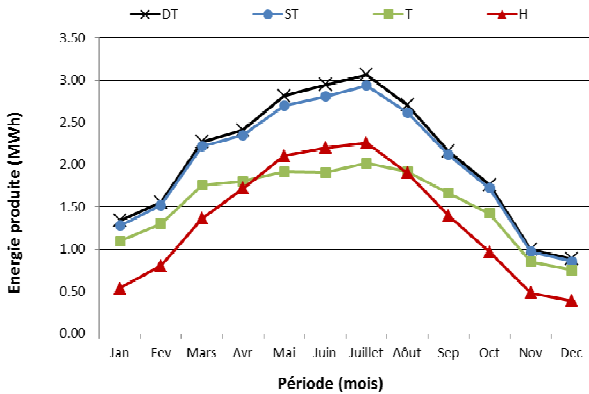


Figure 1 : La production d'électricité mensuelle

La Figure 2 illustre les avantages de suivi mensuels par rapport au système incliné. L'avantage de suivi est supérieur au cours de l'été, lorsque la comparaison est effectuée par rapport au système fixe incliné.

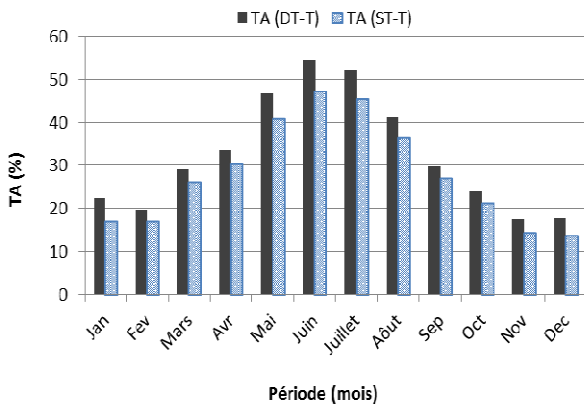


Figure 2 : L'avantage de suivi mensuel par rapport au système incliné

L'avantage minimum est toujours supérieur de 15% pour les deux stratégies de suivi, si la comparaison se base sur le système incliné. Il est à noter que la différence entre les deux stratégies de suivi est plus ou moins négligeable. Une comparaison a aussi été effectuée avec le système horizontal fixe mais n'est pas présentée ici.

Au cours des mois de janvier, février et mars, la production d'énergie des systèmes devrait augmenter, sauf pour le système horizontal, grâce au rayonnement réfléchi par le sol qui est alors couvert de neige. Cela provoque une augmentation de l'irradiance sur les trois autres systèmes. Le système horizontal n'est, quant à lui, pas sensible à la variation de l'environnement, puisqu'étant face au ciel celui-ci ne peut absorber le rayonnement réfléchi par le sol.

La Figure 3 traite de la production d'électricité durant deux hivers, le premier avec albédo élevé et le second avec albédo faible. Les résultats de ces simulations montrent que le rayonnement réfléchi par la neige provoque une augmentation de 3,1%, 5,8% et 7,9% de la production d'énergie au cours de l'hiver pour le système incliné, le système suiveur mono-axial, et le système de suivi à deux axes, respectivement. Selon les résultats obtenus à partir des simulations, le rayonnement réfléchi par le sol devrait améliorer la performance des systèmes PV fonctionnant dans des pays nordiques comme le Canada sans égard à l'accumulation possible sur le panneau même.

A ce sujet, il est utile de mentionner que lors de chutes de neige, les systèmes avec suivi possèdent un net avantage sur les systèmes fixes. En effet, en matinée, après une chute de neige, le rayonnement incident sur un système avec suivi bi-axial est maximum. L'absorption par les contours du panneau solaire provoque assez rapidement une fonte locale de la neige qui entraîne à terme un décollement en bloc de la masse de neige, comme une avalanche. Ce phénomène a été observé à plusieurs reprises par le partenaire de cette étude. Toutefois, le délai imposé entre le moment où le soleil se lève et le moment de la chute de la masse de neige est négligé dans cette analyse.

Il est par ailleurs à noter que dans plusieurs régions du Canada, les chutes de neige commenceront en novembre et que la couverture de neige pourra durer jusqu'à la fin avril, augmentant ainsi les tendances observées sur la Figure 3.

