The 6th IBPSA Canada Conference
La 6e conférence d'IBPSA – Canada
Winnipeg, May 19 – 20

SYSTÈME D'OPTIMISATION POUR LA CONCEPTION D'UN BÂTIMENT AVEC UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Yann Le Bail[1], M.Eng., Radu Zmeureanu[2], ing., Ph.D. et Claude Bédard[1], ing., Ph.D.

[1]Département du génie de la construction, ETS (École de Technologie Supérieure), Montréal, Canada

[2]Département de génie du bâtiment, civil et de l'environnement, Université Concordia, Montréal, Canada

RÉSUMÉ

Cet article présente le développement d'un système d'optimisation des performances économique et environnementale d'un bâtiment commercial équipé sur son toit d'une installation photovoltaïque (PV). La performance de l'installation PV est évaluée sur l'ensemble du cycle de vie par un programme de simulation conçu spécifiquement dans le cadre de l'étude. Les paramètres de conception sont la pente, l'orientation de l'installation et le nombre de panneaux PV et le type de cellules PV utilisées. Après avoir vérifié puis validé le programme de simulation, le système d'optimisation est mis en application à Montréal pour un bâtiment donné. Le but est de trouver l'alternative de conception de l'installation PV qui permettra au «bâtiment équipé» de cette installation d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale. L'influence de paramètres géographiques, économiques et environnementaux est ensuite mesurée en déplaçant virtuellement le lieu d'implantation du bâtiment.

INTRODUCTION

Ce projet de recherche s'inscrit dans le contexte des changements actuels du climat planétaire. La principale cause de ces changements est l'utilisation de combustibles fossiles pour fournir de l'énergie. Au Canada par exemple, environ 80% des émissions de gaz à effet de serre sont dues à des activités humaines liées à l'utilisation des combustibles fossiles (Environnement Canada, 2003). Il est alors intéressant de souligner le lien entre le bâtiment et l'environnement. La consommation d'énergie dans les bâtiments représente environ 30% de l'énergie consommée au Canada et contribue dans les mêmes proportions à ses émissions de gaz à effet de serre (135 Mt équivalent CO_2 en 2001) (RNCanada, 2004). Il s'avère donc d'une importance capitale de chercher à abaisser ces quantités.

L'incorporation d'énergies renouvelables, dont l'énergie solaire photovoltaïque (PV) par exemple, peut être une solution intéressante afin de diminuer la consommation d'énergie d'un bâtiment. Au cours des 20 dernières années, l'énergie solaire PV s'est progressivement démocratisée. Des années de recherche et développement ont débouché sur l'augmentation de l'efficacité des modules PV, la réduction des coûts et l'augmentation de la productivité. La croissance mondiale du marché PV est de 35% par an depuis dix ans, et elle s'est encore accélérée en 2007 (EPIA, 2008). C'est le développement des systèmes PV reliés au réseau qui explique cette croissance. Un système PV connecté au réseau élimine le besoin de stockage de l'énergie par des batteries, ce qui diminue considérablement les coûts initiaux et d'entretien. Le système PV utilise le réseau électrique comme une banque dans laquelle l'excès de production peut être injecté dans le réseau électrique et prélevé si nécessaire. Le prix d'achat des modules PV est passé de 30 $/Wp en 1970 à 5 $/Wp en 2003 (Holihan, 2003) et à environ 4 $/Wp aujourd'hui. Le coût d'un système PV demeure malgré tout assez élevé comparé aux moyens de production d'électricité traditionnels. Ces prix assez importants rendent nécessaire l'optimisation des différentes caractéristiques de l'installation.

Par ailleurs, étant donné l'impact considérable que les bâtiments ont sur l'environnement, il est important d'intégrer la performance environnementale comme critère de conception. L'étude utilise la méthode de l'analyse du cycle de vie afin de mesurer l'impact environnemental de l'installation PV de l'extraction des matières premières jusqu'à la mise à disposition finale. De plus les catégories d'impacts considérées dans l'étude incluent la diminution des ressources (fossiles et non fossiles) et l'acidification de l'air en plus de tenir compte du réchauffement climatique.

Cette étude présente donc le développement d'un système d'optimisation des performances économique et environnementale d'un «bâtiment équipé» sur son toit d'une installation photovoltaïque (PV). La première partie présente les indicateurs de performance respectifs en fonction desquelles les performances économique et environnementale sont

évaluées. Puis le programme de simulation permettant l'évaluation de la performance de l'installation PV est détaillé. Ensuite, une étude de cas est présentée pour la ville de Montréal, le but étant de trouver l'alternative de conception de l'installation PV qui permettra au «bâtiment équipé» d'une telle installation PV d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale. L'influence de paramètres géographiques, économiques et environnementaux est ensuite discutée en déplaçant virtuellement le lieu d'implantation du bâtiment.

Dans l'étude, un bâtiment commercial sans installation PV («bâtiment seul») est évalué par un programme conçu par Wang (2005) qui calcule les performances économique et environnementale d'une alternative de conception du bâtiment. Les variables de conception y sont reliées principalement à l'enveloppe du bâtiment. Les deux fonctions objectives sont le coût économique et l'impact environnemental, tous les deux mesurés sur l'ensemble du cycle de vie. L'étude (Le Bail, 2009) consiste à étendre ces deux fonctions objectives et leur mode de calcul pour évaluer les performances économique et environnementale de l'installation PV afin de pouvoir l'ajouter à celle du bâtiment seul et donc obtenir ainsi la performance du « bâtiment équipé » de l'installation PV.

