

ENERGICA Recherche et
innovation en énergies
renouvelables

Énergie solaire photovoltaïque dans le mix énergétique québécois

Analyse et perspectives



Énergie solaire photovoltaïque dans le mix énergétique québécois

Analyse et perspectives

Gaspé, mai 2021

Rédaction

Karim Belmokhtar, Ph. D., ing. jr.
David Durette, M. Sc.
Olivier Paré-Lambert, M. Sc., CPI
Valéry Bouchard, M. Ing.

Révision technique

Matthew Wadham-Gagnon, ing., M. Ing.
Yves Poissant, Ph. D., CanmetÉNERGIE
Jimmy Royer, ing. à la retraite, Solener
Gabriel Durany, B. Ing., MBA, AQPER
Jean-François Jaimes, B. ing. M. Sc., Énergir

Révision linguistique

Lucie Fauteux, réd. a.
Caroline Farley

Conception graphique

Ghislaine Roy

Les auteurs tiennent à remercier toutes les personnes qui ont contribué directement ou indirectement à la réalisation de cette étude. Ce document demeure la seule responsabilité de ses auteurs et ne reflète pas nécessairement la position des réviseurs et contributeurs qui y ont participé.



Développement
économique Canada
pour les régions du Québec

Canada Economic
Development
for Quebec Regions

La réalisation de cette étude a été rendue possible grâce au soutien financier de Développement économique Canada pour les régions du Québec.

Table des matières

Liste des tableaux	V
Liste des figures	VI
Glossaire	VIII
Sommaire.....	XIV
1. Contexte	1
2. L'énergie solaire : état et perspectives	9
2.1 Des technologies de plus en plus matures.....	9
2.1.1 Le solaire photovoltaïque	10
2.1.2 Le solaire thermique à concentration.....	21
2.2 Une puissance installée en croissance à l'échelle mondiale	25
2.2.1 Évolution de la puissance installée dans les grandes régions du monde	26
2.2.2 Évolution de la puissance installée par segment de marché	44
3. Le solaire PV au Canada	53
3.1 Survol de la situation	53
3.1.1 Irradiation solaire	54
3.1.2 Puissance installée des systèmes solaires PV	56
3.1.3 Cadre réglementaire et politiques	67
3.2 État du marché	69
3.2.1 Les acteurs de l'industrie solaire PV au Canada	69
3.2.2 Moteurs de croissance et barrières de l'industrie solaire PV au Canada	71
4. Le solaire PV au Québec.....	79
4.1 Survol de la situation	79
4.1.1 Irradiation solaire	79
4.1.2 Puissance installée des systèmes solaires PV	81
4.2 État du marché	84
4.2.1 Évaluation des coûts de production d'énergie solaire au Québec	84
4.2.2 Programmes de production et incitatifs pour l'énergie solaire au Québec.....	90

5. L'énergie solaire et la transition énergétique au Québec	93
5.1 Les atouts du solaire PV pour le Québec	95
5.1.1 Les atouts de l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré	96
5.1.2 Opportunités et perspectives pour l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré	100
5.1.3 Les atouts de l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes	102
5.1.4 Opportunités et perspectives pour l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes	104
5.2 Les barrières au solaire au Québec	106
5.2.1 Barrières au développement de l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré	106
5.2.2 Barrières au développement de l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes	109
6. Conclusion, perspectives et recommandations	113
6.1. Conclusion et perspectives	113
6.2. Recommandations	117
7. Références	119

Liste des tableaux

Tableau 2-I	Maturité technologique des modules solaires PV [23].....	10
Tableau 2-II	Comparaison entre les différentes technologies matures de cellules PV [24][36][37][38][40][41].....	15
Tableau 2-III	Comparaison entre les principales technologies de cellules PV émergentes et en développement [24][38][42]-[44][47]-[49].....	17
Tableau 2-IV	Comparaison et caractéristiques des onduleurs et des convertisseurs disponibles sur le marché en 2019 [50].....	19
Tableau 2-V	Cibles du Los Angeles' Green New Deal pour la période 2025-2060 [91].....	31
Tableau 2-VI	Objectifs de l'Allemagne en matière de gestion de l'énergie [121].....	37
Tableau 2-VII	Pays du Moyen-Orient qui font partie de l'Asie.....	38
Tableau 2-VIII	Segments de marché de l'énergie solaire PV [123].....	44
Tableau 2-IX	Puissance solaire cumulative installée par pays à la fin de l'année 2019 [13].....	51
Tableau 3-I	Irradiation solaire de différentes villes canadiennes.....	54
Tableau 3-II	Quelques centrales solaires PV raccordées aux réseaux électriques au Canada.....	58
Tableau 3-III	Projets solaires PV en développement au Canada.....	59
Tableau 3-IV	Développeurs et producteurs d'énergie solaire PV au Canada.....	69
Tableau 3-V	Filière industrielle et de service en solaire PV au Canada.....	70
Tableau 3-VI	Centres de recherche en solaire PV au Canada.....	71
Tableau 4-I	Irradiation solaire moyenne journalière de quelques villes du Québec [16][227].....	80
Tableau 4-II	Prévisions des coûts de production du solaire PV au Québec, de 2020 à 2050.....	87
Tableau 4-III	Prévisions des coûts de production du solaire PV selon le NREL, de 2020 à 2050 [242].....	87
Tableau 4-IV	Tarifs d'électricité au Québec en 2020 et projections 2030 et 2050 [244][245].....	88
Tableau 4-V	Aide financière accordée par le programme Chauffez vert.....	91
Tableau 4-VI	Aide financière accordée par le programme ÉcoPerformance, volets Petits commerces, institutions et industries.....	91
Tableau 5-I	Profils énergétiques des collectivités du Nunavik en 2016 [264].....	94
Tableau 5-II	Caractéristiques des centrales solaires PV de Varennes et de La Prairie [235].....	96
Tableau 5-III	Irradiation solaire de différentes municipalités au Québec, en Allemagne et au Japon [299].....	104
Tableau 5-IV	Projets réalisés ou prévus dans les réseaux autonomes [248][261][301].....	105
Tableau 5-V	Politiques et standards sur l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes selon certaines juridictions.....	110

Liste des figures

Figure 1-1	Évolution de la consommation énergétique mondiale, de 1965 à 2019 [4].....	2
Figure 1-2	Production mondiale d'électricité en 2019 [5].....	3
Figure 1-3	Évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre et de CO ₂ associées à la consommation d'énergie de source fossile [7][8][9].....	3
Figure 1-4	Top 10 des pays ayant le plus de puissance solaire installée cumulée en 2019 [14]....	5
Figure 1-5	Irradiation solaire photovoltaïque dans le monde [16].....	5
Figure 1-6	Évolution du prix et de la production des modules PV polycristallins pour la période 2010-2020 [17].....	6
Figure 2-1	Schéma d'une cellule solaire PV [26].....	11
Figure 2-2	Schéma d'un module PV biface [30].....	12
Figure 2-3	Modules PV monofaces [32].....	13
Figure 2-4	Modules PV bifaces.....	13
Figure 2-5	Module PV à couche mince.....	14
Figure 2-6	Évolution des prix des différentes technologies solaires [34].....	14
Figure 2-7	Évolution du rendement de certaines technologies de modules solaires PV de 1992 à 2017 [51].....	18
Figure 2-8	Évolution et prévision du prix des composantes d'un système solaire [55].....	20
Figure 2-9	Principales technologies de solaire thermique à concentration [57].....	21
Figure 2-10	Composantes de base d'une centrale solaire thermique à concentration.....	23
Figure 2-11	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans le monde, de 2009 à 2019 [13]..	25
Figure 2-12	Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Amérique du Nord, de 2009 à 2019 [13].....	26
Figure 2-13	Puissance installée cumulée d'énergie solaire et contribution à la production totale d'électricité en Californie, de 2009 à 2019 [72][73].....	29
Figure 2-14	Courbe de charge nette réelle en 2012 et 2013 et estimation de 2014 à 2020 pour une journée typique de printemps, en Californie [74].....	29
Figure 2-15	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Amérique du Sud, de 2009 à 2019 [13].....	33
Figure 2-16	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Europe, de 2009 à 2019 [13].....	34
Figure 2-17	Puissance installée cumulée d'énergie solaire et contribution à la production totale d'électricité en Allemagne, de 2009 à 2019 [113].....	36
Figure 2-18	Parc solaire Krughütte de 29,1 MW à Eisleben, en Allemagne [110].....	37
Figure 2-19	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Asie et du Moyen-Orient excluant l'Égypte, de 2009 à 2019 [13].....	38