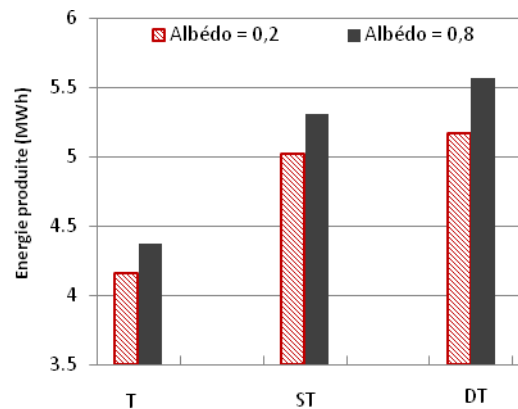


Figure 3 : La production d'électricité pour les trois systèmes en hiver: l'albédo = 0,2, et l'albédo = 0,8

3.2. Analyse quotidienne

Cette section présente les résultats obtenus à partir de simulations quotidiennes pour un jour d'hiver et un jour d'été (autour des solstices d'hiver et d'été). Les systèmes PV ont été étudiés pendant des jours clairs et nuageux.

3.2.1. solstice d'hiver

Au cours d'une claire journée d'hiver avec albédo=0,2, comme prévu, le suiveur à deux axes génère plus d'électricité que les autres. L'analyse quotidienne montre une augmentation de la production d'énergie jusqu'à 145%, 198% et 218% pour le système incliné, avec suivi mono-axial, et suivi à deux axes, respectivement, par rapport à l'énergie produite par l'horizontal (Figure 4).

La Figure 5 indique l'avantage de suivi des systèmes suiveurs à deux axes et mono axe par rapport au système incliné, respectivement. Près du lever et du coucher du soleil, l'avantage du suivi a une très grande valeur parce que les systèmes fixes ne « regardent » pas en direction du soleil.

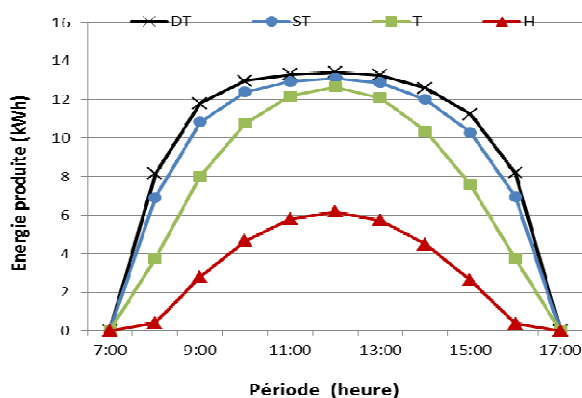


Figure 4 : La production d'électricité pendant une claire journée d'hiver

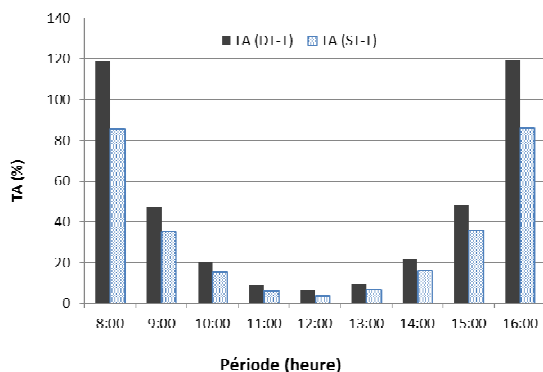


Figure 5 : L'avantage de suivi par rapport au système incliné pendant une claire journée d'hiver

La Figure 6 illustre la production d'électricité pour une journée nuageuse dans laquelle la majeure partie du rayonnement est diffus et l'albédo est égal à 0,2. L'irradiance spécifique représente environ 10% de celle des jours clairs. Pour une journée nuageuse, la position horizontale est optimale. Cependant, il faut noter que, même si cela est vrai pour cette condition météorologique particulière, la quantité de la production d'électricité pour chaque système est très faible. Le maximum est de 2,5 kWh pour le système horizontal.

La Figure 7 présente l'avantage de suivi, par rapport au système horizontal, au cours d'une journée d'hiver nuageuse. L'avantage de suivi a des valeurs négatives au cours de cette journée, ce qui signifie que le suivi du soleil est contre-productif.

