

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 101 (2010)
Heft: 3

Artikel: Anticipation de la production d'énergie photovoltaïque
Autor: Cretegy, Michael
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856055>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Anticipation de la production d'énergie photovoltaïque

Réalisation d'un modèle basé sur les prévisions météorologiques

Les énergies fossiles étant en cours d'épuisement, il est primordial de se tourner vers les énergies renouvelables. Afin de faciliter la régulation du réseau à l'avenir, un modèle permettant d'anticiper la production d'énergie photovoltaïque grâce aux prévisions météorologiques a été développé et évalué à l'HEIG-VD. Ce modèle a également établi qu'un tiers de la consommation d'Yverdon-les-Bains pourrait être fourni par cette source d'énergie si la ville exploitait pleinement son potentiel photovoltaïque.

Michael Cretegny

L'avenir s'annonce avec d'énormes défis à relever dans le domaine de l'énergie, tant en ce qui concerne la consommation, à réduire, que la part de production à base d'énergies renouvelables, à augmenter. Or la production actuelle d'énergie photovoltaïque, par exemple, est encore négligeable. En effet, elle ne représentait que 0,4‰ de la production totale de la Suisse en 2007 [1]. Néanmoins, les ressources d'énergies fossiles déclinant fortement, le développement des énergies vertes devient indispensable.

Les énergies renouvelables de sources photovoltaïque ou éolienne ont cependant une production stochastique, un simple nuage ou une absence momentanée de vent peuvent provoquer des fluctuations non négligeables sur le réseau. Une meilleure formation au sujet de la production de ces nouvelles énergies ainsi qu'une meilleure connaissance de ces systèmes sont nécessaires pour pallier cet inconvénient. Un outil de prévision peut par conséquent devenir un atout majeur pour leur déploiement.

Un modèle permettant d'estimer la variation de production d'énergie photovoltaïque grâce aux prévisions météorologiques a été réalisé à l'occasion d'un travail de diplôme à la Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (HEIG-VD) [2]. L'emploi d'un tel outil par les fournisseurs d'électricité, ou

par tout autre utilisateur de ce type d'énergie, donnerait la possibilité d'anticiper la production photovoltaïque et ainsi de faciliter la régulation du réseau. En effet, ce prototype est applicable dans le cas d'une installation de quelques mètres carrés, tout comme pour un système de plus grande ampleur.

Création d'un modèle

Pour modéliser sur plusieurs jours la production d'électricité d'une région ou d'une simple installation photovoltaïque, différents facteurs tels que les prévisions météorologiques, l'ensoleillement ou encore le rendement des modules photovoltaïques doivent être pris en considéra-

tion. Les principaux paramètres utilisés pour l'élaboration du modèle sont illustrés dans la **figure 1**.

Prévisions météorologiques

Pour estimer la quantité d'électricité qui sera générée par une installation photovoltaïque, il est nécessaire de connaître les prévisions météorologiques pour les jours à venir. MétéoSuisse propose plusieurs modèles de données: des prévisions pour 3 jours, 5 jours, et de 10 jours à 1 mois selon la précision souhaitée [3]. Chaque jour, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température sont fournis par intervalles de 3 h. Pour cette étude, une prévision à 5 jours a été estimée suffisante.

Ensoleillement

Le modèle prend en compte la position du soleil à chaque moment de la journée pour un endroit bien défini sur la terre. Puis, en fonction de l'irradiation globale horizontale reçue par MétéoSuisse, le programme décompose ces données en fonction de l'orientation et de l'inclinaison des modules photovoltaïques afin de déterminer le rayonnement direct sur un plan incliné.

Le facteur d'IAM (Incidence Angle Modifier) correspond à l'affaiblissement de l'irradiation captée par les cellules photovoltaïques par rapport à l'irradia-