FONCTIONS OBJECTIVES

Critère de performance environnementale

La « consommation d'exergie cumulée étendue » est utilisée comme indicateur pour évaluer la performance environnementale de l'installation PV selon la méthode utilisé par Wang (2005). Cet indicateur présente plusieurs avantages : a) il utilise la méthode de l'analyse du cycle de vie pour évaluer l'impact environnemental de l'installation PV de sa fabrication jusqu'à la fin de son utilisation (la phase de destruction/recyclage n'est pas incluse dans l'étude); b) il considère à la fois l'exergie d'origine fossile (due à la consommation de carburant) et l'exergie d'origine non fossile (due à l'extraction de matériaux) ainsi que les émissions de déchets, c) il ne nécessite pas de coefficients de normalisation et de pondération ce qui réduit l'impact de la subjectivité sur les résultats.

Les phases du cycle de vie sont séparées en phase initiale (*PI*) et en phase de fonctionnement (*PF*). La phase initiale comprend l'extraction des ressources naturelles, la production des matériaux et la construction sur le site. Pour un vecteur de variables X, l'expression pour calculer l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) [MJ] est:

$$LCEI(X) = EI(X) + EF(X) \quad (1)$$

$$LCEI(X) = [CEx\ C_{PI}(X) + AbatEx_{PI}(X)] + [CExC_{PF}(X) + AbatEx_{PF}(X)] \quad (2)$$

EI [MJ est l'impact environnemental dû à la phase initiale], *EF* [MJ] est l'impact environnemental dû à la phase de fonctionnement ; *AbatEx* [MJ] représente la consommation d'exergie d'« abatement » et *CExC* [MJ] la consommation d'exergie cumulée avec *PI* et *PF*, indices désignant respectivement les phases initiale et de fonctionnement.

La consommation d'exergie cumulée s'exprime comme la somme de l'exergie des ressources non fossiles (matériaux) et fossiles consommées pendant toutes les étapes du processus de fabrication. L'exergie des ressources non fossiles est calculée comme le produit de la masse et de son exergie chimique. L'exergie des ressources fossiles est obtenue en multipliant la valeur de la consommation en énergie par le ratio reliant l'exergie de la source d'énergie à son énergie induite. La consommation d'exergie cumulée (*CExC*) peut donc être exprimée ainsi

$$CExC = CExC_{PI} + CExC_{PF} \quad (3)$$

$$CExC_{PI} = \sum_j (\alpha_j \cdot EN_j) + \sum_k (e_k \cdot m_k) \quad (4)$$

$$CExC_{PF} = n \cdot \sum_i (\alpha_i \cdot \frac{ON_i}{\psi_i}) \quad (5)$$

EN_j [J] l'énergie induite pour la source d'énergie j consommé pendant la phase initiale ;
ON_j [MJ] est l'énergie de fonctionnement annuelle pour la source d'énergie i ; n est la durée de vie [années] ;
e_k : Exergie chimique du matériau non fossile k [MJ/kg] ;
m_k : Masse du matériau non fossile k [kg] ;
α_i : Rapport entre l'exergie et l'énergie induite pour la source d'énergie i ;
ψ_i: Efficacité globale exergétique de production et de transport pour la source d'énergie i, utilisée pour convertir les sources d'énergie de fonctionnement en source d'énergie primaire.

La consommation d'exergie d'« abatement » (*AbatEx*) est calculée comme le produit de la masse des émissions de déchets et de son exergie d'« abatement » unitaire.

$$AbatEx = \sum_w e_w \cdot m_w \quad (6)$$

e_w : Exergie d'« abatement » unitaire du déchet émis w [MJ/kg]
m_w : Masse du déchet émis w [kg]

Critère de performance économique

L'autre fonction objective, le coût de fonctionnement sur le cycle de vie *LCC* [MJ], est calculé ainsi :

$$LCC(X) = CI(X) + CF(X) \quad (7)$$

CI : Coût de construction initial de l'installation comprenant la structure de montage, les panneaux, les onduleurs, le câblage et la pose [$].
CF : Coût de fonctionnement sur le cycle de vie comprenant les coûts de consommation d'énergie [$].

Le coût de fonctionnement sur le cycle de vie représente la valeur actuelle des coûts de l'énergie sur l'ensemble de la période d'étude, tenant compte du taux d'escompte et du taux d'augmentation du prix de l'énergie.

$$CF(X) = CA(X) \cdot \frac{1-(1+a)^{-n}}{a} \quad (8)$$

n : Durée de vie [années] ; CA : Coût annuel de fonctionnement [$] pour la première année ; a :Taux d'intérêt effectif

Le taux d'intérêt effectif est lié à deux taux, tous deux incluant l'inflation : le taux d'escompte (i) et le taux d'augmentation du prix de l'énergie (r). Il peut être calculé ainsi (RNCan, 1997) :

$$a = \frac{i-r}{1+r} \quad (9)$$

PROGRAMME DE SIMULATION : PV TOOLKIT

Le rôle du programme de simulation est de calculer la production électrique d'une installation PV à partir de ces caractéristiques. Cette production sera ensuite utilisée afin de déterminer le LCC et le $LCEI$ de l'installation PV pour pouvoir finalement l'ajouter à celle du bâtiment seul.

