

Évaluation du potentiel photovoltaïque du parc immobilier du Canada

PRÉPARÉ PAR :

Erin Gaucher-Loksts
Sophie Pelland

10 janvier 2024

Avis de non-responsabilité

RNCan n'est pas responsable de l'exactitude et de l'intégralité des renseignements contenus dans le matériel reproduit. RNCan doit en tout temps être indemnisé et tenu exempt du paiement de toute réclamation qui découle de la négligence ou d'un autre manquement dans l'utilisation des renseignements contenus dans cette publication ou dans ce produit.

Produits d'une tierce partie

Certains documents figurant dans cette publication ou ce produit peuvent être assujettis aux droits d'auteur d'autres individus ou d'autres organisations. Pour obtenir de l'information sur la propriété et les restrictions en matière de droit d'auteur, veuillez communiquer avec nous par :

Courriel : canmetenergy-canmetenergie@nrca-rnca.gc.ca

Téléphone : 450 652-4621

Droit d'auteur

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie, par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée uniquement à des fins personnelles ou publiques, non commerciales, sans frais ni autre permission, sauf avis contraire.

Nous demandons à l'utilisateur :

- de faire preuve de diligence raisonnable pour veiller à l'exactitude du matériel reproduit;
- d'indiquer le titre complet du matériel reproduit et le nom de l'organisation qui en est l'auteur;
- d'indiquer que la reproduction est une copie d'un document officiel publié par Ressources naturelles Canada (RNCan) et que la reproduction n'a pas été faite en association avec RNCan ni avec l'appui de RNCan.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de RNCan. Pour de plus amples renseignements, communiquez avec RNCan à l'adresse copyright.droitdauteur@nrca-rnca.gc.ca.

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représenté par le ministre des Ressources naturelles, 2024.

Table des matières

1	Introduction	4
2	Méthodologie.....	5
2.1	Nouvelle méthode statistique	5
2.1.1	Potentiel PV technique sur les toits des municipalités sélectionnées	5
2.1.2	Méthode statistique pour le Canada fondée sur l'analyse municipale.....	9
2.1.3	Estimation du potentiel technique des systèmes PV sur les toits pour le Canada et ses provinces et territoires.....	11
2.2	Potentiel PV quasi-économique à partir d'autres méthodes statistiques.....	12
3	Discussion et résultats	15
3.1	Potentiel des systèmes PV pour le Canada et ses provinces et territoires	15
3.2	Comparaison des méthodes, sensibilité et incertitude	19
4	Conclusion.....	22
	Remerciements.....	23
	Références.....	23

Liste des figures

Figure 1 : Emplacement des 11 municipalités du Canada incluses dans l'analyse LiDAR réalisée à l'aide de QGIS [13]	6
Figure 2 : Processus d'analyse municipale à l'aide de données LiDAR.....	8
Figure 3 : Diagrammes en boîte des erreurs de validation croisée des coefficients U_{F2} et Y_r dans les 11 municipalités	10
Figure 4 : Potentiel de capacité PV sur les toits par secteur de bâtiment pour chaque méthode statistique quasi-économique.....	20

Liste des tableaux

Tableau 1 : Spécifications des systèmes PVs et hypothèses pour la modélisation PV.....	8
Tableau 2 : Coefficients de la nouvelle méthode statistique de détermination du potentiel technique des systèmes PV sur les toits	10
Tableau 3 : Critères utilisés par les méthodes quasi-économiques pour sélectionner les surfaces de toits qui sont adaptées aux systèmes PV	13
Tableau 4 : Potentiel technique de capacité PV et de production d'électricité sur les toits selon la méthode de CanmetÉNERGIE.....	15
Tableau 5 : Potentiel de capacité PV et de production d'électricité sur les toits selon la méthode de l'AIE.....	16
Tableau 6 : Potentiel de capacité PV et de production d'électricité sur les façades selon la méthode de l'AIE.....	18
Tableau 7 : Potentiel de production d'électricité PV annuelle sur les toits en pourcentage de la consommation d'électricité des bâtiments ² , par province et par secteur	19
Tableau 8 : Potentiel de production d'électricité PV annuelle sur les façades en pourcentage de la consommation d'électricité des bâtiments ² , par province et par secteur	21

1 Introduction

La Régie de l'énergie du Canada prévoit que la demande d'électricité au Canada fera plus que doubler d'ici 2050, en raison de l'électrification croissante et des besoins d'électricité propre pour atteindre les cibles d'électricité et d'énergie carboneutres de 2035 et 2050, respectivement. [1]. Pour le secteur de l'électricité, il faudra développer de façon importante des technologies comme l'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui convertit l'énergie du soleil en électricité.

En 2006, Sophie Pelland et Yves Poissant ont analysé le potentiel des systèmes PV qui pourraient être installés sur les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels du Canada [2]. Ils ont estimé que ces systèmes pourraient produire chaque année suffisamment d'électricité pour répondre à 29 % des besoins en électricité de ces bâtiments. Depuis lors, le prix des modules PV (aussi appelés panneaux solaires) a diminué d'environ 90 % [3] [4], et ils sont devenus plus efficaces, nécessitant une surface moins grande pour générer la même électricité. Le parc immobilier du Canada s'est également considérablement développé.

Le présent rapport réexamine, améliore et met à jour les estimations du potentiel PV des bâtiments canadiens formulées dans [2]. Il se concentre sur le potentiel technique [5], ce qui signifie que toutes les surfaces de bâtiment permettant l'installation d'un système PV sont comprises, indépendamment de la viabilité financière, de la capacité d'accueil du réseau électrique ou de l'adéquation entre l'offre et la demande en temps réel. Ce potentiel technique constitue le point de départ des études sur le potentiel du marché, c'est-à-dire la contribution que les systèmes PV installés sur les bâtiments pourraient apporter à l'approvisionnement en électricité futur du Canada, une fois que les facteurs économiques, les facteurs d'intégration au réseau et autres facteurs ont été pris en compte.

Le rapport est structuré comme suit. La section 2 décrit la méthodologie utilisée pour générer les estimations de potentiel PV. La section 2.1 décrit l'élaboration et l'application d'une nouvelle méthode statistique pour estimer le potentiel technique des systèmes PV sur les toits au Canada. La section 2.2 traite d'autres méthodes statistiques qui permettent d'obtenir un potentiel PV quasi-économique en se limitant aux surfaces qui respectent certaines exigences en matière d'orientation, d'ombrage, de ressource solaire et de superficie. Les résultats de l'estimation du potentiel technique et du potentiel quasi-économique sont présentés et abordés dans la section 3, et la section 4 contient des commentaires de conclusion.

2 Méthodologie

L'objectif de cette analyse est d'estimer le potentiel technique des systèmes PV installés sur les bâtiments (capacité et production d'électricité) pour le Canada et ses provinces et territoires. La méthode utilisée pour les estimations antérieures dans [2] est fondée sur les règles statistiques dérivées de la tâche 7 du programme de systèmes d'énergie photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie (AIE PVPS tâche 7) dans [6]. Cependant, les méthodes statistiques utilisées dans [6] et dans des analyses plus récentes effectuées au Canada [7] et aux États-Unis [8] [9] comprennent des critères qui sont considérés comme étant davantage financiers que techniques, comme l'exclusion de surfaces en fonction des pertes d'ombrage et de la ressource solaire. Dans le cas des systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments (PVIB), les contraintes liées à l'ombrage et à la ressource solaire ne sont pas pertinentes, puisque les matériaux PV remplacent les matériaux de toiture classiques sur toute la surface du toit, indépendamment de ces facteurs.