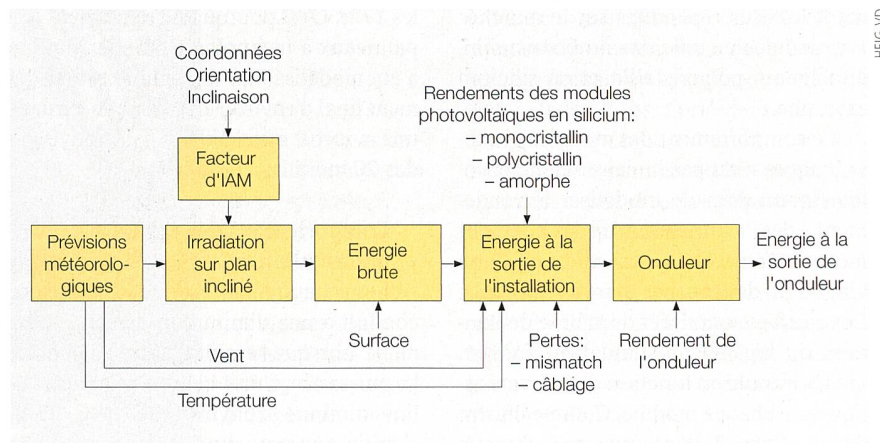
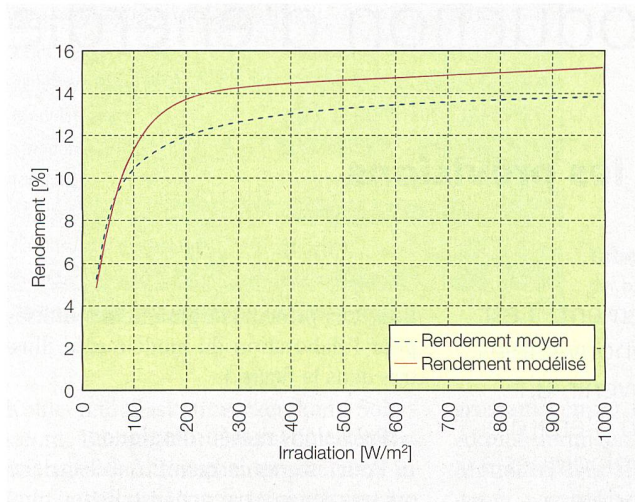
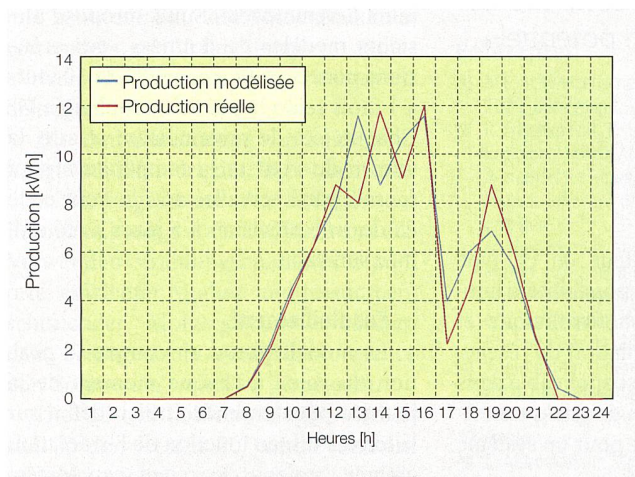


Figure 1 Schéma de principe de la modélisation.



HEIG-VD

Figure 2 Rendement moyen des modules photovoltaïques. La courbe pointillée bleue représente le rendement moyen d'une vingtaine de modules en silicium monocristallin. La courbe rouge est la représentation graphique de la formule mathématique développée.



HEIG-VD

Figure 3 Comparaison entre la production d'électricité de la centrale de Corcelles-sur-Chavornay du 27 juin 2009 et la production modélisée avec les données météorologiques mesurées sur le site de la HEIG-VD.

tion sous incidence normale. Cette perte, basée sur la transmission et la réflexion d'une surface vitrée, obéit à la loi de Fresnel.

Modules photovoltaïques

Cette modélisation n'a considéré que trois technologies de modules photovoltaïques, à savoir celles qui sont actuellement les plus répandues sur le marché: les modules en silicium monocristallin, en silicium polycristallin et en silicium amorphe.

Le comportement des modules photovoltaïques n'est pas linéaire selon l'ensoleillement. Afin de modéliser le rendement des panneaux, un rendement moyen a été calculé sur la base d'une vingtaine de courbes par technologie. Ces courbes sont tirées de la base de données du logiciel de simulation PVSyst, qui les calcule en fonction des caractéristiques de chaque module. Comme illustré dans la **figure 2**, la courbe ainsi obtenue a ensuite été approchée par une formule

mathématique dépendante de l'irradiation [2].

Le rendement des modules monocristallins varie environ de 10 à 18%. En prenant la moyenne des 20 modules comparés, le rendement maximal atteignait tout juste 14%. Cependant, les technologies évoluent et les rendements des panneaux actuels approchent davantage les 17%. C'est pourquoi le rendement des panneaux à technologie monocristalline a été modélisé afin d'atteindre un rendement final d'environ 15% tout en gardant une courbe ressemblant à la moyenne des 20 modules comparés.