La production électrique d'une installation PV peut être estimée à partir de la méthode développée par Siegel et al. (1981), et Clark et al. (1984). La production moyenne horaire mensuelle E d'une installation PV peut être calculé selon l'équation

$$E = A \cdot \overline{I_c} \cdot \overline{\eta} \cdot P \quad (10)$$

Les paramètres situés à droite de l'équation sont ensuite explicités : A représente l'aire du champ PV [m^2], $\overline{I_c}$ est la moyenne mensuelle de la radiation horaire incidente au champ PV [W/m^2]. $\overline{\eta}$ est le rendement global de l'installation PV, P est le facteur regroupant l'ensemble des pertes du système.

Calcul des radiations incidentes à l'installation

$\overline{I_c}$ peut être exprimée comme la somme des radiations directes, diffuses et reflétées par le sol :

$$\overline{I_c} = \bar{i}\left[\left(1-\frac{\bar{i}_d}{\bar{i}}\right)R_b + \frac{\bar{i}_d}{\bar{i}}\left(\frac{1+\cos\theta_p}{2}\right) + \rho\left(\frac{1-\cos\theta_p}{2}\right)\right] \quad (11)$$

avec $\bar{i}$ représentant la moyenne mensuelle de la radiation horaire pour une surface horizontale [W/m^2]. $\frac{\bar{i}_d}{\bar{i}}$ est la part moyenne mensuelle du rayonnement diffus comparé au rayonnement total reçu par les panneaux PV. θ_p [°] représente la pente de l'installation PV par rapport à l'horizontale. R_b est le rapport entre le rayonnement solaire direct sur le plan incliné à la pente θ_p et celui sur le plan horizontal. ρ représente l'albédo du sol. Le détail du calcul est explicité par Duffie et Beckman (2006).

Calcul du rendement global

Le rendement global $\overline{\eta}$ de l'installation PV peut être déterminé selon l'équation suivante d'après Siegel et al. (1981) et Clark et al. (1984)

$$\overline{\eta} = \eta_{mp,ref}\left\{1-\frac{\mu_{\eta,mp}}{\eta_{mp,ref}}(T_a - T_r) - \mu_{\eta,mp}\cdot\frac{\tau\alpha\cdot\overline{I_c}}{U\cdot\eta_{mp,ref}\cdot 3600}\cdot\left(1-\eta_{mp,ref}\right)\cdot Z_i\right\} \quad (12)$$

T_a et T_c [°C] désignent respectivement la température horaire ambiante et la température de référence (i.e. 25°C). $\eta_{mp,ref}$ représente le rendement du module au point de puissance maximale dans les conditions de référence, tel que mentionné par le constructeur du panneau PV. $\mu_{\eta,mp}$ désigne quant à lui le coefficient de température au point de puissance maximale. Z_i, intermédiaire de calcul, est détaillé à l'équation (15).

Le terme $\frac{\tau\alpha}{U}$ est évalué par Duffie et Beckman (2006):

$$\frac{\tau\alpha}{U} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} = \frac{T_{c,NOCT} - 20}{800} \quad (13)$$

U est le coefficient de transfert de chaleur global [W/m^2 °C], τ est le facteur de transmission et α le facteur d'absorption. $T_{a,NOCT}$ est la température ambiante en condition d'opération standard et $T_{c,NOCT}$ est la température de la cellule PV en condition d'opération standard [°C]. G_{NOCT} est l'irradiance en condition d'opération standard (i.e. 800 W/m^2).
D'autre part, on a (Duffie et Beckman, 2006):

$$\mu_{\eta,mp} = \eta_{mp,ref}\cdot\frac{\mu_{V_{OC}}}{V_{MP}} \quad (14)$$

μ_{Voc} est le coefficient de température de la tension en circuit ouvert [V/ °C], V_{MP} désigne la valeur de la tension au point de puissance maximal [V]; $\mu_{\eta,mp}$ est

le coefficient de température au point de puissance maximale [°C^{-1}].

Z_i, intermédiaire de calcul, est défini tel que :

$$Z_i = \left(\frac{\overline{I_0}}{\overline{I_c}}\right)^2 \cdot \int_0^{I_{c,Max}} I_c^{\,2} \cdot P(I_c)\, dI_c \qquad (15)$$

$\overline{I_c}$ est la moyenne sur un mois de la radiation horaire incidente au champ PV [W/m^2] et $\overline{I_0}$ est la radiation extraterrestre pour une heure [W/m^2].

L'intégrale de l'équation (15) a été évaluée par Duffie et Beckman (2006), comme étant :

$$\begin{aligned}\int_0^{I_{c,Max}} I_c^{\,2} \cdot P(I_c)\, dI_c &= a_1 \cdot \int_0^{k_{t,Max}} k_t^{\,2} \cdot P(k_t)\, dk_t \\ &+ a_2 \cdot \int_0^{k_{t,Max}} k_t^{\,2} \cdot \frac{I_d}{I} \cdot P(k_t)\, dk_t \\ &+ a_3 \cdot \int_0^{k_{t,Max}} k_t^{\,2} \cdot P(k_t) \cdot \left(\frac{I_d}{I}\right)^2 dk_t\end{aligned} \qquad (16)$$

k_t est le rapport entre le rayonnement horizontal et le rayonnement extraterrestre. Les paramètres a_1, a_2 et a_3 sont des constantes pour une heure et un mois donnés, ils sont évalués par Duffie et Beckman (2006). Les intégrales de l'équation (16) ont été évaluées par Liu et Jordan (1960).