Une nouvelle méthode statistique a donc été mise au point pour estimer le potentiel technique des systèmes PV sur les toits au Canada, comme décrit dans la section 2.1. Cette méthode est fondée sur une analyse détaillée du potentiel technique PV dans 11 municipalités canadiennes, menée à l'aide de données de détection et de télémétrie par ondes lumineuses (LiDAR) et de données sur l'empreinte des bâtiments. L'analyse LiDAR n'a pas été utilisée pour l'ensemble du Canada en raison du manque de données : les données LiDAR, et en particulier les données sur l'empreinte des bâtiments, ne sont pas encore disponibles pour toutes les municipalités canadiennes. Ce type d'analyse nécessite également d'importantes ressources informatiques par rapport aux méthodes statistiques.

2.1 Nouvelle méthode statistique

2.1.1 Potentiel PV technique sur les toits des municipalités sélectionnées

La nouvelle méthode statistique a été élaborée à partir des données LiDAR [10] et des données sur l'empreinte des bâtiments [11]. Les données LiDAR aéroportées sont recueillies par des avions qui émettent des impulsions laser en direction du sol et qui suivent leur position à l'aide du système GPS. Le temps de déplacement des impulsions laser est utilisé pour obtenir des valeurs d'élévation de l'emplacement sur la surface de la Terre, et pour générer ce que l'on appelle un nuage de points LiDAR. L'analyse LiDAR a été réalisée pour les 11 municipalités indiquées dans la Figure 1. Les municipalités ont été sélectionnées en fonction de la disponibilité des données sur l'empreinte des



Figure 1 : Emplacement des 11 municipalités du Canada incluses dans l'analyse LiDAR réalisée à l'aide de QGIS [13]

bâtiments et des données LiDAR, de la densité des points LiDAR (avec une médiane de 14,4 points/m² et une fourchette de 4,7 à 90,8 points/m²) et du temps de calcul des simulations. Ainsi, dans les grandes municipalités, seule une partie de la municipalité a été incluse dans l'analyse. Lorsque possible, au moins une municipalité a été sélectionnée dans chaque province ou territoire pour représenter la diversité des climats et parcs immobiliers du Canada.

L'analyse a été réalisée en Python et avec le logiciel QGIS. QGIS a été utilisé pour la visualisation des données. La Figure 2 décrit le processus d'analyse LiDAR et énumère les paquets et modules Python utilisés à chaque étape. WhiteboxTools Open Core v1.4.0 (WBT) [12] a été utilisé pour :

- 1) Créer des modèles numériques de surface (MNS) qui représentent les municipalités comme des surfaces en 3D, chaque pixel correspondant aux objets les plus élevés à chaque emplacement. Cela a été réalisé à l'aide des fonctions LiDARDigitalSurfaceModel et Mosaic de WBT, avec une résolution de MNS de 0,5 mètre.
- 2) Diviser les toits en segments (polygones) avec des caractéristiques associées comme la surface, l'inclinaison (ou la pente) et l'azimut (ou l'aspect). Cela a été réalisé à l'aide de la fonction LiDARRooftopAnalysis de WBT, et le paquet Python gdal v3.4.3 a été utilisé pour rasteriser le fichier.

- 3) Estimer l'ombrage de la composante normale directe ou de faisceau de l'ensoleillement avec un pas de temps horaire sur une année à l'aide de la fonction `TimeInDaylight` de WBT. L'ombrage direct a d'abord été calculé pour chaque pixel du MNS, puis la moyenne a été calculée pour tous les pixels d'un segment de toit donné.

Les données météorologiques horaires d'une année globale type ont été obtenues à partir de l'ensemble de données international de la National Solar Radiation Database (NSRDB) [14] des États-Unis pour les municipalités autres que Yellowknife, et à partir de l'ensemble de données des Fichiers météorologiques canadiens pour le calcul énergétique (FMCCE) [15] pour Yellowknife. L'ensoleillement du plan des modules sans ombrage a été modélisé pour chaque segment à l'aide du modèle Hay-Davies tel qu'il est mis en œuvre dans la fonction `get_total_irradiance` de `pplib v0.8.1` [16]. Ce chiffre a ensuite été multiplié par l'ombrage horaire de WBT pour obtenir l'ensoleillement du plan des modules horaire avec ombrage pour chaque segment.

Le Tableau 1 résume les hypothèses formulées pour la configuration et le rendement des systèmes PV. L'équation suivante a été utilisée pour calculer la capacité PV de chaque segment :

$$P_{segment} = A_{segment} * U_{F1} * \eta_{PV} * CR * kW/m^2 \quad (1)$$

$P_{segment}$	=	Capacité PV du segment (kW)
$A_{segment}$	=	Surface du segment (m ²)
U_{F1}	=	Facteur d'utilisation appliqué pour déterminer la surface adaptée aux systèmes PV (-)
η_{PV}	=	Efficacité du module dans des conditions normales d'essai (-), qui est numériquement équivalente à la densité de puissance du module (kW/m ²)
CR	=	Taux de couverture, c'est-à-dire le rapport entre la surface des modules et la surface du toit (-)

L'efficacité des modules dans le Tableau 1 a été choisie comme représentative des modules PV en silicium monocristallin les plus efficaces sur le marché résidentiel actuel, afin d'anticiper les tendances continues à la hausse de l'efficacité. Les taux de couverture dans le Tableau 1 ont été calculés pour les toits plats et inclinés selon une surface de module supposée de 2 m² et un espace de 1,27 cm [9] entre les modules dans les deux directions. Pour les toits plats, l'espacement entre les rangées de modules a également été pris en compte selon [17], ce qui a conduit à un taux de couverture moins élevé.