Figure 2-20	Centrale solaire de 2 050 MW à Pavagada, en Inde [125].....	39
Figure 2-21	Complexe solaire Benban, en Égypte [131].....	41
Figure 2-22	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Afrique, de 2009 à 2019 [13].....	42
Figure 2-23	Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Océanie, de 2009 à 2019 [13].....	43
Figure 2-24	Évolution du coût nivelé minimum et maximum d'installations solaires par type d'application [137].....	45
Figure 2-25	Ajouts réels et prévisionnels de puissance d'énergie solaire PV, 2019-2021 [141].....	47
Figure 2-26	PVIB installé sur la façade du bâtiment John Wilson School of Business de l'Université Concordia [147].....	48
Figure 2-27	Panneaux solaires protégeant un vignoble en période de canicule à Piolenc, en France [149].....	48
Figure 2-28	Centrale photovoltaïque flottante à Piolenc, en France [154].....	49
Figure 3-1	Irradiation moyenne annuelle au Canada au sud du 60 ^e parallèle nord [16].....	55
Figure 3-2	Irradiation solaire moyenne journalière des provinces et des territoires du Canada [16] [156].....	55
Figure 3-3	Évolution de la puissance installée cumulée décentralisée et centralisée d'énergie solaire photovoltaïque au Canada entre 2011 et 2019 [157].....	57
Figure 3-4	Puissance installée cumulative de solaire PV relié au réseau dans les provinces et les territoires du Canada en 2019 [97].....	57
Figure 3-5	Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Ontario, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157].....	61
Figure 3-6	Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Alberta, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157].....	64
Figure 4-1	Irradiation moyenne annuelle au Québec au sud du 60 ^e parallèle nord [kWh/m ² /jour] [16].....	80
Figure 4-2	Puissance installée cumulée d'énergie solaire au Québec, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157].....	81
Figure 4-3	Prévisions de coûts des systèmes solaires PV au Canada selon RNCan, de 2020 à 2050 [97][241].....	85
Figure 4-4	Prévisions de coûts des systèmes solaires PV selon le NREL pour différents scénarios, de 2020 à 2050 [242].....	85
Figure 4-5	Comparaison des coûts entre les États-Unis et le Canada par type de dépense [243].....	86
Figure 5-1	Réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec en Amérique du Nord [272].....	99
Figure 5-2	Portrait de la production d'électricité par source d'énergie selon deux conseils régionaux de la NERC [276].....	99

Glossaire

Autoproduction (énergétique)

Production d'électricité par un particulier (autoproducteur) au moyen d'une installation à base d'énergie renouvelable dont il est propriétaire et exploitant. L'énergie ainsi produite est destinée à combler une partie ou la totalité des besoins en énergie de l'autoproducteur.

Cellule solaire

Composant électronique qui permet de convertir directement le rayonnement solaire en électricité (appelé effet photovoltaïque ou PV). La puissance électrique produite est proportionnelle au rayonnement solaire absorbé par la cellule.

Centrale solaire photovoltaïque

Dispositif de production d'électricité composé de modules photovoltaïques reliés entre eux (en série et en parallèle) et qui utilise des onduleurs pour se raccorder au réseau. La puissance de ces centrales solaires PV est de l'ordre de 1 à 100 MW, voire plus.

Chaîne PV

Ensemble de plusieurs modules PV branchés en série permettant d'augmenter la tension de production. Le couplage en parallèle de plus d'une chaîne PV permet d'augmenter le courant électrique et donc sa puissance sous une tension fournie. Ces couplages sont appelés : groupe PV.

Contrat d'approvisionnement en électricité (PPA en anglais)

Accords financiers entre un acheteur d'énergie et un développeur de projet d'énergie renouvelable. Dans ces contrats, l'acheteur garantit au développeur un prix fixe pour l'énergie fournie par projet, comme un parc éolien ou un parc solaire PV. Les CAE sont des contrats à long terme dont la durée peut atteindre 10 à 30 ans.

Convertisseur CC/CC

Convertisseur de puissance qui convertit une source de courant continu (CC) d'un niveau de tension à un autre. Ce dispositif permet entre autres de faire varier le niveau de tension des chaînes PV et d'optimiser leur production par rapport aux autres chaînes ou par rapport à la charge.

Courbe de canard (*Duck curve* en anglais)

Courbe qui illustre la différence entre la demande d'électricité et la quantité d'énergie solaire PV disponible tout au long de la journée. Cette courbe en forme de canard démontre l'impact de la production de l'énergie solaire sur la production des sources conventionnelles d'énergie. Cette courbe a vu le jour en 2012 en Californie.

Coût nivelé de l'énergie (LCOE *Levelized Cost of Energy* en anglais)

Désigne le coût d'une unité d'énergie, en l'occurrence l'électricité, qui considère l'ensemble des flux monétaires, et ce, sur toute la durée de vie des installations.

Décarbonation

Action qui vise à réduire l'empreinte carbone d'un secteur déterminé. Elle s'opère généralement en remplaçant les hydrocarbures utilisés lors de la fabrication des produits, ou de leur fonctionnement, par une source d'énergie qui n'entraîne pas d'émissions de gaz à effet de serre.

Demi-cellule

Technique de fabrication de modules solaires qui permet de couper en deux un module PV pour obtenir deux modules indépendants en parallèle pour une même surface. Cette nouvelle conception en matière d'assemblage réduit les pertes internes et les pertes dues à l'ombrage, ce qui améliore les performances en termes de rendement énergétique, en particulier en période d'ensoleillement élevé.

Densité énergétique

La densité énergétique d'un système de stockage d'électricité est la quantité d'énergie stockée dans un matériau ou un système de stockage par unité de masse ou de volume. Elle s'exprime respectivement en wattheures par kilogramme (Wh/kg) ou en wattheures par litre (Wh/l).

Énergie solaire photovoltaïque

Désigne l'énergie produite par un système solaire PV en transformant directement le rayonnement solaire en électricité au cours d'une période donnée. Elle est habituellement exprimée en kilowattheures (kWh) ou mégawattheures (MWh) par jour ou par année.

Ensoleillement

Synonyme d'insolation. Quantité de rayonnement solaire direct, incident, par unité de surface horizontale exposée, à un niveau donné, exprimée en W/m^2 .

Équivalent CO₂ (éq. CO₂, eqCO₂)

Valeur de référence qui permet d'exprimer en une unité commune les quantités d'émissions de différents gaz à effet de serre. Cette valeur est établie en comparant, au cours d'une période donnée, le potentiel de réchauffement planétaire des différents gaz à celui du dioxyde de carbone.

Fluide caloporteur

Se dit d'un fluide en mouvement chargé de transporter et de transmettre la chaleur émise en un point pour le céder en un autre point. Ces fluides interviennent principalement dans les échangeurs de chaleur.

Héliostat

Dispositif permettant de suivre la course du soleil, généralement utilisé pour orienter, à l'aide de miroirs, les rayons solaires vers un point ou une petite surface fixe, et ce, toute la journée.

Hors réseau

N'est pas connecté à un réseau électrique intégré ni à un réseau de gaz naturel. Il peut s'agir d'un village, d'une mine, d'un chalet, d'une base militaire, ou autres.

Irradiation

Quantité d'énergie directe et incidente mesurée sur une unité de surface horizontale dans un intervalle de temps. Généralement exprimée en $kWh/m^2/jour$.

Mesurage net

Service accordé par un fournisseur d'électricité à un client, lui permettant de compenser partiellement sa consommation d'électricité facturée. La compensation se fait par la production d'un système à base d'énergie renouvelable que le client exploite sur son site de consommation. Au Québec, la puissance maximale admissible au mesurage net pour une alimentation monophasée a été fixée à 20 kW alors qu'elle est de 50 kW pour les installations triphasées.