Modélisation des pertes

Tous les éléments nécessaires au calcul du rendement global de l'installation $\overline{\eta}$ de l'équation (12) ont donc été explicités. Le seul terme de l'équation (10) restant à être explicité est le paramètre P qui représente les différentes pertes de l'installation PV et qui s'exprime ainsi :

$$P = (1-\eta_i) \cdot k_{\tau\alpha} \cdot (1 - P_S - P_P - P_M - P_O) \qquad (17)$$

η_i: rendement de l'onduleur. $k_{\tau\alpha}$ (Incidence Angle Modifier) facteur prenant en compte l'effet des vitrages des panneaux, évalué par Duffie et Beckman (2006). P_M: déviation entre le fonctionnement réel et le fonctionnement spécifié par les constructeurs : 3%. P_P : pertes représentant la puissance perdue au point de fonctionnement maximal: 2%. P_S: pertes imputables à la poussière : 0.2%. P_O: pertes ohmiques : 0.4% (CUEPE, 2008). La présence de la neige pourrait diminuer le rendement des panneaux PV. Une fois que les valeurs de A, P, $\overline{I_c}$, $\overline{\eta}$ ont été déterminées, il devient possible de calculer la production électrique moyenne horaire mensuelle de l'installation PV.

Le programme de simulation a été ensuite vérifié puis validé par des comparaisons de résultats avec les logiciels commerciaux RETSCREEN (RNCan, 2007) et PVSYST (CUEPE, 2008). L'influence de paramètres tels que l'orientation, la pente de l'installation et du type de panneaux a été comparée: les résultats de production PV mensuels comme annuels sont à chaque fois proches des résultats trouvés par les logiciels commerciaux.

FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME D'OPTIMISATION

Il est d'abord nécessaire de sélectionner les caractéristiques du bâtiment seul qui resteront fixes par la suite. Nous utilisons le modèle conçu par Wang (2005); ce modèle évalue la performance d'un bâtiment seul en fonction de ses alternatives de conception (par exemple le type d'ouvertures, l'isolation ou le pourcentage de fenestration) en utilisant le logiciel ASHRAE Toolkit pour le calcul des charges thermiques du bâtiment. Une fois les caractéristiques du bâtiment seul fixées, le système d'optimisation (dont le fonctionnement est schématisé à la Figure 1) créé dans le cadre de l'étude peut être démarré. L'utilisateur lance le système après avoir choisi les paramètres de simulation et d'optimisation. Les paramètres de simulation sont les variables de conception de l'installation PV (forme et orientation du champ PV, type et nombre de panneaux) et une contrainte, soit l'aire du toit du bâtiment sélectionné préalablement. Les paramètres d'optimisation étant le choix des fonctions objectives, l'optimisation pourra ainsi être simple (sur une seule fonction objective) ou multiple (sur les deux).

Pour chaque alternative de conception PV, l'optimisateur appelle le programme de simulation PV Toolkit qui calcule la production électrique de l'installation PV ((1) sur la Figure 1). Le programme de simulation PV Toolkit retourne la production PV de l'installation E_{PV} à l'optimisateur ainsi que le coût et l'impact environnemental sur le cycle de vie (LCC_{PV} , $LCEI_{PV}$) qui sont associés à cette alternative de conception PV ((2) sur la Figure 1). L'optimisateur cherche ensuite à connaître les performances économique et environnementale du bâtiment avec ses nouvelles charges horaires. Le «bâtiment équipé» possède les mêmes caractéristiques que le bâtiment seul à l'exception des charges horaires en électricité qui ont été modifiées car elles sont couvertes partiellement par la production d'électricité des panneaux PV. Pour chaque heure, les nouvelles charges horaires en électricité du bâtiment sont ainsi obtenues :

$$E_{Bât}^* = E_{Bât} - E_{PV} \qquad (18)$$

Les charges thermiques ne sont pas recalculées car les paramètres thermique du bâtiment seul ne changent pas. Le programme de simulation ASHRAE Toolkit, qui contient également les calculs du nouveau couple $LCC^*_{Bât}$, $LCEI^*_{Bât}$, est de nouveau utilisé pour calculer le coût d'électricité pour la

nouvelle charge diminuée $E_{Bât}$* ainsi que le LCC. De la même manière on calcule le LCEI qui correspond à la nouvelle charge diminuée $E_{Bât}$* ((3) et (4) sur la Figure 1). La performance du «bâtiment équipé» est donc égale à celle du bâtiment seul avec l'ajout de la performance de l'installation PV :