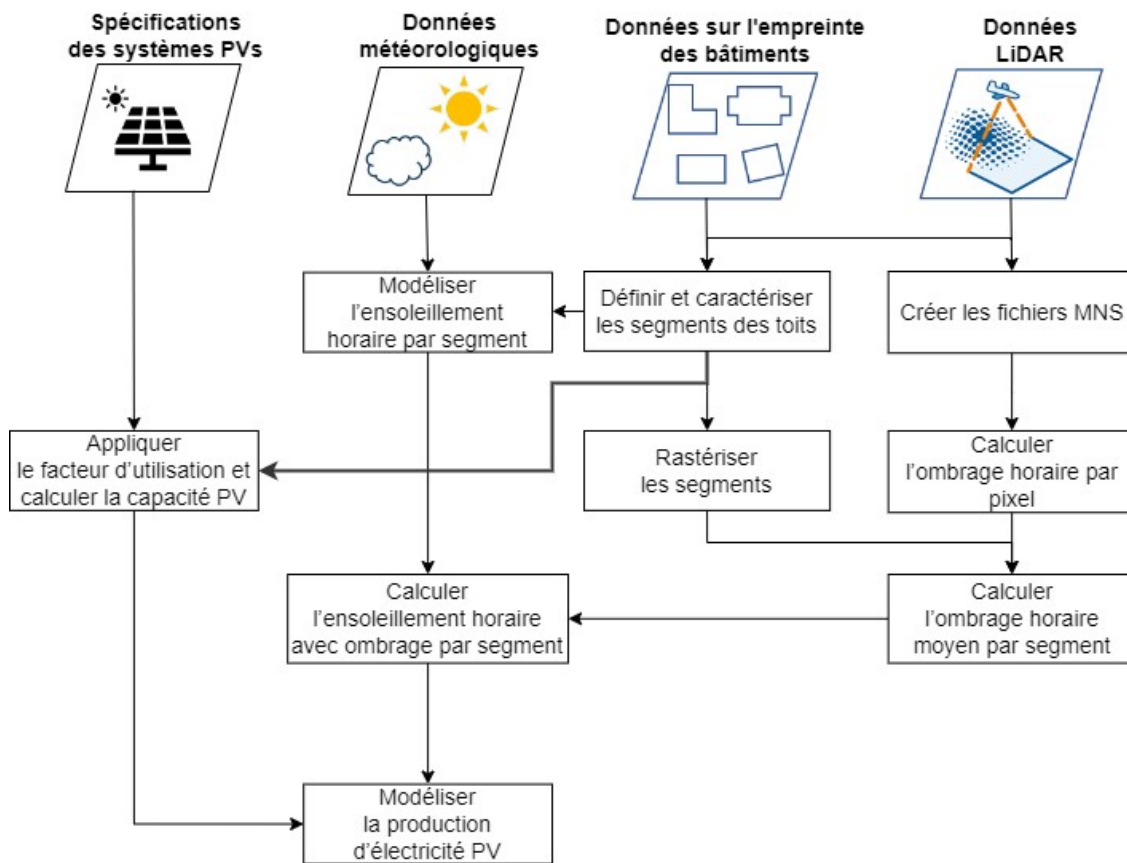


Figure 2 : Processus d'analyse municipale à l'aide de données LiDAR

Tableau 1 : Spécifications des systèmes PVs et hypothèses pour la modélisation PV

Spécification du système PV	Toits inclinés	Toits plats
Inclinaison	Inclinaison du segment	10°
Azimut	Azimut du segment	180° (face au sud)
Taux de couverture	0,96	0,66
Efficacité du module PV	22,5 %	
Ratio de performance	0,75	
Facteur d'utilisation U_{F1}	1,01	

Un facteur d'utilisation (U_F) est simplement un coefficient par lequel les surfaces brutes sont multipliées pour obtenir des surfaces adaptées aux systèmes PV. Le facteur d'utilisation U_{F1} a été appliqué pour tenir compte de deux facteurs : les obstructions sur les toits et un facteur de correction de la segmentation. Cette analyse a supposé que les obstacles sur les toits, comme les cheminées et les événements, représentent 10 % de la

surface du toit, conformément à [18][19], soit un U_F de 0,9. Par ailleurs, un facteur de correction de la segmentation de 1,12 a été utilisé pour corriger un artéfact du processus de segmentation qui réduit artificiellement la surface totale du toit. Ce facteur a été calculé à partir du rapport entre la surface totale de l'empreinte du bâtiment et la surface totale des projections horizontales des segments du toit. La multiplication de ces deux facteurs donne une valeur U_{F1} de 1,01.

L'équation suivante a été utilisée pour calculer l'électricité produite annuellement par chaque segment :

$$E_{segment} = P_{segment} * H * PR * m^2/kW \quad (2)$$

$E_{segment}$	=	Production d'électricité PV annuelle du segment (kWh)
H	=	Ensoleillement annuel du plan des modules du segment (kWh/m ²)
PR	=	Ratio de performance (-)

Le ratio de performance tient compte des pertes globales du système par rapport au fonctionnement à l'efficacité nominale du module dans les conditions normales d'essai¹. La valeur de 0,75 est représentative du rendement moyen sur toute la durée de vie des systèmes PV qui fonctionnent bien.

La capacité totale et la production d'électricité annuelle totale pour une municipalité donnée ont été obtenues en additionnant tous les segments de toits.

2.1.2 Méthode statistique pour le Canada fondée sur l'analyse municipale

Une nouvelle méthode statistique pour estimer le potentiel technique des systèmes PV sur les toits à l'échelle du Canada (ci-après appelée la méthode de CanmetÉNERGIE) a été élaborée à partir des résultats de la section précédente. La méthode suit la même logique que la méthode de l'AIE [6], mais avec deux coefficients développés en Python à partir de l'analyse LiDAR de 11 municipalités. Les deux coefficients, U_{F2} et Y_r , sont définis dans les équations (3) et (4) :

$$P_{toits} = A_{sol} * U_{F2} * \eta_{PV} * GW/km^2 \quad (3)$$

$$E_{toits} = P_{toits} * H_{optimal} * PR * Y_r * m^2/kW \quad (4)$$

¹ Les conditions normales d'essai comprennent une température de cellule de 25 °C, un ensoleillement de 1 000 W/m², un angle d'incidence normal et une masse d'air de 1,5.

P_{toits}	=	Capacité PV totale des toits (GW)
A_{sol}	=	Surface au sol du parc immobilier (km ²)
U_{F2}	=	Facteur d'utilisation pour dériver la surface adaptée aux systèmes PV à partir de la surface au sol (-)
E_{toits}	=	Production d'électricité PV annuelle totale des toits (GWh)
$H_{optimal}$	=	Ensoleillement annuel pour une surface non ombragée orientée de manière optimale (kWh/m ²)
Y_r	=	Rendement solaire, ou fraction moyenne pondérée de $H_{optimal}$ reçue par les surfaces des toits (-)

Les coefficients U_{F2} et Y_r de la méthode de CanmetÉNERGIE sont des moyennes des coefficients calculés pour l'ensemble des municipalités de cette analyse. Ils sont répertoriés dans le Tableau 2. Pour évaluer l'incertitude des coefficients, une approche de validation croisée a été utilisée : les coefficients ont été élaborés en utilisant 10 municipalités et appliqués à la municipalité restante, et l'erreur a été calculée pour chaque municipalité. La Figure 3 montre des diagrammes en boîte des erreurs résultantes, qui se situent toutes à $\pm 8\%$ pour U_{F2} et Y_r . L'incertitude standard associée aux coefficients de la nouvelle méthode a été estimée, à partir de l'écart-type de ces erreurs, à environ 3,6 % pour U_{F2} et 4,9 % pour Y_r .