Micro-onduleur

Petit onduleur branché directement sur un ou parfois quelques modules PV. Il fonctionne de manière similaire à un onduleur chaîne et transforme le courant continu du module en un courant alternatif et une tension fixe. L'avantage principal de cette méthode de connexion est que tous les modules PV sont branchés en parallèle sur le circuit principal et, en cas d'ombrage sur un module, celui-ci n'impactera pas la production du système solaire PV. Seul le module affecté produira un courant moins élevé. Au besoin, un transformateur pourra augmenter la tension de l'ensemble des modules pour les raccorder à un réseau électrique.

Microréseau

Ensemble de sources énergétiques décentralisées et de charges interconnectées sous moyenne et basse tension. Un microréseau peut avoir la capacité de s'interconnecter au réseau électrique intégré ou de fonctionner en mode îloté, de manière contrôlée et coordonnée. Les microréseaux se caractérisent par leur versatilité de production d'énergie, toutes sources peuvent y être incluses, mais l'option des énergies renouvelables (EnR) y est généralement priorisée.

Microréseau autonome

Système de distribution d'énergie électrique fournie par une ou plusieurs sources d'énergie (photovoltaïque, éolien, génératrice diesel, etc.) et utilisant habituellement une forme de stockage d'énergie (batteries, piles à combustible, etc.). Les microréseaux autonomes sont non reliés à un réseau électrique intégré et ils alimentent des charges isolées (ex. : collectivité ou village éloigné, site minier, chalet, base militaire, etc.). Voir également *Réseaux autonomes*.

Module biface

Modules dotés de cellules qui sont en mesure d'absorber la lumière sur leur face avant et sur leur face arrière. Une partie du rayonnement solaire est réfléchi sur la surface arrière du module, ce qui permet de générer une quantité d'énergie supplémentaire pour une même surface de modules.

Module monoface

Module doté de cellules photovoltaïques qui sont en mesure d'absorber la lumière seulement sur leur face avant.

Module photovoltaïque (module PV)

Ensemble de cellules photovoltaïques interconnectées en série et en parallèle et assemblées en une seule unité pour installation. Les cellules sont connectées en série pour augmenter la tension. Un ensemble de cellules en série peut être connecté en parallèle pour augmenter le courant électrique. Le module constitue l'unité de base du panneau solaire.

Onduleur

Dispositif électronique permettant de générer un signal (tension et courant) alternatif à partir d'une source d'énergie électrique à courant continu.

Onduleur central

Onduleur seul qui gère toute l'installation solaire photovoltaïque ou une partie du système. Toutes les chaînes, constituées de modules solaires reliés en série, sont réunies dans un raccordement en parallèle. Cette solution permet une certaine économie d'échelle, une grande simplicité d'installation et des coûts d'entretien réduits. Cette configuration est en revanche particulièrement sensible aux ombrages partiels et aux variations de positionnement qui limitent l'exploitation optimale de chaque chaîne et rend le système plus vulnérable aux pannes. Il est adapté à des systèmes solaires PV uniformes par leur orientation, inclinaison et conditions d'ombrage.

Onduleur chaîne

Chaque chaîne composée de plusieurs modules solaires photovoltaïques reliés en série possède son propre onduleur qui représente de fait une mini installation propre. Sous cette configuration, il est possible d'obtenir un courant maximal pour chaque chaîne PV, peu importe son orientation ou l'ombrage pouvant l'affecter. Le courant maximal pourra ensuite être additionné aux autres chaînes du groupe PV, augmentant ainsi le rendement total du système par rapport aux configurations utilisant des onduleurs centraux.

Panneau solaire photovoltaïque

En langage populaire, ce terme est aussi utilisé pour désigner un module photovoltaïque. Voir également *Puissance Module photovoltaïque*.

Parc solaire

Site et ensemble des infrastructures (bâtiments, routes d'accès, etc.) et des équipements (panneaux, onduleurs, etc.) raccordé à un réseau (intégré ou autonome). Un parc solaire est destiné à la production d'énergie électrique à partir du rayonnement solaire.

Potentiel solaire

Représente la production énergétique d'électricité sur une période donnée (annuelle ou mensuelle) d'un système PV de 1 kW de puissance installée. Ce potentiel est habituellement exprimé en kWh/kWc. Voir *Puissance solaire photovoltaïque*.

Puissance installée

La puissance électrique installée représente la capacité de production électrique nominale dans des conditions de fonctionnement standard. Son unité est le watt (W) et pour une production de centrale électrique, elle est le plus souvent exprimée en mégawatts (MW), voire en gigawatts (GW). Cette puissance électrique peut être d'origine hydraulique, nucléaire, thermique, solaire ou éolienne. En solaire, la puissance maximale d'un système PV complet incluant les onduleurs est souvent exprimée en MWac pour la différencier du MWc qui n'inclut que la puissance crête du groupe de module PV. Voir *Puissance solaire photovoltaïque*.

Puissance solaire

Inclut la puissance solaire photovoltaïque et thermique à concentration. À moins d'être cité explicitement, la puissance solaire est considérée comme de la Puissance solaire photovoltaïque puisque la puissance thermique à concentration installée mondialement est très faible (~ 1 % de la puissance solaire photovoltaïque).

Puissance solaire photovoltaïque

Aussi connue comme puissance crête, elle est la puissance d'un module ou d'un panneau solaire PV en courant continu qu'un système PV peut produire sous des conditions d'essai standardisées, soit un ensoleillement de 1 000 W/m², d'une température de la cellule de 25 °C, d'un spectre solaire AM 1,5 et d'une orientation perpendiculaire à l'ensoleillement. La puissance crête s'exprime généralement en watts-crête (Wc) pour une cellule ou en kilowatts-crête (kWc) ou mégawatts-crête (MWc) pour un groupe PV.

Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire, souvent appelé la ressource solaire, est un terme général désignant le rayonnement électromagnétique émis par le soleil. La lumière, partie visible du rayonnement solaire, est captée et transformée en énergie électrique par les systèmes photovoltaïques.

Réseau autonome

Système de production d'électricité non reliés à un réseau électrique intégré. Ces systèmes électriques alimentent des charges isolées telles que des sites miniers nordiques ou des collectivités non reliées. Ces réseaux autonomes ont en général une seule source de production d'énergie, comme les centrales thermiques au diesel.

Réseau électrique intégré

Un réseau électrique intégré est un ensemble d'infrastructures ayant pour objectif d'acheminer l'électricité des centrales de production (hydroélectriques, fossiles thermiques, nucléaires, etc.) vers les consommateurs. Il est constitué de lignes électriques de différents niveaux de tension, connectées entre elles afin de transporter et de distribuer l'électricité vers les lieux de consommation.

Solaire thermique à concentration (CSP)

Système de production d'énergie qui concentre les rayons du soleil sur un fluide caloporteur à l'aide de miroirs ou d'auges réfléchissantes qui suivent la course du soleil. L'énergie thermique accumulée dans ce fluide caloporteur permet d'actionner une turbine pour produire de l'électricité. Ce type de centrale peut stocker l'énergie thermique et ainsi prolonger le fonctionnement de la centrale plusieurs heures au-delà du coucher du soleil.

Suiveur à axe simple et à deux axes

Correspond à une structure portante du système solaire qui utilise le principe de l'héliostat afin d'orienter les panneaux solaires dans une position optimale par rapport à l'incidence du rayonnement solaire et d'augmenter ainsi leur productivité. Un traqueur à axe simple permet typiquement de varier l'angle des panneaux en suivant la trajectoire du soleil en azimut (d'est en ouest) au cours de la journée. Le traqueur à deux axes fera varier l'angle des panneaux en azimut et en hauteur (nord au sud) selon la saison et selon l'avancement de la journée, afin de garder ceux-ci le plus perpendiculaires au rayonnement solaire.

Système solaire PV

Inclut tout équipement destiné à capter le rayonnement solaire en vue de sa conversion et de sa distribution sous forme d'électricité (onduleurs, panneaux PV, etc.). Composé de groupes de modules solaires PV raccordés en série ou en parallèle.