$$LCC_{BPV} = LCC^*_{Bât} + LCC_{PV} \quad (19)$$

$$LCEI_{BPV} = LCEI^*_{Bât} + LCEI_{PV} \quad (20)$$

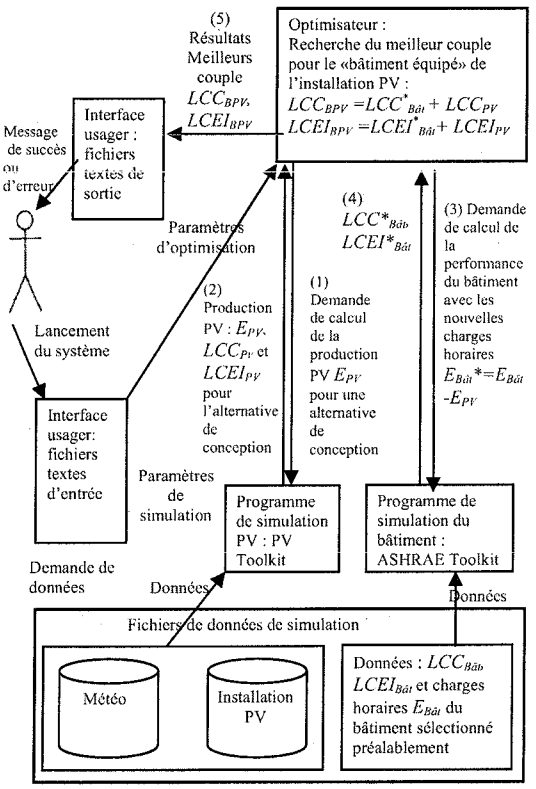

Figure 1 Architecture du système d'optimisation

Enfin une recherche itérative du meilleur couple (*LCC*, *LCEI*) pour le «bâtiment équipé» est lancée. Les caractéristiques du bâtiment seul restent fixes, donc seules les variables de conception PV sont sujettes au changement. L'optimisation prend ainsi la forme d'une recherche exhaustive dans laquelle toutes les alternatives de conception de l'installation PV sont testées. Finalement on identifie l'alternative permettant au «bâtiment équipé» d'atteindre les meilleures performances économique et environnementale ((5) sur la Figure 1).

ÉTUDE DE CAS

Formulation du problème

L'étude de cas vise la conception optimale d'un bâtiment commercial équipé d'une installation PV situé à Montréal. Le champ PV est installé sur le toit plat du bâtiment de type commercial. Les variables de conception de l'installation PV sont la pente et l'orientation de l'installation, le type de cellules PV (monocristallines, multicristallines ou amorphes) et le nombre de panneaux. Le coût sur le cycle de vie (*LCC*) et l'impact environnemental sur le cycle de vie (*LCEI*) sont les deux fonctions objectives à minimiser. La période d'étude de l'analyse sur le cycle de vie (ACV) est de 40 ans et prévoit le remplacement de l'installation PV au bout de 25 années. Le bâtiment d'un étage possède une surface totale de 1000 m^2. L'électricité est la seule source d'énergie utilisée pour le fonctionnement du bâtiment et les tarifs de l'électricité ne changent pas en fonction des saisons. L'installation PV ne possède pas d'énergie propre de fonctionnement.

La répartition des sources d'énergie pour la production d'électricité au Québec est la suivante : 96% d'hydro, 2% de nucléaire et 2% de pétrole (Government of Canada 2001). Cette répartition permet de calculer les facteurs d'émissions et l'efficacité globale de production de l'électricité mentionnés à l'équation (5). Concernant l'acidification, deux gaz majeurs sont considérés, le SO_X et le NO_X; concernant le réchauffement climatique, le CO_2, le CH_4 et le N_2O sont les gaz considérés. Le taux d'escompte et le taux attendu d'augmentation de l'énergie (ces deux taux tenant compte de l'inflation) sont respectivement 3.25% (Banque du Canada, 2006), et 2.41%. Pour les prix de l'électricité, le tarif moyenne puissance est utilisé : 13.44 $ le kW de puissance à facturer, 0.0448 $ par kWh pour les 210 000 premiers kWh, puis 0.0296 $ par kWh pour le reste de la consommation électrique (Hydro-Québec, 2008). Au niveau de l'installation PV, une partie de la production électrique de l'installation est directement utilisée pour l'opération du bâtiment : le client possède alors le statut d'autoproducteur. Hydro-Québec ne rachète pas l'électricité mais fournit un crédit aux autoproducteurs. Au bout de deux ans, ce crédit est remis à zéro : l'autoproducteur n'a donc pas intérêt à produire plus que ce qu'il consomme sur une année.

Résultats et discussion

La première étape consiste à sélectionner les caractéristiques du bâtiment seul qui resteront par la suite fixes. Le programme développé par Wang (2005) est utilisé pour sélectionner l'alternative de conception du bâtiment en fonction de la performance recherchée, en l'occurrence l'enveloppe du bâtiment sélectionnée possède la performance la plus équilibrée possible entre le coût économique et l'impact environnemental.

Les caractéristiques du bâtiment seul étant fixées, la recherche de l'alternative de conception de l'installation PV qui permettra au «bâtiment équipé» de cette installation d'atteindre la meilleure performance peut commencer. Le Tableau 1 compare

les performances du bâtiment seul et du «bâtiment équipé» avec 10 panneaux en fonction des villes étudiées et du type de cellules. Trois options de cellules PV ont été étudiées (Tableau 1) : monocristallines (rendement du panneau η_P=15.1%, puissance crête P_c=85 W_p), multicristallines (η_P=12.6 %, P_c=80 W_p) et amorphes (η_P=6.1%, P_c=50 W_p). Le nombre constant de panneaux permet de mesurer seulement l'influence du type de cellules et de la ville sélectionnée.