Tableau 2 : Coefficients de la nouvelle méthode statistique de détermination du potentiel technique des systèmes PV sur les toits

Coefficient élaboré	
U_{F2}	0,81
Y_r	0,70

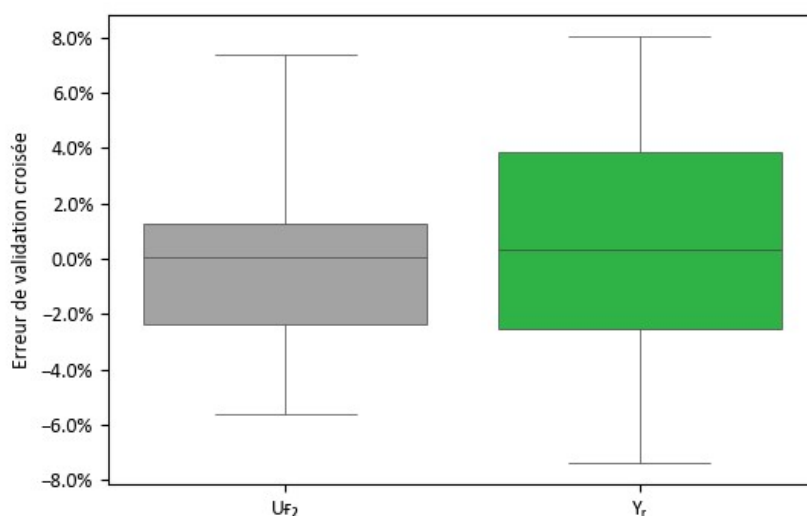


Figure 3 : Diagrammes en boîte des erreurs de validation croisée des coefficients U_{F2} et Y_r dans les 11 municipalités

2.1.3 Estimation du potentiel technique des systèmes PV sur les toits pour le Canada et ses provinces et territoires

La méthode statistique de CanmetÉNERGIE présentée dans les sections précédentes a été utilisée pour estimer le potentiel technique des systèmes PV sur les toits pour le Canada et ses provinces et territoires au moyen des équations (3) et (4) et des données d'entrée propres aux provinces ou territoires $H_{optimal}$ et A_{sol} . L'ensoleillement annuel optimal pour chaque région ($H_{optimal}$) a été obtenu dans [2]. La surface totale au sol (A_{sol}) a été calculée à partir des données relatives à la surface de plancher totale tirées de la Base de données complète sur la consommation d'énergie (BDCCE) [20] de 2019 et de l'Enquête sur l'utilisation commerciale et institutionnelle d'énergie (EUCIE) de 2019 [21]. La surface totale au sol a été estimée à partir de la surface de plancher totale en la divisant par le nombre d'étages comme décrit dans [2], le nombre d'étages pour les bâtiments résidentiels étant fourni par l'Enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages (EUÉM) [22] de 2019. Les immeubles d'appartements et les bâtiments industriels ont été exclus de cette étude, car les données étaient insuffisantes (immeubles d'appartements) ou non disponibles (bâtiments industriels). D'autres sources disposent de données similaires au Canada, comme l'EUÉM, dont l'incertitude est plus élevée que celle de la BDCCE, et la base de données Canadian Building Footprints (CBF) [23]. Contrairement à la BDCCE et à l'EUÉM, la base de données CBF peut fournir directement la surface au sol et le nombre de bâtiments, au lieu d'exiger des estimations fondées sur le nombre d'étages (pour la surface au sol) ou le nombre de ménages (pour le nombre de bâtiments). Toutefois, des analyses préliminaires des données de la base de données CBF ont révélé une certaine incertitude quant à l'exactitude des données, avec des cas où un champ et une partie d'un plan d'eau ont été classés en tant que bâtiments par erreur.

Les résultats de l'estimation du potentiel technique sont présentés à la section 3.1. L'incertitude associée à ces résultats a été estimée en propageant les incertitudes des données d'entrée par l'entremise des équations (3) et (4), en supposant que les données d'entrée ne sont pas corrélées. Les sources d'incertitude pour la capacité sont la surface totale, le nombre moyen d'étages et le coefficient U_{F2} . Une limite supérieure de 16,6 % pour l'écart-type de l'erreur a été retenue pour la surface totale, en fonction de l'indicateur de qualité des données de l'EUÉM. Puisqu'une telle estimation de l'incertitude n'est pas disponible pour la BDCCE, la limite de 16,6 % a également été utilisée, car les données de la BDCCE sont conçues pour être plus précises que celles de l'EUÉM. Par ailleurs, l'incertitude d' U_{F2} a été estimée à 3,6 % dans la section 2.1.2. La propagation de ces incertitudes par l'entremise de l'équation (3) a conduit à une incertitude standard combinée des estimations de capacité de 24 %.

L'incertitude de l'électricité a été calculée à l'aide de l'ensoleillement optimal $H_{optimal}$ de l'équation (4) et du rendement solaire Y_r . Une incertitude standard de 5,9 % a été estimée pour $H_{optimal}$ à partir de l'analyse de McKenney et al. [24], alors qu'une incertitude de 4,9 % a été estimée pour Y_r dans la section 2.1.2. La propagation de ces incertitudes par l'entremise de l'équation (4) a conduit à une incertitude standard combinée des estimations d'électricité de 25 %.

2.2 Potentiel PV quasi-économique à partir d'autres méthodes statistiques

Alors que la section précédente s'est concentrée sur l'estimation du potentiel technique PV à l'aide de la méthode de CanmetÉNERGIE, cette section examine d'autres méthodes statistiques qui intègrent des critères supplémentaires pour qualifier les surfaces comme étant adaptées aux systèmes PV. Puisque les méthodes statistiques sont sensibles aux caractéristiques des parcs immobiliers sur lesquels elles ont été entraînées, seules celles entraînées sur des données internationales, canadiennes ou américaines ont été prises en compte : 1) NREL 2016 - adaptée [9], 2) NREL 2008 [8], et 3) AIE [6]. Ces méthodes sont qualifiées ici de quasi-économiques, car leurs critères reflètent souvent des considérations financières sous-jacentes. Les critères appliqués par chaque méthode pour sélectionner les surfaces du toit adaptées aux systèmes PV sont énumérés dans le Tableau 3.

Comme la méthode de CanmetÉNERGIE décrite à la section 2.1, la méthode NREL 2016 a été élaborée à partir de données LiDAR et de données sur l'empreinte des bâtiments pour 128 municipalités des États-Unis, l'analyse LiDAR alimentant des modèles statistiques pour les municipalités qui ne disposent pas de données LiDAR. Elle a notamment été utilisée dans le cadre de l'Étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables (NARIS) [7] pour estimer à plus de 160 GW le potentiel des systèmes PV sur les toits pour le Canada. La méthode NREL 2016 a été appliquée au Canada en utilisant les données d'entrée décrites à la section 2.1.3. Deux adaptations de la méthode ont été effectuées pour les petits bâtiments : le nombre de bâtiments a été estimé à partir des données de la BDCCE et de l'EUCIE, et une valeur moyenne américaine a été utilisée pour la fraction de bâtiments adaptés, étant donné que les modèles de régression associés nécessitent des données propres aux États-Unis.