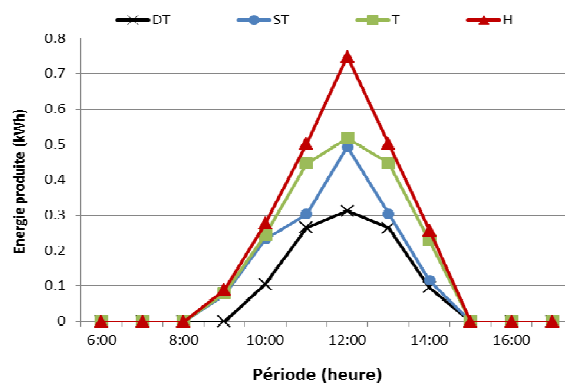


Figure 6 : La production d'électricité pendant d'une journée d'hiver nuageux

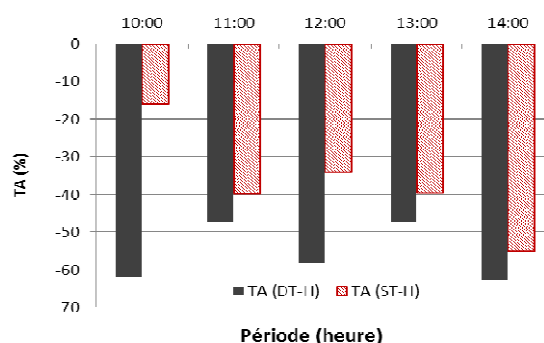


Figure 7 : L'avantage de suivi par rapport au système horizontal pendant une journée d'hiver nuageux

3.2.2. solstice d'été

Ces systèmes ont également été étudiés dans le cadre de journées d'été. Pendant cette période, l'albédo est supposé avoir une valeur moyenne constante de 0,2.

La Figure 8 présente la production d'électricité durant une journée claire de l'été. À midi, lorsque le soleil est à son zénith, le système de suivi mono axe produit moins d'électricité que les autres systèmes, car l'angle d'incidence solaire est trop grand pour capter le rayonnement direct. Lors d'une journée d'été claire, le système incliné génère 13% moins d'électricité que celui horizontal. Cette analyse fait ressortir une augmentation de la production journalière d'énergie allant de 42% à 48% pour les systèmes de suivi mono-axe et suivi à deux axes par rapport à l'horizontal. Les défaillances relatives du système de suivi mono axe pourrait être compensée par une stratégie dans laquelle, quatre fois par an, lors des visites d'entretien, l'angle d'inclinaison pourrait être modifié. Plus précisément, il pourrait être placé au-dessus de 51 ° l'hiver, rétabli à cette valeur au

printemps et à l'automne et en dessous de ce seuil au cours de l'été pour ainsi bénéficier de l'énergie à son apogée à midi, à l'heure d'été. Certes, ce ne serait pas approprié pour les grandes installations, mais pourrait être avantageux pour les petits systèmes tels ceux de notre partenaire.

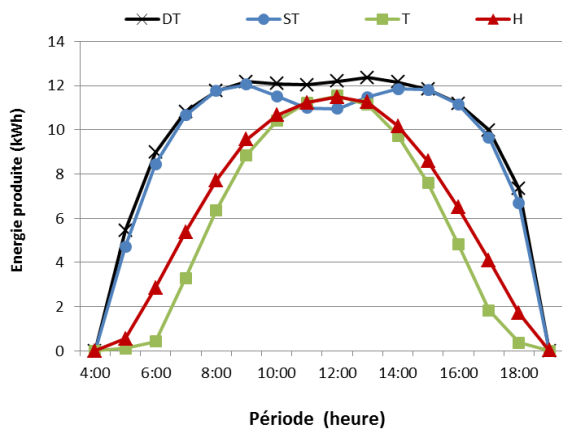


Figure 8 : La production d'électricité pendant une journée d'été claire

Comme représenté à la Figure 9, l'avantage de suivi par rapport au système fixe incliné a des valeurs très faibles vers midi, alors que les gains sont principalement le matin et l'après-midi.