Tarification 1^{re} tranche

Correspond au tarif proposé par Hydro-Québec à ses clients résidentiel et commercial lorsque la consommation d'énergie journalière ne dépasse pas un certain seuil de tarification.

Tarification 2^e tranche

Correspond au tarif proposé par Hydro-Québec à ses clients résidentiel et commercial lorsque la consommation d'énergie journalière dépasse le seuil de tarification de la première tranche.

Transition énergétique

Désigne l'ensemble des transformations du système de production, de distribution et de consommation d'énergie effectuées sur un territoire. Concrètement, la transition énergétique vise à transformer un système énergétique pour diminuer son impact environnemental.

Sommaire

En 2019, le solaire représentait, avec l'éolien, 90 % des ajouts de puissance d'énergie renouvelable installée dans le monde. La puissance cumulée mondiale des installations solaires photovoltaïques (PV) et thermiques à concentration, y compris les systèmes hors réseau, s'élevait alors à 584,8 GW et représentait près de 23 % de la production mondiale d'énergie de sources renouvelables. Le solaire photovoltaïque qui occupait la plus grande part, avec 578,5 GW de puissance installée, enregistrait une croissance annuelle de 98 GW, soit cinq fois plus qu'en 2010.

Des coûts résolument à la baisse couplés d'importantes avancées technologiques

Cette importante avancée du solaire PV s'explique par différents facteurs. La demande énergétique mondiale qui connaît une croissance sans précédent couplée aux impacts environnementaux de l'utilisation des combustibles fossiles force les nations à entreprendre une importante transition énergétique vers des sources d'énergie plus pérennes. Propre, abondante et renouvelable, l'énergie solaire figure à ce titre comme une ressource énergétique parmi les plus prometteuses.

La baisse significative des coûts et la capacité accrue de production et d'exploitation à grande échelle de modules toujours plus efficaces jouent également en faveur de l'énergie solaire. Selon les plus récentes données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), le coût actualisé de l'électricité (LCOE) des centrales solaires PV raccordées au réseau a baissé en moyenne de 82 % entre 2010 et 2019, alors que le prix des modules PV polycristallins enregistrait, au cours de la même période, une diminution de 90 %. Aucune autre technologie de production d'électricité n'a été en mesure de suivre un tel rythme de réduction des coûts.



Bien que les modules en silicium cristallin (c-Si) (95 %) et de couches minces (5 %) occupent la majorité du marché, d'importantes avancées technologiques laissent présager de nouvelles percées dans le domaine des modules solaires et des onduleurs. En somme, l'évolution des technologies et les coûts qui continueront vraisemblablement de décroître pour la prochaine décennie contribueront à rendre la technologie solaire encore plus attrayante.

Le solaire à travers le monde

La puissance cumulée mondiale du solaire (PV et thermique à concentration) est passée de 23,6 GW en 2009 à 584,8 GW en 2019, alors que pour cette seule année, 98,1 GW de puissance solaire étaient ajoutés. Bien que les systèmes de production décentralisée aient enregistré une croissance notable au cours des dernières années, le marché reste largement dominé par les grandes centrales raccordées aux réseaux.



En 2019, l'Asie détenait 57 % de la puissance installée cumulée de solaire photovoltaïque dans le monde avec 330,1 GW, tandis qu'en 2018, elle dominait le marché des onduleurs PV avec 71 % des nouvelles installations mondiales. La Chine demeure le plus grand marché du solaire PV d'Asie, avec 205,5 GW de puissance installée cumulée, suivie du Japon avec 61,8 GW, de l'Inde avec 34,6 GW et de la Corée du Sud avec 10,5 GW. Le Moyen-Orient excluant l'Égypte est également fort compétitif avec un cumul de puissance installée de solaire PV qui atteignait 6,0 GW en 2019, notamment aux Émirats arabes unis et en Israël. En Europe, l'Allemagne se démarque particulièrement avec 49,0 GW des 140,5 GW de puissance installée cumulative à la fin de l'année 2019. De la même façon, l'État de la Californie arrive en tête de liste aux États-Unis avec une puissance totale d'énergie solaire qui atteignait, en 2019, 27,3 GW, soit 20 % de la production totale d'électricité de la Californie et 38 % de la production d'énergie renouvelable. La baisse spectaculaire des coûts, les politiques musclées et les nombreux incitatifs mis de l'avant dans ces deux juridictions expliquent l'important essor des installations solaires.

Le Canada : un pays à fort potentiel

Le Canada figurait, en 2018, au quinzième rang mondial en termes de cumul de puissance installée d'énergie solaire photovoltaïque. À la fin de l'année 2019, la puissance installée cumulée des systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau était estimée, au pays, à 3,3 GW, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 354 MW par an depuis 2011. Cette position reposait notamment sur l'Ontario qui détenait, en 2019, 94 % des installations solaires PV au Canada pour une puissance installée de 3 135 MW. Les incitatifs financiers avantageux mis en place à la suite de l'adoption, en 2009, de la Loi sur l'énergie verte ont notamment permis cette avancée. L'Alberta arrive en seconde position avec 94 MW, une puissance installée cumulée qui s'est vue multipliée par 100 au cours des dix dernières années.

Les principaux incitatifs au développement de la filière renouvelable, et plus particulièrement du solaire photovoltaïque, demeurent d'abord les cibles de diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES). L'établissement d'une stratégie nationale demeure toutefois difficile dans le contexte où chaque province et territoire a juridiction en matière d'approvisionnement énergétique et de développement du secteur des énergies renouvelables. Outre les incitatifs environnementaux, la baisse des coûts, la croissance de la demande énergétique, les politiques et les mesures d'aide financière représentent au Canada comme ailleurs d'importants moteurs de croissance. Par contre, l'annulation ou le manque de politiques favorisant son développement, les limites du cadre réglementaire et normatif ou les défis associés à la gestion de la source d'énergie variable à de forts taux de pénétration viennent peser négativement sur la filière solaire.

Le solaire au Québec : une pierre angulaire de la transition énergétique

Avec seulement 6,25 MW de puissance totale installée en 2019, soit moins de 1 % du mix énergétique québécois, le Québec occupe le septième rang au Canada en termes de puissance installée cumulée. Le Québec doublera toutefois, voire plus, la puissance enregistrée à la fin de l'année 2019 lors de la mise en service, en 2021, des deux installations solaires totalisant 9,5 MW construites par Hydro-Québec à La Prairie et à Varennes.

Bien que le Québec jouisse d'une irradiation solaire comprise entre 2,84 kWh/m²/jour et 3,68 kWh/m²/jour, soit une irradiation supérieure à celle de Berlin, en Allemagne (2,90 kWh/m²/jour), la province s'est peu intéressée jusqu'à maintenant à l'énergie solaire. Pas étonnant, puisque le Québec enregistre les tarifs d'électricité parmi les plus bas en Amérique du Nord, en plus de connaître une situation de surplus énergétique qui devrait se prolonger jusqu'en 2026. À cela

s'ajoutent des politiques et des incitatifs qui demeurent timides, un marché régulé où Hydro-Québec détient le monopole sur la distribution d'électricité, bref, un ensemble de facteurs qui constituent autant de freins au développement de la filière solaire. La croissance de la demande, notamment dans une perspective d'électrification des transports et de développement de marchés comme les serres et les centres de données, représente par contre d'intéressantes occasions de développement pour la filière solaire québécoise où les exportations vers les États-Unis sont également en hausse.

Qui plus est, l'énergie solaire PV combinée à l'hydroélectricité et à l'éolien pourrait permettre au Québec d'atteindre sa cible de réduction de GES de 37,5 % en 2030 sous les niveaux de 1990 et placer la province parmi les leaders nord-américains dans le domaine des énergies renouvelables. Les objectifs de la politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec visent en effet une augmentation de 25 % de la production totale des énergies renouvelables, une diminution de 40 % de la consommation des produits pétroliers et l'élimination du charbon thermique. Le gouvernement prévoit par ailleurs de mettre en œuvre des projets de conversion des réseaux autonomes pour augmenter à 20 % la proportion de l'électricité de sources renouvelables offerte aux collectivités non raccordées au réseau électrique intégré d'Hydro-Québec où les centrales thermiques au diesel produisent annuellement 223 000 tonnes de GES.