Tableau 3 : Critères utilisés par les méthodes quasi-économiques pour sélectionner les surfaces de toits qui sont adaptées aux systèmes PV

Critères	NREL 2016 – adaptée	NREL 2008	AIE
Orientation	Les orientations autorisées doivent respecter les critères suivants : $67,5^\circ \leq \text{azimut} \leq 292,5^\circ$ (sud = 180°) Inclinaison $\leq 60^\circ$	Surfaces brutes multipliées par un facteur d'utilisation (U_F) de 0,3 ou 1 selon le type de bâtiment	Les orientations autorisées doivent respecter les critères suivants : Ensoleillement annuel du plan des modules $\geq 80\%$ de l'ensoleillement du plan des modules sans ombrage pour l'orientation optimale
Pertes d'ombrage	Les surfaces autorisées doivent présenter des pertes d'ombrage inférieures à 20 %	Surfaces brutes multipliées par un U_F de 0,59 à 0,81 selon le climat et le type de bâtiment	Surfaces brutes multipliées par $U_F = 0,85$
Autre	La projection à l'horizontale du plan contigu approprié doit être d'au moins 10 m ²	Surfaces brutes multipliées par un U_F de 0,8 à 1 pour l'adéquation structurelle, selon le climat et le type de bâtiment	Surfaces brutes multipliées par $U_F = 0,75$ pour les éléments de construction, $U_F = 0,9$ pour les éléments historiques

La méthode NREL 2008 est une approche réalisée par des experts de l'industrie, qui ont estimé les facteurs d'utilisation pour tenir compte de la fraction des surfaces du toit qui sont adaptées aux systèmes PV une fois que l'ombrage, l'orientation et l'adéquation structurelle sont pris en compte. La méthode de l'AIE est fondée sur des facteurs d'utilisation dérivés d'estimations et de données internationales. Elle a été utilisée en 2006 pour estimer le potentiel PV des bâtiments au Canada [2]. L'un des avantages de la méthode de l'AIE est qu'elle comprend les façades, alors que les deux autres méthodes et la méthode de CanmetÉNERGIE ne comprennent que les toits.

Il convient de noter que le rapport de l'AIE [6] mentionne explicitement que ses estimations du potentiel PV sont environ deux fois plus élevées si la contrainte relative aux orientations appropriées est supprimée, alors qu'elles diminuent de moitié si le seuil

associé passe de 80 % à 90 %. Comme ces seuils sont quelque peu arbitraires et qu'ils correspondent à des seuils financiers différents en fonction des coûts locaux et de la ressource solaire, il est plus approprié de n'inclure que les seuils qui reflètent les limites physiques quant aux endroits où les systèmes PV peuvent être installés, comme cela a été fait dans le modèle de CanmetÉNERGIE.

3 Discussion et résultats

3.1 Potentiel des systèmes PV pour le Canada et ses provinces et territoires

L'estimation du potentiel PV sur les toits du Canada et de ses provinces et territoires est présentée en détail pour deux méthodes : la méthode de CanmetÉNERGIE (potentiel technique) et la méthode de l'AIE (potentiel quasi-économique), qui se limite aux surfaces respectant les critères énoncés dans le Tableau 3. La méthode de l'AIE a été choisie parmi les méthodes quasi-économiques de la section 2.2 pour faciliter la comparaison avec les estimations de [2], et parce que c'est la seule méthode qui comprend les façades. Les résultats sont présentés dans le Tableau 4 pour le potentiel technique (méthode de CanmetÉNERGIE) et dans le Tableau 5 pour la méthode de l'AIE. L'incertitude et la sensibilité de ces résultats aux paramètres d'entrée sont examinées à la section 3.2.

Tableau 4 : Potentiel technique de capacité PV et de production d'électricité sur les toits selon la méthode de CanmetÉNERGIE

	Résidentiel		Commercial et institutionnel		Total	
	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)
Canada	210	173	90	74	300	247
C.-B.	29	21	12	9	41	30
Ont.	88	71	35	28	122	99
Qc	37	31	20	17	58	48
Alb.	25	22	10	9	35	32
Sask.	7,1	6,8	2,8	2,7	9,9	9,5
Man.	7,2	6,3	3,3	2,8	10,5	9,1
N.-É.	6,4	4,8	2,3	1,7	8,7	6,5
N.-B.	5,0	4,0	1,9	1,5	6,9	5,5
T.-N.-L.	4,0	2,6	1,2	0,8	5,3	3,4
Î.-P.-É.	1,03	0,80	0,38	0,29	1,41	1,09
T.N.-O.	0,25	0,17	0,11	0,08	0,36	0,25
Nt	0,21	0,15	0,09	0,06	0,30	0,21
Yn	0,22	0,16	0,10	0,07	0,32	0,23

Tableau 5 : Potentiel de capacité PV et de production d'électricité sur les toits selon la méthode de l'AIE

	Résidentiel		Commercial et institutionnel		Total	
	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)
Canada	100	104	36	38	136	142
C.-B.	14	13	5	5	19	17
Ont.	42	42	14	14	56	57
Qc	18	19	8	9	26	27
Alb.	12	13	4	5	16	18
Sask.	3,4	4,1	1,1	1,4	4,5	5,4
Man.	3,4	3,8	1,3	1,4	4,7	5,2
N.-É.	3,0	2,9	0,9	0,9	4,0	3,8
N.-B.	2,4	2,4	0,7	0,8	3,1	3,2
T.-N.-L.	1,9	1,6	0,5	0,4	2,4	2,0
Î.-P.-É.	0,49	0,48	0,15	0,15	0,64	0,63
T.N.-O.	0,12	0,10	0,04	0,04	0,16	0,14
Nt	0,10	0,09	0,04	0,03	0,14	0,12
Yn	0,11	0,09	0,04	0,04	0,15	0,13

À l'échelle du pays, cette analyse suggère que jusqu'à 300 GW de puissance PV peuvent être installés sur les toits des bâtiments, ce qui correspond à une production annuelle d'électricité de 247 TWh. Avec la méthode de l'AIE (Tableau 5) plus restrictive, la capacité PV des toits est réduite de 51 %, à 136 GW, alors que la production d'électricité est réduite de 43 %, à 142 TWh. Les façades peuvent augmenter le potentiel quasi-économique de 59 GW et de 45 TWh, comme le montre le Tableau 6. Pour mettre ces chiffres en contexte, la capacité de production d'électricité totale au Canada est d'environ 154 GW [25], alors que la consommation d'électricité annuelle totale de tous les secteurs est d'environ 546 TWh [20], dont environ 60 % est attribuable au secteur résidentiel et au secteur commercial et institutionnel (C et I). Autrement dit, le potentiel technique des systèmes PV installés sur les bâtiments canadiens est considérable par rapport à la capacité totale actuelle du parc de production d'électricité du Canada.

Les résultats indiquent un potentiel plus important dans le secteur résidentiel que dans le secteur C et I : le secteur résidentiel représente 64 % à 70 % de la capacité et de la production d'électricité totales au Canada pour l'une ou l'autre méthode. Pour une maison individuelle moyenne au Canada, le potentiel technique se traduit par

l'installation d'un système PV de 21 kW sur une surface de toit appropriée de 110 m² et par la production d'environ 17,4 MWh par année (825 kWh/kW). Avec la méthode de l'AIE, la capacité installée est réduite à 10 kW, avec un rendement de 10,8 MWh par année (1 042 kWh/kW). Comme prévu, le rendement en kWh/kW est plus élevé pour la méthode de l'AIE, puisqu'elle limite les surfaces à celles qui respectent un seuil d'ensoleillement minimum. Toutefois, cela entraîne un rendement absolu plus faible.