Tableau 1 : Comparaison des performances pour 10 panneaux PV

Ville étudiée	Bâtiment seul		« Bâtiment équipé»		
	LCC [$]	*LCEI* [MJ]	Type cellules	Δ*LCC* [%]	Δ*LCEI* [%]
(1) Montréal	$8.48 \cdot 10^5$	$3.94 \cdot 10^7$	Mono.	+1.6%	+0.8%
			Multi.	+1.5%	+0.7%
			Amor.	+0.8%	+0.2%
(2) Montréal avec radiations de Mexico	$8.48 \cdot 10^5$	$3.94 \cdot 10^7$	Mono.	+1.5%	+0.6%
			Multi.	+1.3%	+0.5%
			Amor.	+0.7%	+0.1%
(3) Munich	$1.46 \cdot 10^6$	$1.19 \cdot 10^8$	Mono.	-0.4%	0.0%
			Multi.	-0.6%	0.0%
			Amor.	-0.4%	-0.1%
(4) Bordeaux	$1.15 \cdot 10^6$	$6.39 \cdot 10^7$	Mono.	-0.7%	+0.3%
			Multi.	-0.7%	+0.2%
			Amor.	-0.5%	0.0%
(5) Montréal avec paramètres de Munich	$1.51 \cdot 10^6$	$1.26 \cdot 10^8$	Mono.	-0.9%	-0.2%
			Multi.	-0.9%	-0.2%
			Amor.	-0.6%	-0.2%

Pour la ville de Montréal (ligne 1), le système d'optimisation dégage les meilleures performances environnementale et économique pour un nombre de panneaux nul, soit le bâtiment seul, quel que soit le type de cellules PV installés. Nous nous sommes demandés, dans un premier temps, si ce n'est pas les radiations trop faibles à Montréal qui rendent impossible la rentabilité d'une installation PV.

Nous avons donc utilisé certains paramètres géographiques de Mexico (les radiations reçues ainsi que la latitude et les températures) plutôt que ceux de Montréal (cf. ligne (2) du Tableau 1). Concernant l'installation PV dans la ville de Mexico, la latitude, les radiations et les températures ont été adaptées selon les données EnergyPlus. Le système converge vers un angle de 17 degrés, un angle plus faible qu'à Montréal (37 degrés) afin de capter les rayons qui arrivent avec un angle d'incidence plus élevé tout au long de l'année à cause de la latitude tropicale. La production d'électricité PV augmente de 40 % mais le bâtiment seul possède toujours de meilleures performances que le «bâtiment équipé». Pour les conditions de la ville de Mexico, le *LCC* et le *LCEI* du bâtiment équipé de 10 panneaux à cellules monocristallines sont respectivement de 1.5% et 0.6% supérieurs au *LCC* et au *LCEI* du bâtiment seul. Ainsi, les panneaux sont considérés comme néfastes par le système puisque leur coût économique et leur impact environnemental sont trop importants comparés aux bénéfices (c'est-à-dire la production PV) qu'ils apportent. L'écart de performance entre le bâtiment seul et le bâtiment équipé a cependant légèrement diminué en prenant en compte les radiations reçues à Mexico. Pour comparaison, avec les radiations reçues à Montréal, la bâtiment équipé de 10 panneaux monocristallines possède un *LCC* et un *LCEI* respectivement supérieurs de 1.6% et 0.8%.

L'étape suivante consiste à étudier l'influence d'autres paramètres économiques et environnementaux. Avec des coûts initiaux du bâtiment et de l'installation PV supposés constants, nous avons ensuite considéré l'influence des coûts d'opération seuls en fonction du changement de lieu d'implantation. A Munich en Allemagne, le prix de l'énergie est plus élevé qu'au Québec et le gouvernement autorise le rachat de l'électricité d'origine PV à un prix plus de 6 fois supérieur au prix conventionnel de l'électricité (i.e. 0.574 € /kWh, un taux de change de 1.25 étant appliqué entre le dollar CAN et l'euro). Ces caractéristiques rendent rentable économiquement la production d'électricité d'origine PV vis-à-vis de la production d'électricité conventionnelle et permettent au «bâtiment équipé» d'atteindre une meilleure performance économique que le bâtiment seul, et ce quel que soit le type de cellules (cf. ligne (3) du Tableau 1). D'autre part, la répartition des sources d'énergie servant à produire l'électricité en Allemagne est la suivante (ENS, 2008): 43.6 % provient du charbon, 23.3% du nucléaire, 13% du gaz naturel, 5% du pétrole et 15.1% d'hydro. Cette répartition aboutit à des facteurs d'émissions pour l'électricité produite plus importants et à une efficacité de production moindre que pour le Québec. Ces caractéristiques rendent également rentable environnementalement la production d'électricité d'origine PV vis-à-vis de la production d'électricité conventionnelle et permettent au «bâtiment équipé» d'atteindre une meilleure performance environnementale, quel que soit le type de cellules, comme le montre aussi la ligne (3) du Tableau 1.