L'intéressante irradiation solaire dont jouissent les différentes régions du Québec combinée à la baisse significative des coûts des technologies rendent le solaire PV de plus en plus compétitif, notamment par rapport à l'hydroélectricité. Depuis 2018, certaines installations solaires PV pour le secteur résidentiel ont en effet atteint la parité avec le tarif d'électricité d'Hydro-Québec. Par ailleurs, les avancées dans le domaine de l'exploitation du solaire PV en climat froid, les perspectives de production décentralisée et les nombreux avantages en termes de logistique d'installation et d'entretien des systèmes solaires par rapport à d'autres énergies renouvelables font en sorte que le solaire PV figure aujourd'hui parmi les technologies les plus prometteuses pour assurer le succès vers une économie sobre en carbone. À cet égard, il serait pertinent pour le Québec de considérer le solaire PV dans les futurs approvisionnements énergétiques et de développer, à l'image de ce qui a été fait dans l'industrie éolienne, une chaîne de valeur qui permettra à la province d'inclure l'énergie solaire dans le mix énergétique de demain.



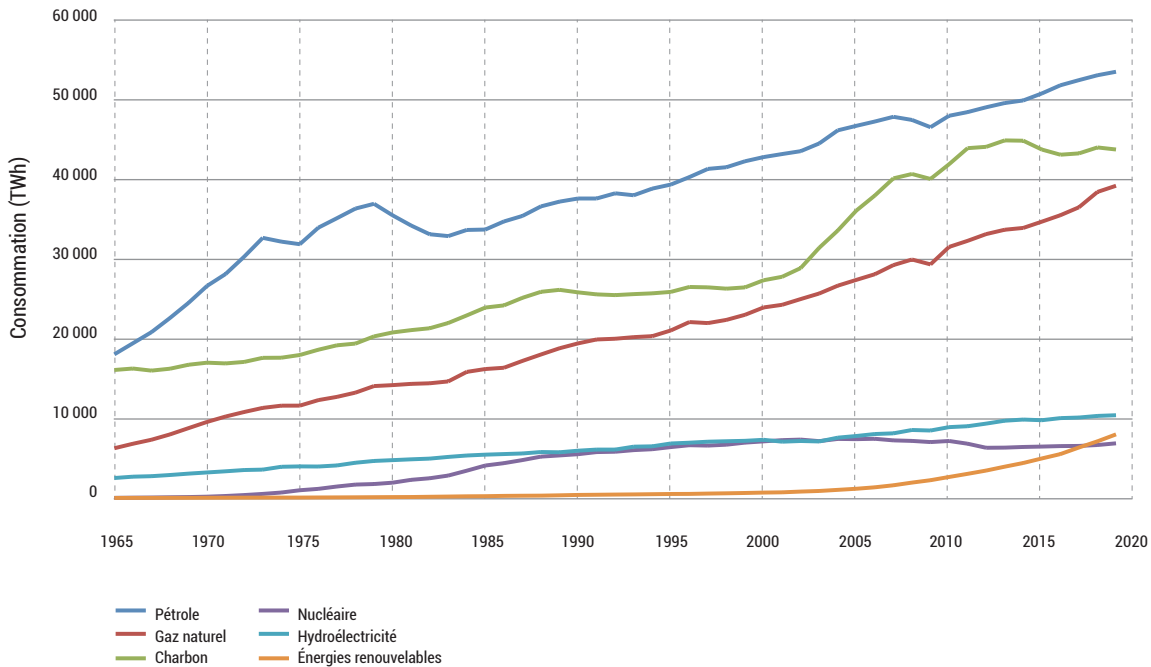
1. Contexte

La croissance de la demande énergétique mondiale et les problématiques liées aux changements climatiques placent la transition énergétique au cœur des préoccupations de la communauté internationale. Le défi auquel fait face l'humanité consiste à mettre en place une économie sobre en carbone qui s'inscrit dans le cadre d'un développement durable. La mise en œuvre d'une transition énergétique techniquement réalisable et économiquement viable exige toutefois la mobilisation des gouvernements, de l'industrie et des citoyens. Pour rediriger le système énergétique mondial sur une voie plus pérenne, il faudra notamment miser sur l'incontournable synergie entre l'efficacité énergétique et le déploiement des énergies renouvelables [1]. La production d'électricité à partir de l'énergie solaire jouera un rôle prépondérant dans ce virage énergétique et constituera une solution clé pour l'atteinte des objectifs de décarbonation fixés par les politiques publiques. En raison de son caractère inépuisable, de sa disponibilité, de sa facilité d'implantation et de ses coûts d'installation et d'exploitation de plus en plus compétitifs [2], l'énergie solaire figure aujourd'hui comme une source d'énergie renouvelable propre et attrayante.

Une demande énergétique en constante croissance

Les tendances de la consommation énergétique sans cesse à la hausse, l'amélioration du niveau de vie, notamment dans les pays émergents et, dans une moindre mesure, la croissance démographique, ont largement contribué à l'augmentation rapide de la demande énergétique mondiale [3]. La production de l'énergie nécessaire pour répondre à cette demande reposait essentiellement, jusqu'à tout récemment, sur des sources d'énergie fossiles, comme le gaz naturel, le pétrole et le charbon ou encore sur l'énergie nucléaire et sur l'hydroélectricité (Figure 1-1) [4].

Figure 1-1 Évolution de la consommation énergétique mondiale, de 1965 à 2019 [4]



L'électrification des activités économiques, industrielles et des collectivités figure aujourd'hui comme une solution de premier ordre pour répondre à la croissance de la demande tout en assurant une transition énergétique faible en carbone. Il va sans dire toutefois que la production d'électricité doit elle-même provenir de sources propres et renouvelables. Or, le charbon demeure, en 2019, la principale source d'électricité dans le monde (Figure 1-2). En effet, 36,4 % de la production mondiale d'électricité reposait sur ce combustible [5], et ce, malgré un recul de la production des centrales à charbon de 2,8 % depuis 2018.

Des énergies renouvelables qui ont le vent dans les voiles

Des considérations géopolitiques et environnementales conduisent bon nombre de gouvernements et d'organisations à se tourner progressivement vers les énergies renouvelables. Parmi ces considérations figurent bien sûr les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) associées à la consommation d'énergie de source fossile. Ces émissions ont atteint, en 2018, 51,8 gigatonnes (Gt) éq. CO₂¹, soit une augmentation de 2 % par rapport à l'année précédente (Figure 1-3) [6].

En 2018, les émissions mondiales de GES étaient près de 57 % et de 43 % plus élevées que les niveaux de 1990 et de 2000 respectivement [6].

1. L'équivalent CO₂ (abréviations : eqCO₂ ou éq. CO₂)

Figure 1-2 Production mondiale d'électricité en 2019 [5]