Le Tableau 7 montre le potentiel de production d'électricité des systèmes PV sur les toits en pourcentage de la consommation d'électricité² des bâtiments du secteur résidentiel et du secteur C et I en utilisant les deux méthodes (les données sur la consommation d'électricité proviennent de la BDCCE [20]). Le résultat du potentiel technique au Canada suggère que l'installation de systèmes PV sur les toits des bâtiments pourrait produire une quantité d'électricité annuelle équivalente à 76 % de la demande d'électricité actuelle dans ces bâtiments, avec 100 % dans le secteur résidentiel et 49 % dans le secteur C et I. Le potentiel quasi-économique (AIE) s'élève à 44 % de la consommation d'électricité totale des bâtiments, dont 60 % pour le secteur résidentiel et 25 % pour le secteur C et I. Ce chiffre pourrait augmenter de 18 points de pourcentage si les façades étaient comprises. Les résultats pour le secteur résidentiel varient considérablement d'une province à l'autre.

² Il convient de noter que ces pourcentages ne tiennent pas compte de la nécessité de faire correspondre l'offre et la demande en temps réel. Pour être atteints, ils nécessiteraient un échange avec un réseau électrique ou un stockage de l'énergie flexible.

Tableau 6 : Potentiel de capacité PV et de production d'électricité sur les façades selon la méthode de l'AIE

	Résidentiel		Commercial et institutionnel		Total	
	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)	Capacité PV (GW)	Électricité PV (TWh)
Canada	38	29	22	16	59	45
C.-B.	5,2	3,5	2,9	1,9	8,1	5,4
Ont.	16	12	8,3	6,2	24	18
Qc	6,7	5,1	4,9	3,7	12	8,8
Alb.	4,5	3,7	2,5	2,1	7,0	5,8
Sask.	1,3	1,1	0,7	0,6	2,0	1,7
Man.	1,3	1,0	0,9	0,6	2,1	1,7
N.-É.	1,2	0,8	0,6	0,4	1,7	1,2
N.-B.	0,9	0,7	0,4	0,3	1,3	1,0
T.-N.-L.	0,72	0,43	0,30	0,18	1,02	0,61
Î.-P.-É.	0,19	0,13	0,09	0,06	0,28	0,20
T.N.-O.	0,04	0,03	0,03	0,02	0,07	0,05
Nt	0,04	0,02	0,02	0,01	0,06	0,04
Yn	0,04	0,03	0,02	0,02	0,06	0,04

Les provinces où le potentiel technique de l'énergie PV représente moins de 100 % des besoins actuels en électricité ont généralement un rapport entre la demande d'électricité et l'utilisation totale d'énergie secondaire dans les bâtiments résidentiels supérieur à 0,6. En revanche, les provinces qui ont les pourcentages les plus élevés dans le Tableau 7 n'ont qu'un rapport correspondant d'environ 0,2.

Les pourcentages présentés dans le Tableau 7 sont des estimations actuelles de la consommation d'électricité et d'énergie. Cependant, la consommation d'électricité devrait plus que doubler au cours des 30 prochaines années [1] en raison de l'électrification du chauffage des locaux, des transports et d'autres applications électriques. L'installation de systèmes PV sur les bâtiments peut fournir une source d'électricité supplémentaire et contribuer à atteindre l'objectif de doublement de la production d'électricité.

Tableau 7 : Potentiel de production d'électricité PV annuelle sur les toits en pourcentage de la consommation d'électricité des bâtiments², par province et par secteur

	Potentiel technique – CanmetÉNERGIE			Potentiel quasi-économique – AIE		
	Résidentiel	Commercial et institutionnel	Résidentiel et C et I	Résidentiel	Commercial et institutionnel	Résidentiel et C et I
Canada	100 %	49 %	76 %	60 %	25 %	44 %
C.-B.	105 %	51 %	80 %	63 %	26 %	46 %
Ont.	159 %	52 %	101 %	95 %	27 %	58 %
Qc	44 %	42 %	43 %	26 %	22 %	25 %
Alb.	204 %	49 %	106 %	122 %	25 %	61 %
Sask.	191 %	45 %	100 %	115 %	23 %	57 %
Man.	71 %	50 %	63 %	43 %	26 %	36 %
Î.-P.-É.	320 %	45 %	121 %	192 %	23 %	70 %
N.-É.	101 %	43 %	74 %	61 %	22 %	43 %
N.-B.	70 %	46 %	62 %	42 %	24 %	35 %
T.-N.-L.	61 %	37 %	53 %	37 %	19 %	31 %
T.N.-O.	134 %	49 %	88 %	80 %	25 %	50 %
Nt	133 %	49 %	88 %	80 %	25 %	50 %
Yn	131 %	49 %	87 %	79 %	25 %	50 %

3.2 Comparaison des méthodes, sensibilité et incertitude

La Figure 4 présente les résultats de la capacité PV sur les toits pour le Canada à partir des trois méthodes quasi-économiques présentées à la section 2.2, ainsi que de l'étude NARIS. Les estimations varient considérablement, allant d'un total de 104 GW (NREL 2016 - adaptée) à plus de 160 GW (NARIS). Cela est d'autant plus surprenant que ces deux résultats sont tous deux fondés sur la méthode NREL 2016 [9]. La ventilation par secteur de bâtiment suggère que l'écart est principalement dû à des différences dans les données d'entrée pour les bâtiments commerciaux et institutionnels (la source n'est pas indiquée dans l'étude NARIS, pas plus que l'efficacité supposée des modules PV). Comme prévu, toutes les valeurs du potentiel quasi-économique sont nettement inférieures au potentiel technique sur les toits de 300 GW estimé pour le Canada avec la nouvelle méthode de CanmetÉNERGIE. Ces différences de résultats soulignent l'absence