Comportement des modules photovoltaïques face à la météo

Le réchauffement d'une cellule solaire conduit à une diminution de son rendement. Lorsque la température augmente, la puissance d'une cellule monocristalline diminue d'environ 0,5%/°C. Cela signifie que pour une augmentation de température de 30°C par exemple, la

perte de puissance sera d'environ 15% [4]. Tout réchauffement est donc à éviter. Un emplacement exposé au vent permettra un meilleur refroidissement et sera donc à privilégier. En général, la température des panneaux solaires varie en été de 40 à 70°C. La perte de rendement pour des modules mal ventilés est ainsi de 4 à 6% supérieure à celle des modules munis d'une face arrière ventilée.

Le rendement relatif des cellules en fonction des conditions extérieures, autrement dit la variation du rendement par rapport au rendement déterminé dans les conditions standards de test (STC), peut être déterminé par une équation tenant compte des lois thermiques de la convection et du rayonnement afin d'obtenir une fonction linéaire de la température moyenne diurne du module photovoltaïque [4].

Onduleur

Pour calculer l'énergie à la sortie de l'installation, il faut encore tenir compte du rendement de l'onduleur.

De la même manière que pour le rendement des modules photovoltaïques, il serait possible de se baser sur le comportement moyen de plusieurs onduleurs afin de définir une équation qui dépendrait de la puissance fournie par les modules. Cependant, l'observation des résultats des pertes de l'onduleur sur plusieurs simulations, a montré que les pertes causées par un niveau de puissance trop faible étaient de l'ordre de 0,1%. Par conséquent, il est raisonnable d'utiliser un rendement constant pour l'onduleur. En faisant la moyenne des rendements de plusieurs onduleurs, une perte d'environ 5,3% a été constatée. Pour la modélisation, le rendement des onduleurs a donc été considéré constant avec une valeur de 94,5%. Bien entendu, par faible ensoleillement, le rendement de l'onduleur est moins bon. Toutefois, cette variation reste négligeable face au rendement des modules solaires, ce qui permet cette hypothèse simplificatrice.

Evaluation du modèle

Dans le but de vérifier que toutes les hypothèses prises pour la modélisation ne soient pas trop évasives, le modèle a été comparé de diverses manières avec une installation existante.

Pour la première comparaison, la centrale de Corcelles-sur-Chavornay a été configurée dans le logiciel de simulation PVSyst avec ses caractéristiques propres. Ce logiciel dispose en outre d'une banque

de données météorologiques mesurées sur toute l'année 1990. En introduisant les données météorologiques d'une journée de l'année 1990 dans le modèle, la production photovoltaïque obtenue pour cette journée différerait de moins de 10% par rapport au résultat obtenu par simulation à l'aide du logiciel PVSyst.

Un résultat similaire a été constaté lors de la comparaison entre la production d'une journée mesurée sur l'installation, et la production modélisée avec des prévisions météorologiques datant du jour précédent.

En utilisant des données météorologiques mesurées sur le toit de la HEIG-VD, le résultat ne diffère plus que de 3%. En effet, le résultat de cette troisième comparaison, présenté dans la **figure 3**, est nettement meilleur que celui basé sur les

prévisions météorologiques. Les différences entre ces deux courbes peuvent être expliquées par le passage de nuages plus ou moins denses. Par exemple, l'écart de temps entre les deux creux du milieu de journée est approximativement d'une heure, ce qui correspondait à la vitesse et à la direction du vent entre le toit de la HEIG-VD et la centrale de Corcelles-sur-Chavornay à ce moment-là.

Estimation du potentiel régional

Le modèle étant défini, il est possible de prévoir la production d'énergie électrique pour une certaine installation sur une durée dépendante des données météorologiques fournies. Mais il peut parfaitement être appliqué à une plus grande échelle, comme pour une ville par exem-

ple. Pour cela, il est nécessaire d'estimer la surface potentielle de toits sur lesquels il serait possible d'installer des modules photovoltaïques.

Procédé de mesure

Swisstopo produit un nouveau modèle numérique de surface (MNS) de haute précision basé sur des mesures directes effectuées sur la totalité du territoire suisse [5]. Ce modèle altimétrique est généré par Lidar (Light Detection and Ranging), un balayage par laser aéroporté [6]. Le modèle numérique de surface reproduit la surface terrestre et intègre des éléments supplémentaires permanents et visibles tels que les forêts et les bâtiments.

Ensuite, un logiciel tel que ArcGIS permet, entre autres, de réaliser une analyse spatiale ou de gérer des volumes importants de données géographiques. Il constitue donc un outil indispensable pour mesurer la surface de toits pour une superficie donnée.