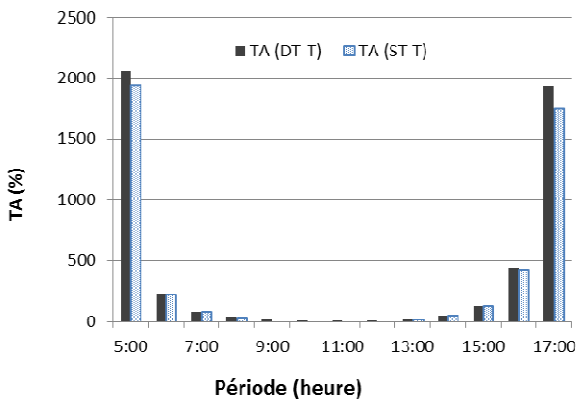


Figure 9 : L'avantage de suivi par rapport au système incliné pendant d'une journée d'été claire

La Figure 10 indique qu'au cours d'une journée d'été nuageuse, pendant que la partie principale du rayonnement est diffuse, tous les systèmes ont des performances presque similaires et le système horizontal a la meilleure performance en raison du fait qu'il n'est pas affecté par le faible albédo de l'environnement et qu'il reçoit toute l'irradiance diffuse en provenance du ciel.

Comme représenté sur la Figure 11, l'avantage de suivi par rapport au système horizontal a une valeur négative pendant toute la journée. Le système avec suiveur à deux axes produit la même quantité

d'électricité que le système incliné, mais le système de suivi mono axe génère 5% de moins d'électricité que le système incliné. Dans l'ensemble, le système horizontal produit 14.8% plus d'électricité que le système incliné.

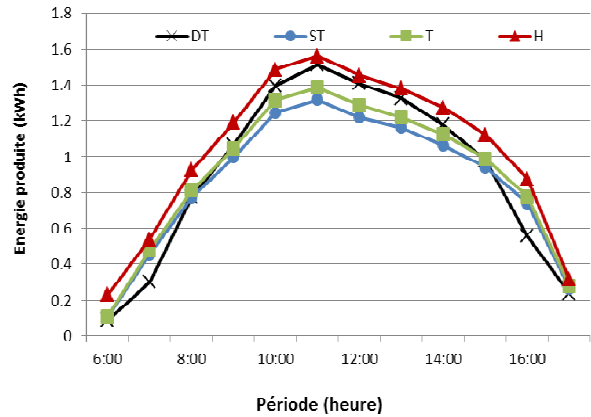


Figure 10 : La production d'électricité pendant d'une journée d'été nuageuse

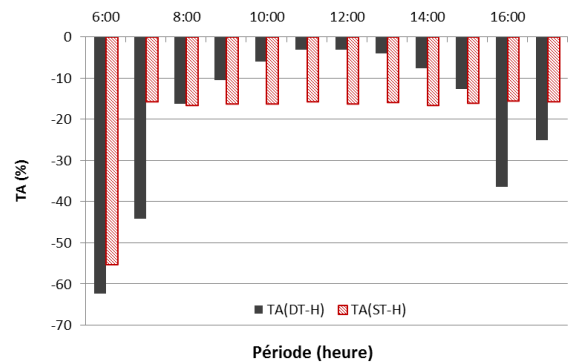


Figure 11 : L'avantage de suivi par rapport au système horizontal pendant une journée d'été nuageuse

Il faut toutefois interpréter ces résultats en regard de la production quotidienne présentée à la Figure 8. En effet, l'énergie cumulée par le système horizontal pendant toute une journée nuageuse (l'intégrale sur près de 16 heures de la courbe en rouge sur la Figure 10) ne représente que l'énergie produite au cours d'une seule heure d'ensoleillement direct (lors d'une journée claire). Ainsi, le relatif désavantage des stratégies de suivi lors de journée d'été claire n'a que peu d'incidence sur la production mensuelle d'électricité pour juin ou juillet, par exemple.

Ce qu'il est toutefois recommandé de faire lors de journées nuageuses consiste à positionner les systèmes de suivi le plus près possible de la normale à la surface terrestre (exactement avec le système à deux axes, et plein sud avec le système à un seul axe) de manière à réduire la consommation du système lui-même et à maximiser la quantité d'énergie récupérée.