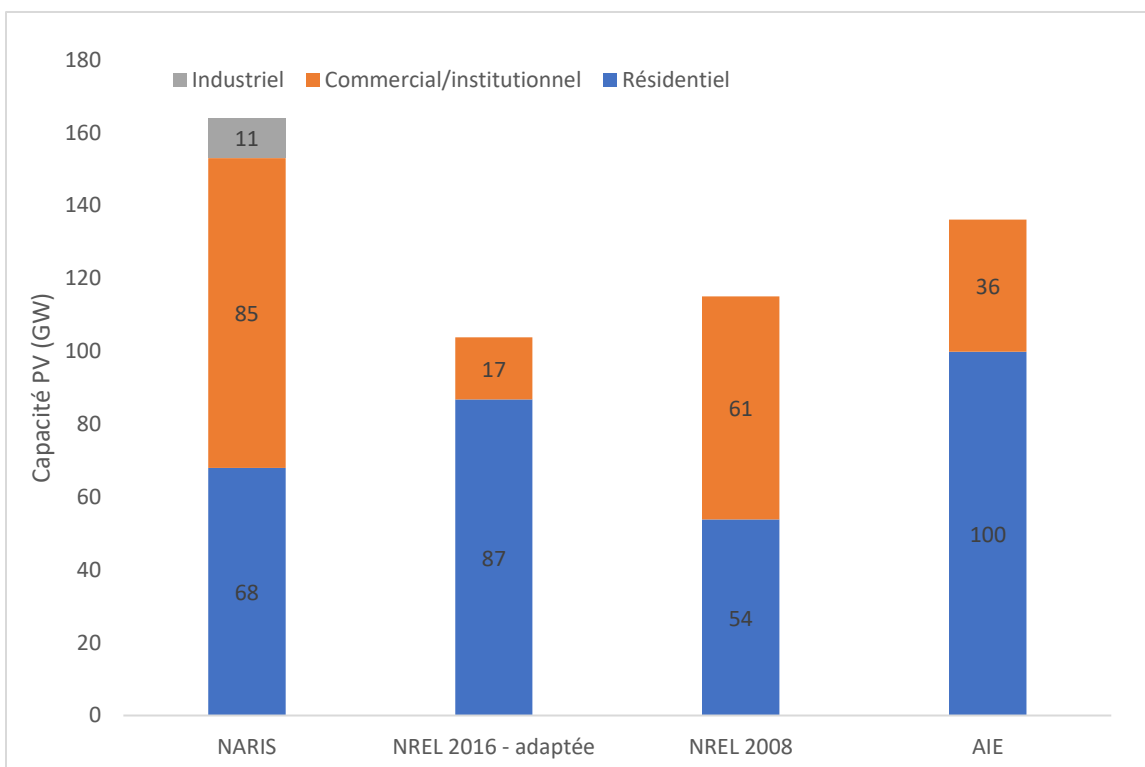


Figure 4 : Potentiel de capacité PV sur les toits par secteur de bâtiment pour chaque méthode statistique quasi-économique

d'accord sur la définition du concept de potentiel PV tel qu'il est utilisé actuellement. Des divergences similaires entre les résultats des différentes méthodes ont été soulevées par Walch et al. pour la Suisse [26], la plus grande source de divergences étant les critères pour les surfaces adaptées aux systèmes PV, similaires aux critères indiqués dans le Tableau 3. L'élaboration de la méthode de CanmetÉNERGIE visait notamment à séparer les contraintes purement techniques des contraintes quasi-économiques.

Comme indiqué dans la section 2.1.2, une incertitude standard de l'ordre de 24 à 25 % s'applique aux estimations du potentiel technique dans le présent rapport, reflétant l'incertitude des données d'entrée de la méthode de CanmetÉNERGIE, comme la surface au sol, l'ensoleillement et les coefficients. Cette incertitude ne couvre pas la sensibilité des résultats aux paramètres sélectionnés comme l'efficacité des modules PV, le ratio de performance, le taux de couverture ou le facteur d'utilisation des éléments de construction. De même, le potentiel PV évoluera avec le temps, à mesure que le parc immobilier s'agrandira, que les modules PV deviendront plus efficaces et que les ratios de performance augmenteront. Par exemple, si l'on compare les résultats de l'AIE (toits et façades) à ceux obtenus avec la même méthode il y a près de vingt ans [2], on

constate une augmentation de la capacité de 73 GW [2] à 196 GW, soit plus du double. Cette augmentation est attribuable à la fois à la croissance du parc immobilier canadien et à l'efficacité accrue des modules PV (22,5 % dans l'estimation actuelle contre 15 % dans [2]). De même, le potentiel de production d'électricité estimé pour les toits et les façades dans [2] correspondait à 29 % de la consommation d'électricité des bâtiments du secteur résidentiel et du secteur C et I à l'époque, alors que l'estimation actuelle de l'AIE s'élève à 58 % de la consommation d'électricité du Tableau 7 et du Tableau 8.

Tableau 8 : Potentiel de production d'électricité PV annuelle sur les façades en pourcentage de la consommation d'électricité des bâtiments², par province et par secteur

	Potentiel quasi-économique - AIE		
	Résidentiel	Commercial et institutionnel	Résidentiel et C et I
Canada	22 %	14 %	18 %
C.-B.	26 %	17 %	22 %
Ont.	36 %	16 %	25 %
Qc	10 %	12 %	10 %
Alb.	41 %	13 %	23 %
Sask.	36 %	11 %	21 %
Man.	15 %	14 %	14 %
Î.-P.-É.	74 %	14 %	31 %
N.-É.	24 %	14 %	19 %
N.-B.	16 %	14 %	15 %
T.-N.-L.	17 %	14 %	16 %
T.N.-O.	34 %	17 %	25 %
Nt	34 %	17 %	25 %
Yn	34 %	17 %	25 %

4 Conclusion

Une nouvelle méthode statistique d'évaluation du potentiel technique des systèmes PV sur les toits au Canada et dans ses provinces et territoires a été élaborée à partir d'un ensemble d'entraînement de 11 municipalités canadiennes disposant de données LiDAR et de données sur l'empreinte des bâtiments de bonne qualité. La méthode diffère des autres méthodes statistiques envisagées en ce sens qu'elle exclut uniquement les surfaces qui ne permettent pas l'installation de systèmes PV, à savoir les obstacles sur les toits comme les cheminées. Cette analyse montre que les systèmes PV sur les toits pourraient produire 247 TWh par année, soit 76 % des besoins actuels en électricité des bâtiments du secteur résidentiel et du secteur C et I au Canada. Pour l'ensemble du Canada, les systèmes PV sur les toits des bâtiments résidentiels peuvent fournir chaque année autant d'électricité que celle consommée par ces bâtiments. Pour les bâtiments commerciaux et institutionnels, ce chiffre tombe à 49 % des besoins annuels. Ces chiffres s'appliquent au nombre de bâtiments et à la demande d'électricité actuels au Canada et changeront nécessairement avec l'augmentation du nombre de bâtiments et de la demande d'électricité, et avec l'évolution de l'efficacité et du rendement des systèmes PV. Bien que les systèmes PV sur les façades soient moins courants (en particulier dans les bâtiments résidentiels), ils pourraient augmenter la production d'électricité potentielle de 45 TWh ou plus par année. D'autres applications dans l'environnement bâti, comme les abris de voiture PV et les systèmes PV sur les bâtiments industriels et les immeubles d'appartements, pourraient encore augmenter ce nombre, mais n'ont pas pu être abordées dans cette étude.

La nouvelle méthode de CanmetÉNERGIE indique un potentiel allant jusqu'à 300 GW pour les systèmes PV sur les toits des bâtiments du secteur résidentiel et du secteur C et I. D'autres méthodes statistiques incluant des contraintes supplémentaires donnent des capacités PV plus faibles, de l'ordre de 104 GW à 160 GW. Bien que ces résultats diffèrent, ils sont tous comparables ou supérieurs à la capacité de production d'électricité totale du Canada, qui est d'environ 154 GW [25]. Autrement dit, le potentiel technique des systèmes PV sur les bâtiments canadiens est important et peut jouer un rôle dans la transition énergétique du Canada. Pour déterminer dans quelle mesure le potentiel technique des systèmes PV sera réalisé, il faudra tenir compte des critères financiers et de l'adoption par le marché, ainsi que de la capacité des réseaux électriques à accueillir cette capacité.