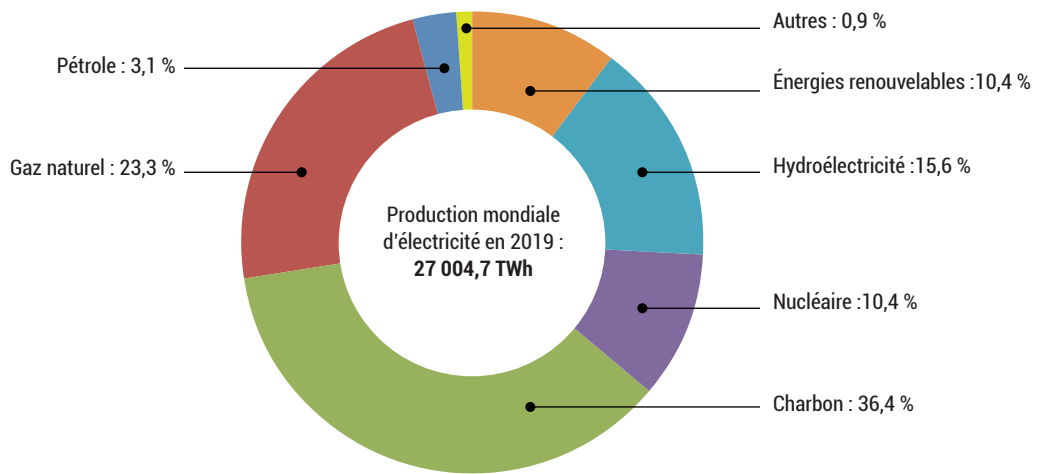
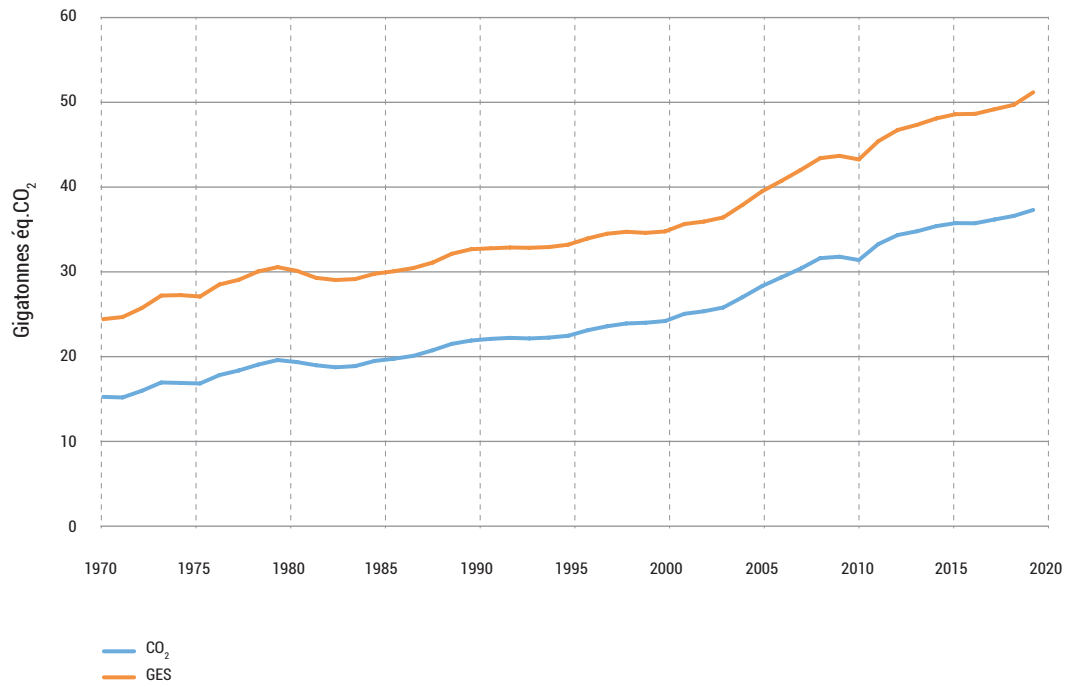


Figure 1-3 Évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre et de CO₂ associées à la consommation d'énergie de source fossile [7][8][9]





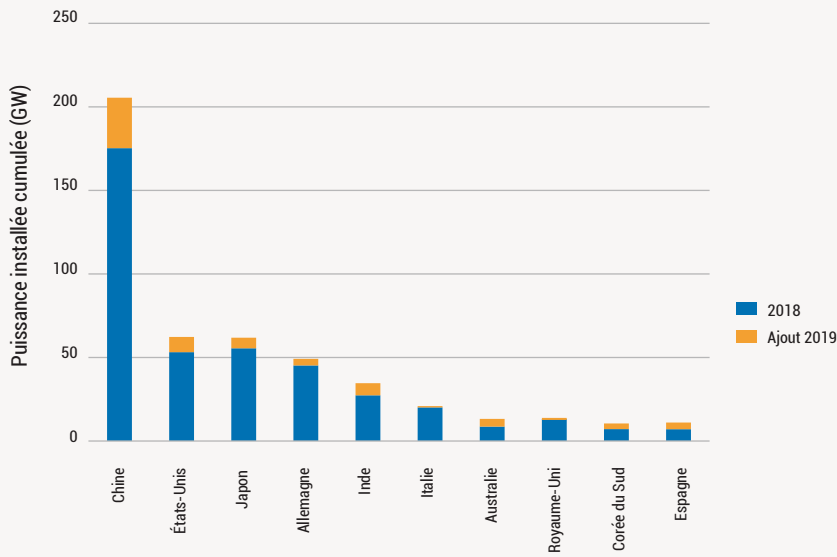
L'Accord de Paris sur le climat négocié en 2015 et entériné par 197 États [10] et la mise en place de nombreuses politiques ayant notamment pour objectif de réduire ces émissions de GES favorisent, à coup sûr, l'intégration des énergies renouvelables. À cet effet, la production mondiale d'électricité provient de plus en plus de ressources renouvelables. Parmi celles-ci, les énergies solaire et éolienne comptaient pour 90 % des nouveaux ajouts de puissance installée enregistrés en 2019 [11]. La puissance solaire photovoltaïque (PV) installée atteignait alors 578,5 GW, dont 3,4 GW connectés aux réseaux autonomes [12][13]. L'énergie solaire représentait ainsi près de 23 % de la production mondiale d'énergie de sources renouvelables [11].

Bien que l'Europe et l'Amérique du Nord connaissent à nouveau une augmentation de la puissance installée d'énergie renouvelable, l'Asie continue de dominer l'expansion de l'énergie solaire PV avec une augmentation de 56 GW, soit environ 60 % des ajouts mondiaux en 2019 [11]. La Chine, l'Inde, le Japon, la Corée du Sud, le Vietnam, de même que l'Espagne et l'Ukraine ont installé, en 2019, plus de puissance que dans les années précédentes. Des augmentations de plusieurs dizaines de gigawatts ont aussi été enregistrées aux États-Unis, en Australie et en Allemagne, alors que Taïwan, le Mexique et les Émirats arabes unis déployaient chacun plus de 1 GW d'énergie solaire en 2019 [11].

En 2019, la puissance mondiale d'énergie renouvelable installée enregistrait une hausse de 176 gigawatts (GW) par rapport à l'année précédente pour atteindre 2 537 GW [6][14].

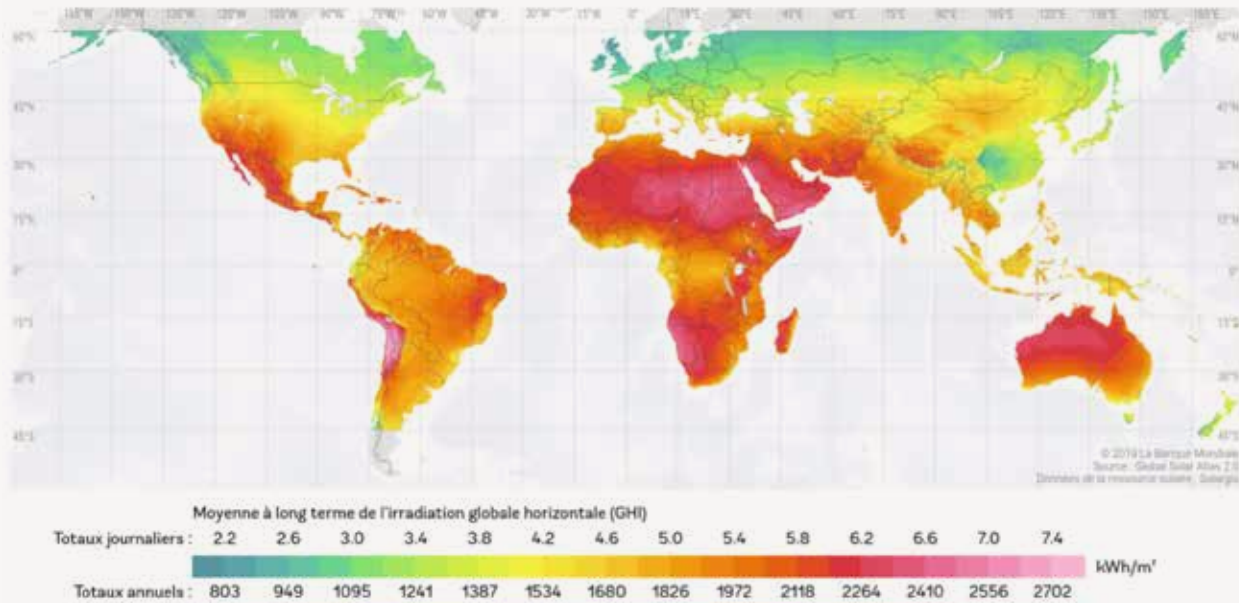
Paradoxalement, ce ne sont pas nécessairement les pays situés entre le tropique du Cancer et le tropique du Capricorne, qui bénéficient du plus important ensoleillement au monde, qui possèdent le plus d'infrastructures de production d'énergie solaire. Jusqu'à tout récemment, le déploiement des panneaux solaires reposait principalement sur des programmes gouvernementaux et des subventions. Ce sont donc les pays ayant adopté des incitatifs financiers à cet effet qui ont réussi à mieux intégrer le PV dans leur mix énergétique, bien qu'à première vue, ils ne possèdent pas les conditions d'irradiation solaire idéales [15].