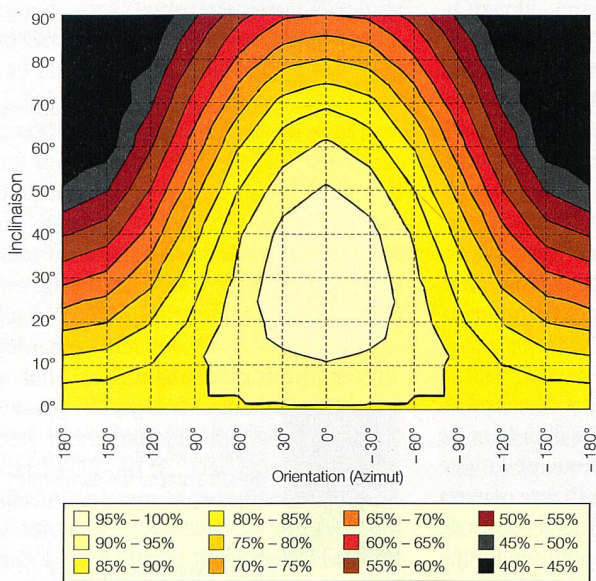
Paramétrage

Pour établir le potentiel d'une ville telle qu'Yverdon-les-Bains, il est nécessaire de déterminer les caractéristiques des toits qui présentent un réel intérêt.

Le graphique de la **figure 4** illustre l'irradiation solaire annuelle en fonction de l'inclinaison et de l'orientation d'une surface par rapport à une position optimale [7]. Grâce à cette figure, il a été possible de déterminer les caractéristiques que les surfaces devaient avoir afin de capter au minimum 90% de l'ensoleillement annuel.

Pour l'étude concernant la ville d'Yverdon-les-Bains, deux analyses ont été effectuées. Dans la première, concernant les toits inclinés, les caractéristiques des surfaces correspondaient à une orientation comprise entre $\pm 60^\circ$ par rapport au sud avec une inclinaison de 10 à 50° par rapport à l'horizontale. La deuxième analyse ne prenait en compte que les toits plats. Dans ce cas, l'orientation n'a pas d'importance étant donné la possibilité d'installer des panneaux photovoltaïques en sheds, c'est-à-dire positionnés sur plusieurs rangées inclinées.

À ce stade, le logiciel ArcGIS est capable de mesurer toutes les surfaces aux caractéristiques définies précédemment. Néanmoins, une cheminée, un arbre ou encore un immeuble à proximité peut produire de l'ombre sur ces surfaces. Le programme ArcGIS est capable d'ignorer toute surface non ensoleillée



NET Nowak Energie & Technologie SA

Figure 4 Irradiation solaire annuelle en fonction de l'orientation et de l'inclinaison d'une surface par rapport à l'irradiation solaire annuelle sur un plan positionné de manière optimale.



HEIG-VD

Figure 5 Illustration des résultats du logiciel de simulation ArcGIS après recherche selon les caractéristiques citées dans le texte. Les surfaces jaunes représentent les toits inclinés, alors que les surfaces roses correspondent à des toits plats.

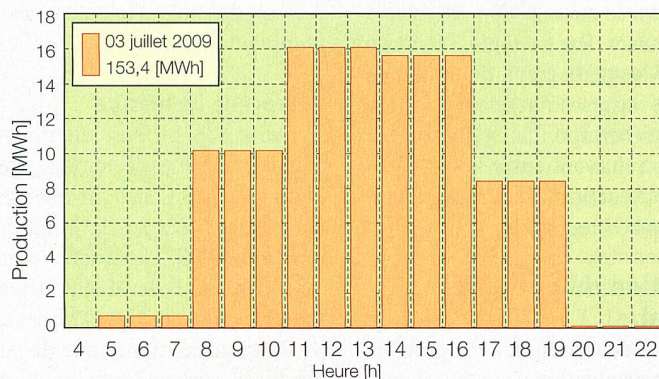


Figure 6 Modélisation de la production d'énergie photovoltaïque pour le potentiel d'Yverdon-les-Bains selon les prévisions du 2 juillet 2009.

durant toute la journée. Il faut alors définir pour les coordonnées de la ville, la position du soleil au minimum à trois moments différents d'une journée. Le logiciel omet alors toutes les surfaces ombrées à ces moments-là.

Résultats

Après simulation, le logiciel ArcGIS fournit un certain nombre de surfaces sur toits inclinés et sur toits plats. En négligeant les surfaces inférieures à 30 m² et en superposant les données sur une orthophoto, le résultat obtenu était semblable à la figure 5.