Remerciements

Les auteures tiennent à remercier leurs anciens et actuels collègues de CanmetÉNERGIE pour leur aide dans le cadre de ce projet : Negar Salimzadeh pour avoir contribué à l'élaboration de la méthodologie LiDAR, Benjamin Roy pour avoir exploré les sources de données et effectué des validations préliminaires des résultats d'ombrage de WhiteboxTools, Véronique Delisle pour la gestion du projet, et Marc Provost et Yves Poissant pour leurs commentaires sur ce rapport. Les auteures tiennent à remercier Jean-Samuel Proulx-Bourque, Guillaume Légaré-Couture et Charles Papisodoro du Centre canadien de cartographie et d'observation de la Terre (CCCOT), ainsi que Ian Gibson, Monika Forgo et Peter Greenberg de l'Office de l'efficacité énergétique, pour les informations et les données utiles qu'ils ont fournies. Nous remercions John Lindsay, de l'Université de Guelph, qui nous a guidés dans l'utilisation de WhiteboxTools. Nous remercions également Kyle Edginton, de Canadian Solar Inc., qui a fourni des informations précieuses sur les pratiques courantes d'installation de systèmes PV sur les toits.

Références

- [1] Régie de l'énergie du Canada, « Avenir énergétique du Canada en 2023 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050 », NE2-12E, novembre 2023. Consultation : 29 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2023/>
- [2] S. Pelland et Y. Poissant, « An Evaluation of the Potential of Building Integrated Photovoltaics in Canada », présenté à la 31st Annual Conference of the Solar Energy Society of Canada (SESCI), 2006, p. 8.
- [3] J. Ayoub, Sylvain Martel et Lisa Dignard-Bailey, « National Survey Report of PV Power Applications in Canada – 2006 », rapport AIE PVPS tâche 1, 2007. [En ligne]. Disponible : <https://iea-pvps.org/national-survey-reports/>
- [4] C. Baldus-Jeursen, Y. Poissant et P. Mckay, « National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2022 », rapport AIE PVPS tâche 1, 2023. [En ligne]. Disponible : <https://iea-pvps.org/national-survey-reports/>
- [5] A. Lopez, B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair et G. Porro, « U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis », National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (États-Unis), NREL/TP-6A20-51946, juillet 2012. doi: 10.2172/1047328.
- [6] Tâche 7 du programme de systèmes d'énergie photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie (AIE PVPS), « Potential for Building Integrated Photovoltaics — Achievable levels of electricity from photovoltaic roofs and façades: methodology, case studies, rules of thumb and determination of the potential of building integrated photovoltaics for selected countries », rapport technique AIE — PVPS T7-4 : 2002, 2002.

- [7] G. Brinkman et al., « The North American Renewable Integration Study (NARIS): A Canadian Perspective », NREL/TP-6A20-79225, 1804702, MainId:33451, juin 2021. doi: 10.2172/1804702.
- [8] P. Denholm et R. Margolis, « Supply Curves for Rooftop Solar PV-Generated Electricity for the United States », *Tech. Rep.*, 2008.
- [9] P. Gagnon, R. Margolis, J. Melius, C. Phillips et R. Elmore, « Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States. A Detailed Assessment », NREL/TP--6A20-65298, 1236153, janvier 2016. doi: 10.2172/1236153.
- [10] Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada, « Nuages de points lidar - Série CanÉlévation », Portail du gouvernement ouvert. Consultation : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/7069387e-9986-4297-9f55-0288e9676947>
- [11] Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada, « Bâtiments extraits automatiquement », Portail du gouvernement ouvert. Consultation : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/7a5cda52-c7df-427f-9ced-26f19a8a64d6>
- [12] « Whitebox Geospatial », Whitebox Geospatial Inc. Consultation : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://www.whiteboxgeo.com/>
- [13] Esri et al., « World Imagery », 7 décembre 2023. Consultation : 9 janvier 2024. [En ligne]. Disponible : <https://www.arcgis.com/home/item.html?id=10df2279f9684e4a9f6a7f08febac2a9>
- [14] « NSRDB ». Consultation : 7 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://nsrdb.nrel.gov/>
- [15] Fichiers météorologiques canadiens pour le calcul énergétique (FMCCE), Consultation : 25 août 2020. [En ligne]. Disponible : https://collaboration.cmc.ec.gc.ca/cmc/climate/Engineer_Climate/CWEC_FMCCE/CWEC_FMCCE_v_2020/
- [16] W. Holmgren et al., « pvlib/pvlib-python: v0.8.1 ». Zenodo, 5 janvier 2021. doi: 10.5281/zenodo.4417742.
- [17] L. Romero Rodríguez, E. Duminil, J. Sánchez Ramos et U. Eicker, « Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models: A case study and new methodological approach », *Sol. Energy*, vol. 146, p. 264–275, avril 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.02.043.
- [18] J. Schallenberg-Rodríguez, « Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: The case of the Canary Islands. Methodological review and methodology proposal », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, p. 219–239, avril 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.078.
- [19] Y. Yang, P. E. Campana, B. Stridh et J. Yan, « Potential analysis of roof-mounted solar photovoltaics in Sweden », *Appl. Energy*, vol. 279, p. 115786, décembre 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115786.

- [20] RNCAN, gouvernement du Canada, « Base de données complète sur la consommation d'énergie ». Consultation : 20 novembre 2023. [En ligne]. Disponible : https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm
- [21] RNCAN, gouvernement du Canada, « Enquête sur l'utilisation commerciale et institutionnelle d'énergie (EUCIE) Bâtiments 2019 – Tableaux de données ». Consultation : 20 novembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/eucie/2019/tableaux.cfm>
- [22] RNCAN, gouvernement du Canada, « Tableaux de données de l'Enquête 2019 sur l'utilisation de l'énergie par les ménages (EUÉM 2019) ». Consultation : 19 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/euem/2019/tableaux.cfm>
- [23] « CanadianBuildingFootprints ». Microsoft, 13 décembre 2023. Consultation : 27 décembre 2023. [En ligne]. Disponible : <https://github.com/microsoft/CanadianBuildingFootprints>
- [24] D. W. McKenney et al., « Spatial insolation models for photovoltaic energy in Canada », *Sol. Energy*, vol. 82, n° 11, p. 1049–1061, novembre 2008, doi: 10.1016/j.solener.2008.04.008.
- [25] Hendriks, R.M. et al., « Canadian Open-source Database for Energy Research and Systems Modelling (CODERS) », 2023. [En ligne]. Disponible : https://cme-emh.ca/coders_fr/
- [26] A. Walch, N. Mohajeri et J.-L. Scartezzini, « A critical comparison of methods to estimate solar rooftop photovoltaic potential in Switzerland », *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1343, n° 1, p. 012035, novembre 2019, doi: 10.1088/1742-6596/1343/1/012035.



**La science
au service de tous
les Canadiens**

Ressources naturelles Canada
CanmetÉNERGIE à Varennes
1615 boul. Lionel-Boulet
Varennes, QC J3X 1P7
450 652-4621