Figure 1-4 Top 10 des pays ayant le plus de puissance solaire installée cumulée en 2019 [14]



Note : Certaines données sont minimales. Par conséquent, elles n'apparaissent pas clairement dans le graphique.

Figure 1-5 Irradiation solaire photovoltaïque dans le monde [16]



Source : Global Solar Atlas 2.0

Des coûts résolument à la baisse

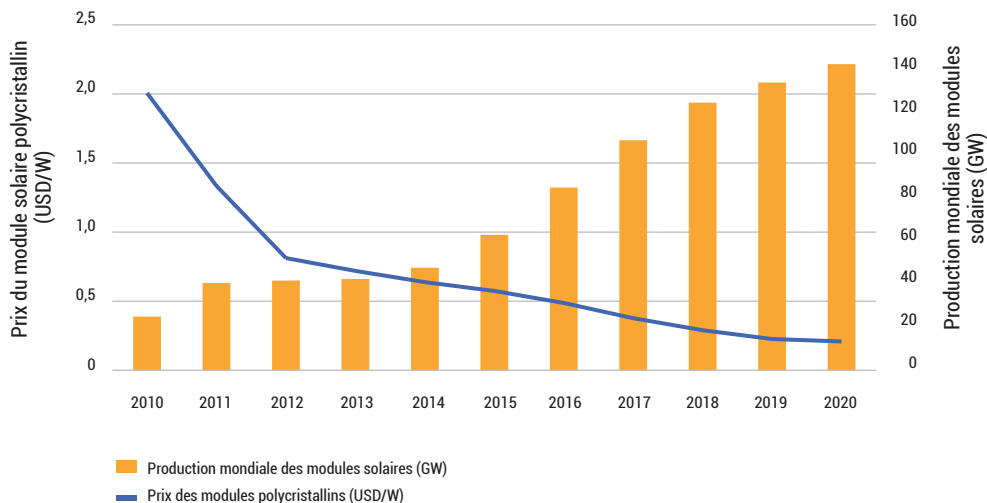
L'énergie solaire a donc enregistré une avancée significative entre 2010 et 2020. Au cours de la dernière décennie, la croissance annuelle de la puissance installée d'énergie solaire PV a été multipliée par plus de cinq, passant de 18 GW en 2010 à 98 GW en 2019 [13].

L'importante réduction du prix des modules PV en silicium polycristallin et monocristallin est l'un des facteurs les plus importants de l'expansion mondiale de l'énergie solaire PV [17][18]. Par exemple, le prix des modules PV polycristallins a effectivement connu, entre 2010 et 2020, une diminution de 90 %, passant de plus de 2 USD/W à environ 0,20 USD/W au troisième trimestre de 2019 (Figure 1-6). Aucune autre technologie de production d'électricité n'a été en mesure de suivre un tel rythme de réduction des coûts.

La principale raison pour laquelle les modules PV sont devenus de plus en plus compétitifs en termes de coûts est l'évolution rapide de la courbe d'apprentissage dans la chaîne de production [19]. En effet, la capacité de production mondiale de silicium polycristallin a plus que quadruplé au cours de la dernière décennie, tandis que le prix du silicium, principale matière première pour la production de modules solaires, est passé de plus de 80 USD/kg en 2010 à 8,40 USD/kg en 2019 [17].

L'importante baisse de prix des modules PV s'est accompagnée d'une multiplication par cinq de la capacité de production mondiale en dix ans [17].

Figure 1-6 Évolution du prix et de la production des modules PV polycristallins pour la période 2010-2020 [17]



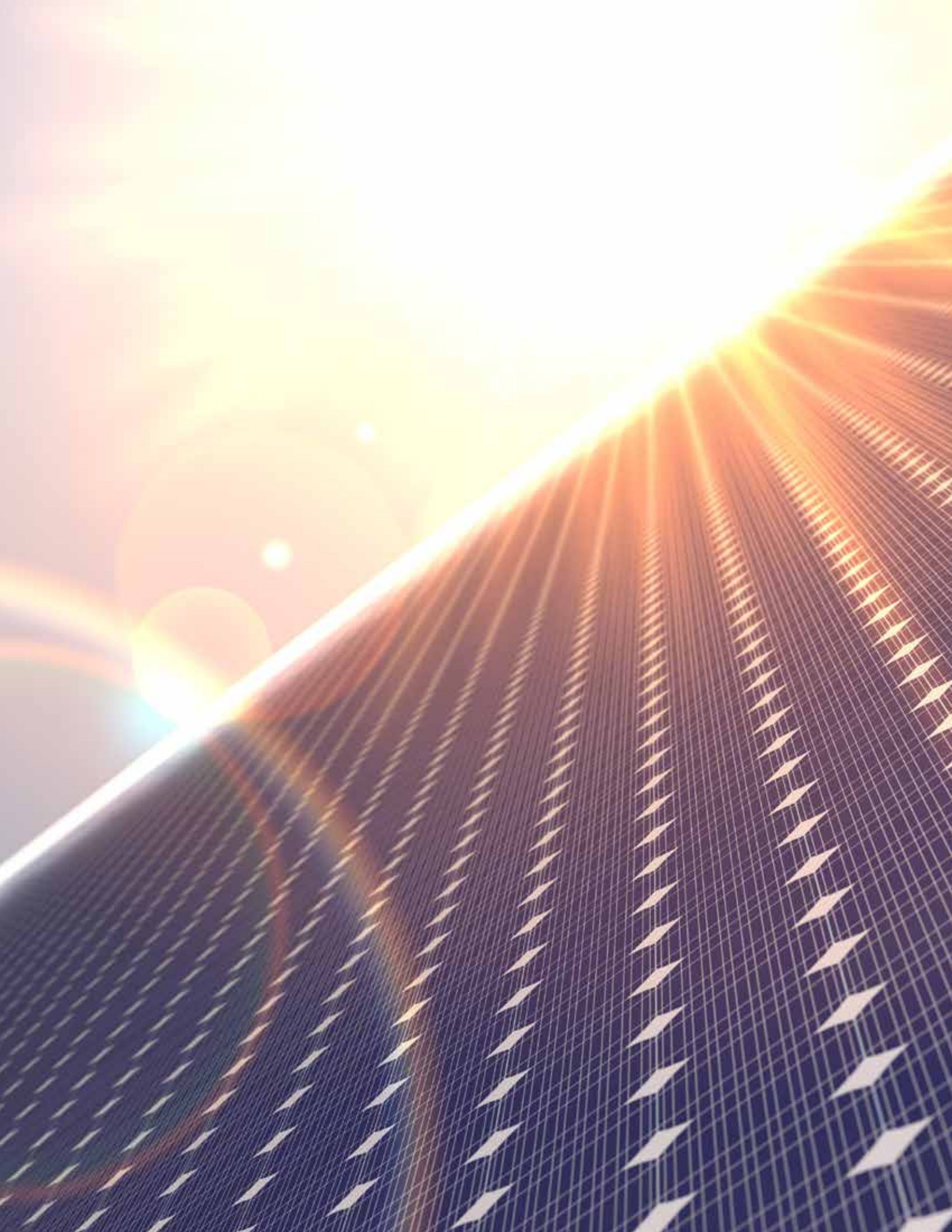
Par ailleurs, et selon les plus récentes données de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA²) [20], le coût actualisé de l'électricité (LCOE³) des centrales solaires PV raccordées au réseau a baissé en moyenne de 82 % entre 2010 et 2019 pour passer de 0,378 USD/kWh en 2010 à 0,068 USD/kWh en 2019 [14][20].