Pour connaître la surface effective de panneaux solaires qui devrait être installée, il a fallu appliquer certains facteurs correcteurs. En effet, les surfaces acquises par le logiciel sont mesurées sur le plan horizontal. La surface totale sur toits inclinés peut être sans autre majorée d'un facteur de 1,1 (hypothèse faite avec une inclinaison moyenne des toits à 25°). Pour les surfaces plates, un facteur de recouvrement équivalent à 50% est apposé étant donné que les modules photovoltaïques seront installés en sheds et ne pourront ainsi couvrir en moyenne que la moitié de la surface pour éviter au maximum l'ombrage des uns sur les autres.

La surface potentielle calculée pour la ville d'Yverdon-les-Bains se monte à environ 23,7 ha, dont 39% se trouvent sur des toits inclinés et 61% sur des bâtiments plats.

Il est dès lors possible d'appliquer le modèle au potentiel que la ville d'Yverdon-les-Bains représente. Pour une prévision météorologique datant du 2 juillet

2009 pour le jour suivant, une production journalière de 153,4 MWh a été obtenue (figure 6).

En prenant un rendement moyen de 13,3% pour les modules photovoltaïques et l'irradiation solaire moyenne pour la région d'Yverdon-les-Bains, 1200 kWh/m² par année [8], la production annuelle de ce potentiel de surface se monterait à environ 37,8 GWh. Sachant que cette ville consomme plus de 116 GWh par année, la production représenterait alors environ 32% de la consommation annuelle.

Conclusions

Le modèle développé lors de ce travail a permis d'établir que près d'un tiers de la consommation énergétique de la ville d'Yverdon-les-Bains pourrait être couvert grâce à l'énergie photovoltaïque. Lors de cette étude, le potentiel photovoltaïque de la ville d'Yverdon-les-Bains a été déterminé par rapport à des surfaces construi-

HEIG-VD

tes, mais la surface utile pourrait encore s'accroître lors d'installation de modules photovoltaïques sur des parkings ouverts par exemple.

En utilisant les prévisions météorologiques pour le jour suivant, le modèle a estimé une production photovoltaïque pour la centrale de Corcelles-sur-Chavornay ne différant que d'environ 10% avec la production réelle obtenue par cette centrale. Si Yverdon-les-Bains utilisait pleinement son potentiel photovoltaïque, 32% de sa consommation provenant donc de l'énergie photovoltaïque, cette erreur due aux prévisions météorologiques représenterait environ 3% de la consommation totale de la ville. La modélisation réalisée serait alors un outil qui pourrait faciliter la régulation du réseau.

Références

- [1] www.bfe.admin.ch.
- [2] M. Cretegy: Variation de la production photovoltaïque en fonction des prévisions météo, travail de diplôme, HEIG-VD, 2009.
- [3] www.meteosuisse.ch.
- [4] A. Guérin de Montgareuil: La caractérisation des modules solaires photovoltaïques, CLEFS CEA n° 50, page 119, hiver 2004–2005.
- [5] www.swisstopo.ch.
- [6] www.isprs.org/congresses/beijing2008/proceedings/4_pdf/70.pdf.
- [7] NET Nowak Energie & Technologie SA. www.netenergy.ch.
- [8] www.meteonorm.com.

Informations sur l'auteur



Michael Cretegy est ingénieur HES en génie électrique avec orientation sur les systèmes énergétiques. Il a obtenu son diplôme de l'HEIG-VD en 2009. Il est actuellement responsable de projet dans un bureau d'études et de réalisations chez Romande Energie.

Romande Energie Commerce SA, 1110 Morges, michael.cretegy@romande-energie.ch

Zusammenfassung

Prognosen zu Energieerzeugung durch Fotovoltaik

Erstellen eines Modells auf der Grundlage von Wetterprognosen

Da fossile Energieformen allmählich zur Neige gehen, ist es unabdingbar, den erneuerbaren Energien vermehrte Aufmerksamkeit zu schenken. Um in Zukunft die Netzregulierung zu erleichtern, wurde an der HEIG-VD ein Modell entwickelt und evaluiert, das es erlaubt, die Erzeugung fotovoltaischer Energie aufgrund von Wetterprognosen im Voraus zu ermitteln. Gemäss diesem Modell könnte die Stadt Yverdon-les-Bains ein Drittel ihres Verbrauchs mit dieser Energieform decken, würde sie ihr Fotovoltaikpotenzial voll ausschöpfen. CHe