Ensuite, le lieu d'implantation a été déplacé vers la ville de Bordeaux, en France. Les paramètres économiques sont proches des paramètres économiques allemands, soit un prix de l'énergie un peu plus élevé qu'au Québec: 0.064 € hors taxes en moyenne le kWh à usage industriel avec un prix de 17.28 € par kW (EDF, 2008) et rachat de la production PV à un prix de 0.55 € /kWh (République française, 2006). Des résultats similaires sont obtenus, ce qui permet une rentabilité économique de l'installation PV (cf. ligne (4) du Tableau 1). Du point de vue environnemental, la répartition des sources d'énergie servant à produire l'électricité en

France est la suivante (Observatoire de l'énergie, 2008): 5.0% provient du charbon, 77.1% de nucléaire, 4.7 % du gaz naturel, 1.2% du pétrole et 12% d'origine hydro. Selon les critères considérés (qui ne tiennent pas compte des déchets solides), l'énergie nucléaire est peu polluante et les coefficients d'émissions sont par conséquents faibles. Ceci favorise l'utilisation de l'électricité conventionnelle plutôt que d'origine PV comme énergie d'opération du bâtiment, ce qui explique que le bâtiment seul atteigne une meilleure performance environnementale que le «bâtiment équipé» sauf pour les panneaux à cellules amorphes où la performance environnementale du «bâtiment équipé» est équivalente à celle du bâtiment seul. (cf. ligne (4) du Tableau 1).

Finalement, c'est le très faible prix de l'énergie, combiné au fait que Hydro Québec n'a pas mis en place un système de rachat de l'électricité PV à un tarif supérieur au tarif de l'électricité conventionnelle, qui rend impossible la mise en place d'une installation PV rentable économiquement au Québec. D'autre part, c'est la très grande propreté et efficacité de l'électricité produite au Québec qui rendent impossible la mise en place d'une installation PV d'un point de vue environnemental. D'ailleurs, à la ligne 5 du Tableau 1, il est facile de constater que si le gouvernement du Québec mettait en place des incitatifs économiques similaires à ceux en vigueur en Allemagne, l'installation PV deviendrait rentable économiquement. De même, dans le cas hypothétique où le mélange de sources d'énergie produisant l'électricité était le même qu'en Allemagne, l'installation PV deviendrait aussi rentable environnementalement.

Le Tableau 2 résume les meilleures alternatives de conception de l'installation PV en fonction des villes étudiées et fait apparaître le nombre optimal de panneaux, alors que le Tableau 1 comparait les résultats pour un nombre constant de 10 panneaux. La colonne « Alternative de conception » indique pour quelle combinaison de variables de conception de l'installation PV les résultats sont présentés. Une alternative de conception de l'installation PV contient les valeurs des quatre variables de conception sous la forme : Type de cellules PV (1 : Monocristallines ; 2 : Multicristallines; 3 : Amorphes), Azimut, Pente, Nombre de panneaux PV. Les numéros des lignes font références aux cinq villes du Tableau 1.

Par ailleurs, le Tableau 2 permet d'expliciter les meilleures valeurs des performances économique et environnementale pour le «bâtiment équipé» : ces valeurs sont ombragées pour chacune des cinq lignes du Tableau 2. Par exemple, pour la ville de Munich, les meilleures performances sont obtenues pour

Tableau 2 : Résumé des principaux résultats du système d'optimisation

	Bâtiment seul		« Bâtiment équipé»			
	LCC [$]	*LCEI* [MJ]	Type cellules	*ΔLCC* [%]	*ΔLCEI* [%]	Alternative de conception présentée
(1)	$8.48 \cdot 10^5$	$3.94 \cdot 10^5$	Mono.	+1.6%	+0.8%	1,0,37,10
			Multi.	+1.5%	+0.7%	2,0,37,10
			Amor.	+0.8%	+0.2%	3,0,37,10
(2)	$8.48 \cdot 10^5$	$3.94 \cdot 10^5$	Mono.	+1.5%	+0.6	1,0,17,10
			Multi.	+1.3%	+0.5	2,0,17,10
			Amor.	+0.7%	+0.1%	3,0,17,10
(3)	$1.46 \cdot 10^6$	$1.19 \cdot 10^5$	Mono.	-14.3%	-1.6%	1,0,37,230
			Multi.	-15.0%	-2.5%	2,0,37,240
			Amor.	-5.6%	-1.5%	3,0,37,120
(4)	$1.15 \cdot 10^6$	$6.39 \cdot 10^5$	Mono.	-16.2%	+6.0%	1,0,37,230
			Multi.	-17.1%	+4.1%	2,0,37,240
			Amor.	-6.4%	+0.1%	3,0,37,120
(5)	$1.51 \cdot 10^6$	$1.26 \cdot 10^5$	Mono.	-19.8%	-3.2%	1,0,37,230
			Multi.	-20.2%	-4.1%	2,0,37,240
			Amor.	-7.3%	-2.0%	3,0,37,120

l'alternative de conception (2,0,37,240) et permettent au «bâtiment équipé» d'atteindre des performances économique et environnementale inférieures de respectivement 15% et 2.5% par rapport aux performances du bâtiment seul (cf. valeurs ombragée pour la ligne (3)).