4. CONCLUSION

L'objectif principal de cette recherche consistait à effectuer une analyse théorique de la performance de stratégies de suivi solaire des systèmes photovoltaïques fonctionnant au Canada, particulièrement dans la région de Toronto. Pour ce faire, en accord avec notre partenaire industriel, les simulations ont été réalisées avec le logiciel PVSOL Pro 4.5.

Les résultats de ces simulations montrent que le système de suivi à deux axes assure des performances optimales de production d'électricité sur une année pour la ville de Toronto au Canada. Il reçoit 33% plus de rayonnement solaire et génère 36% plus d'électricité que le système incliné.

Bien que le système de suivi à deux axes produise 3,8% de plus d'électricité que le système de suivi mono-axe, il est techniquement plus compliqué et plus cher que sa contrepartie à un seul axe de suivi. Ainsi, lorsque la taille et le type de gestion des systèmes de production le permettent, un système de suivi mono axe pourrait être incliné à trois angles différents, quatre fois par an, lors des visites d'entretien, pour réduire le faible écart de 3,8% avec un système plus robuste et moins coûteux.

De plus, les résultats indiquent que l'effet d'un fort albédo améliore essentiellement la performance des systèmes de suivi et inclinés.

Enfin, les résultats de cette recherche soutiennent l'idée que le suivi du soleil est efficace par temps clair, et inutile par temps nuageux. Par conséquent, la meilleure méthode de suivi du soleil reste celle à deux axes avec une stratégie qui permet de passer à la position horizontale pendant les temps nuageux.

Sur le terrain il reste à tester plusieurs suiveurs solaires à un et deux axes afin de déterminer lesquels sont les plus appropriés pour lutter contre la formation de givre et les chutes occasionnelles de verglas.

Par ailleurs, une étude économique de l'implantation de suiveurs solaires à deux axes dans 13 villes canadiennes est en cours pour déterminer les périodes de retour sur investissement et les valeurs actuelles nettes de tels projets au Canada.

REMERCIEMENTS

Les auteurs désirent remercier les partenaires de la Chaire de recherche t3e : Ville de Lévis, Ecosystem, Ultramar, CRE-CA, SDE-Lévis et Roche. Ils remercient aussi le CRSNG pour son support financier et

l'entreprise Dycosolar pour sa collaboration lors de ce projet.

RÉFÉRENCES

- [1] **Clifford, M.J. and D. Eastwood**, Design of a novel passive solar tracker. *Solar Energy*. 77(3): pp. 269-280, (2004).
- [2] **Mehleri, E.D., et al.**, Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. *Renewable Energy*. 35(11): pp. 2468-2475, (2010).
- [3] **Abdallah, S. and S. Nijmeh**, Two axes sun tracking system with PLC control. *Energy Conversion and Management*. 45(11-12): pp. 1931-1939, (2004).
- [4] **Abu-Khader, M.M., O.O. Badran, and S. Abdallah**, Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 12(3): pp. 864-873, (2008).
- [5] **Al-Mohamad, A.**, Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun-tracking system. *Applied Energy*. 79(3): pp. 345-354, (2004).
- [6] **Lave, M. and J. Kleissl**, Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. *Renewable Energy*. 36(3): pp. 1145-1152, (2011).
- [7] **Lubitz, W.D.**, Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels. *Applied Energy*. 88(5): pp. 1710-1719, (2011).
- [8] **Kelly, N.A. and T.L. Gibson**, Increasing the solar photovoltaic energy capture on sunny and cloudy days. *Solar Energy*. 85(1): pp. 111-125, (2011).
- [9] **Koussa, M., et al.**, Measured and modelled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions. *Applied Energy*. 88(5): pp. 1756-1771, (2011).
- [10] **National Climate Data, A.** Canadian Climate Normals 1971-2000. Available from: http://www.climate.weatheroffice.gc.ca/climate_normals/results_e.html?stnID=5051&lang=e&dCode=1&StationName=TORONTO&SearchType=Contains&province=ALL&provBut=&month1=0&month2=12, (2012).
- [11] **Hay, J.E. and J.A. Davies**, Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. in *Proceedings First Canadian Solar Radiation Workshop*, (1980).
- [12] **Reindl, D.T., W.A. Beckman, and J.A. Duffie**, Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*. 45(1): pp. 1-7, (1990).