Concernant le type de cellules, les panneaux à cellules amorphes seraient à privilégier lorsque l'installation PV n'est pas rentable car leur impact environnemental et leur coût sont inférieurs à ceux des autres types de cellules. En revanche, lorsque l'installation PV est rentable, les panneaux à cellules multicristallines sont généralement les plus avantageux. Les meilleures performances sont obtenues pour une pente de 37° par rapport à l'horizontale pour les villes de Munich, Bordeaux et Montréal (ce qui était attendu car les trois villes ont des latitudes très proches) et pour un angle de 17° pour la ville de Montréal avec les caractéristiques géographiques de Mexico (changement dû à la latitude). L'orientation idéale est le plein Sud (i.e azimut 0). Lorsque l'installation n'est pas rentable, on peut considérer le nombre optimal de panneaux PV comme étant nul : à Montréal par exemple : (cf. ligne (1) du Tableau 2) les meilleures performances sont obtenues pour le bâtiment seul alors que pour Munich (cf. ligne (3)). Le nombre optimal est le nombre maximum de panneaux PV qu'il est possible d'installer sur le toit du bâtiment. Les différences de nombre de panneaux du type de cellules s'expliquent par leurs surfaces différentes (et notamment une surface plus grande pour les panneaux à cellules amorphes).

CONCLUSIONS

Améliorer la performance environnementale d'un bâtiment contribue à la réalisation d'une société dite

durable et peut être réalisé par l'incorporation d'énergies renouvelables. Il est essentiel d'utiliser des outils appropriés afin d'aider les concepteurs à rechercher efficacement les meilleures alternatives de conception. Le système d'optimisation présenté dans l'étude peut être utilisé pour trouver les caractéristiques d'une installation PV permettant à un «bâtiment équipé» d'une installation d'atteindre de meilleures performances économique et environnementale. En utilisant la notion de consommation d'exergie cumulée étendue comme indicateur de l'impact environnemental sur le cycle de vie, le problème d'optimisation se trouve simplifié grâce à l'incorporation de toutes les catégories d'impacts en une seule fonction objective. Le programme de simulation PV Toolkit développé pour l'étude, permet le calcul des performances économique et environnementale de l'installation PV et garantit une communication facile avec les autres éléments du système d'optimisation.

L'étude de cas élaborée pour la ville de Montréal montre notamment que l'installation PV n'est pas rentable économiquement ni environnementalement, le système préférant l'électricité conventionnelle comme énergie de fonctionnement du bâtiment. Ceci est dû au très faible prix de l'électricité au Québec et à sa très grande propreté. Les simulations montrent toutefois qu'une installation PV devient rentable économiquement et environnementalement pour une ville comme Munich, en Allemagne, où un prix élevé de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque est proposé au consommateur et où l'électricité conventionnelle est produite à partir de sources d'énergie beaucoup plus polluantes qu'au Québec.

RÉFÉRENCES

Banque du Canada. (2006). *Taux officiel d'escompte.* Département des études monétaires et financières

Clark, D.R., Klein, S.A. et Beckman, W.A. (1984). *A method for estimating the performance of photovoltaic systems.* Solar Energy 33, 551–555.

CUEPE (Centre universitaire d'études des problèmes de l'énergie). (2008). *PVSYST.* Version 4.21. Logiciel. Genève, Suisse: CUEPE.

Duffie, J.A.,W.A. Beckman. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes,* Third Edition. New York: Wiley-Interscience, 919 p.

EDF (Électricité de France). (2008) *Tarifs et conditions du distributeur, effectifs au 15 août 2008.* EDF : publications

ENS (European Nuclear Society). (2008). *Power generation, Germany.* Reports.

Environnement Canada. (2003). *Canada's Greenhouse Gas Inventory 1990 -2001.* Environnement Canada: changements climatiques.

EPIA (European Photovoltaic Industry Association). (2005). *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2007.* Reports.

République française. (2006). *Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.* France. Ministère de l'économie et des finances.

Government of Canada. (2001). *Canada's third national report on climate change.* Ottawa, Canada.

Holihan, P., (2003). *Technology, Manufacturing, and Market Trends in the U.S. and International Photovoltaics Industry.* Official Energy Statistics from the U.S. Government.

Hydro-Québec. (2008). *Tarifs et conditions du distributeur, effectifs au 1er avril 2008.* Hydro-Québec: Publications.

Le Bail, Y., R. Zmeureanu et C. Bédard (2009). *Système d'optimisation pour assister la conception d'un bâtiment intégrant une installation photovoltaïque.* M.Ing., Canada, Ecole de Technologie Supérieure (ETS), 166 p.

Liu, B.Y.H., et R.C. Jordan. (1960). *Interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation.* Solar Energy, vol. 4, n° 3, p. 1-19.

Observatoire de l'énergie. (2008). *Statistiques énergétiques France.* Énergies et matières premières : publications.

RNCan (Ressources Naturelles Canada). (1997). *Model national energy code of Canada for buildings.* Ottawa, Canada.

RNCan (Ressources Naturelles Canada). (2004). *Energy efficiency trends in Canada, 1990 to 2002, O*ttawa, Canada.

RNCan. (2007). *RETSCREEN.* Version 3.2. Logiciel. Varennes, Québec: Ressources Naturelles Canada.

Siegel, M. D., S. A. Klein et W. A. Beckman. (1981). *A simplified method for estimating the monthly-average performance of photovoltaic systems.* Solar Energy, vol. 26, n° 5, p. 413-18.

Wang, W. (2005). *A simulation-based optimization system for green building design.* Ph.D., Canada, Concordia University, 283 p.