En somme, les énergies renouvelables et plus particulièrement l'énergie solaire PV ont enregistré, au cours des dix dernières années, une évolution significative. La baisse des coûts des systèmes PV a été possible grâce à une exploitation mondiale, elle-même engendrée par les impératifs liés aux changements climatiques, à l'économie d'échelle ainsi qu'à la recherche et l'innovation. Cette dernière a en outre permis d'améliorer l'efficacité des modules et de leurs procédés de fabrication, réduisant de ce fait le coût énergétique de production et la pollution engendrée. Cette dynamique conjuguée à une volonté de répondre à l'urgence climatique en mettant en place des politiques incitatives pour l'utilisation des énergies renouvelables, redéfinira, dans les prochaines décennies, les enjeux mondiaux de l'énergie, qu'ils soient techniques, géopolitiques, économiques, sociaux ou environnementaux. Chose certaine, l'énergie solaire figure aujourd'hui comme un sérieux atout à la transition énergétique dans plusieurs pays. Ainsi, il y a fort à parier que cette source d'énergie vieille comme le monde occupera une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mondial.

2. International Renewable Energy Agency

3. Levelized Cost of Energy





2. L'énergie solaire : état et perspectives

2.1 Des technologies de plus en plus matures

Les technologies solaires permettent de transformer le rayonnement solaire en énergie électrique ou thermique. Les deux technologies solaires les plus répandues pour la production d'électricité sont le solaire photovoltaïque (PV) et le solaire thermique à concentration.

La recherche et l'innovation dans l'industrie solaire permettent de développer des solutions technologiques efficaces et novatrices dont le principal objectif est de réduire les coûts de façon à favoriser un déploiement accru de ces technologies sur le marché de l'énergie. Les efforts de recherche et d'innovation se cristallisent par ailleurs par une amélioration du rendement des technologies solaires. Enfin, la nature variable de la ressource solaire exige des modifications significatives dans le fonctionnement des réseaux électriques qui nécessitent eux aussi des efforts d'innovation pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau. Heureusement, une fois ces changements pris en compte, le solaire peut contribuer à la régulation de la tension et de la fréquence sur le réseau électrique [21]. Finalement, le stockage de l'énergie solaire permet de mieux réguler les fluctuations de la production, mais comporte de nombreux défis techniques qui, heureusement, diminuent avec le déploiement rapide des batteries [22].

Les feuilles de route qui prennent le développement technologique comme critère principal sont des outils de projection pertinents pour la communauté scientifique et pour l'industrie. Ces feuilles de route jumelées au niveau de maturité technologique contribuent grandement à une meilleure planification de la gestion de l'innovation et des efforts de développement industriel. En fait, l'innovation se déroule par étapes, de la recherche et du développement fondamental jusqu'à la commercialisation. Ce processus évolue d'une manière non linéaire et nécessite des interactions constantes entre différents acteurs pour permettre de concrétiser ces innovations.



La production d'électricité à partir du rayonnement solaire, communément appelée l'effet photovoltaïque, a été découverte en 1839 par Edmond Becquerel.

2.1.1 Le solaire photovoltaïque

Les modules solaires PV

Bien qu'une certaine consolidation de l'industrie soit en cours, le marché mondial de la production de modules solaires photovoltaïques est très diversifié. La majorité du marché (95 %) reste toutefois détenue par les fabricants de modules en silicium cristallin (c-Si) [23]. Ce phénomène s'explique essentiellement par la maturité de la technologie et par la diminution des coûts d'investissement due à la baisse du prix du silicium [23]. Le marché des couches minces (5 %) compte, quant à lui, moins de fabricants et relativement peu d'acteurs. Cela s'explique notamment par l'efficacité généralement plus faible et le prix plus élevé des modules utilisant des matières autres que le silicium. Finalement, de nombreuses technologies de modules PV sont encore en phase de développement, comme celles utilisant la pérovskite, la combinaison de deux technologies en tandem (ex. : une couche de pérovskite avec une couche de silicium) ou celles utilisant des points quantiques.

Des technologies éprouvées

La popularité des cellules photovoltaïques à base de silicium monocristallin s'explique notamment par l'abondance des matières premières, par la maturité des procédés de fabrication et par l'efficacité de la technologie. En effet, les cellules photovoltaïques à base de silicium monocristallin ont une efficacité qui varie entre 20 % et 26 %, alors que l'efficacité des cellules à base de silicium polycristallin se situe entre 15 % et 22 % [24]. Cette différence peut s'expliquer par leur procédé de fabrication. En effet, les cellules à base de silicium monocristallin sont produites à partir d'un cristal de silicium unique, alors que les polycristallins sont composés de plusieurs cristaux de silicium fusionnés, ce qui les rend moins efficaces. Évidemment, cette différence dans la fabrication se reflète dans le prix des modules, légèrement supérieur pour les modules monocristallins. Les modules PV à base de silicium ont habituellement une garantie de rendement de 25 ans avec une dégradation linéaire. Ils peuvent néanmoins demeurer en opération pendant 50 ans [25].

Tableau 2-1 Maturité technologique des modules solaires PV [23]

	R et D	Projet pilote	Entrée sur le marché	Pénétration du marché	Maturité du marché
Silicium (cellule solaire conventionnelle)					Mono et polycristallin (c-Si)
Silicium (cellule solaire avancée)	Tandem (pérovskite-silicium)			PERC (c-Si)	
Couche mince					Silicium amorphe (c-Si)
	Pérovskite		CIGS	CdTe	
Autres (module solaire avancé)	Points quantiques			Bifacial	
			Demi-cellule		
			Verre-verre		

Les modules solaires photovoltaïques sont composés :

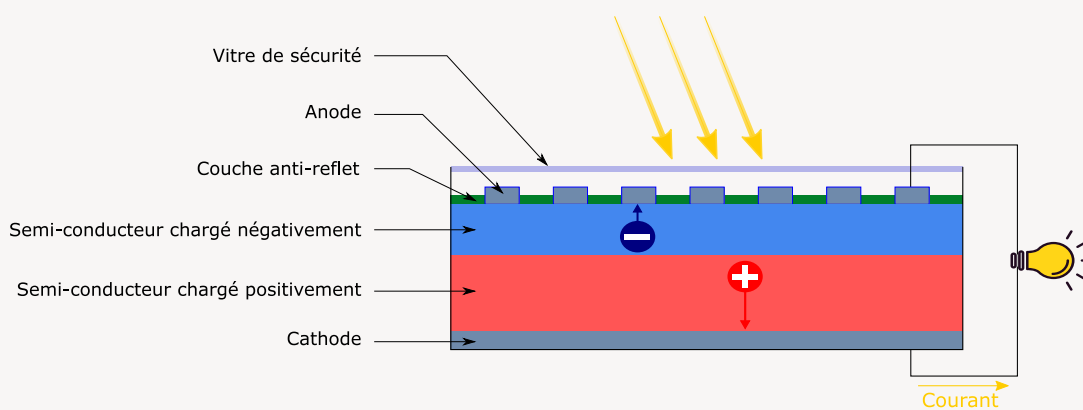
1. d'une couche de cellules en silicium avec grillage métallisé destinée à convertir la lumière en électricité et à la transporter aux bornes du module;
2. d'une surface frontale en verre enduite d'un revêtement antireflet qui augmente sa durabilité et son efficacité;
3. d'une feuille de protection arrière comme barrière contre l'humidité pouvant également assurer une meilleure dissipation thermique;
4. d'un cadre résistant facilitant sa manipulation et son installation;
5. et d'un boîtier de jonction pour connecter le module.

Le silicium est l'élément le plus important des cellules de ce type de module PV. Il est dopé positif d'un côté et négatif de l'autre pour en faire un semi-conducteur. Lorsqu'un photon de lumière d'énergie suffisante heurte un atome sur la partie négative de la cellule (Figure 2-1), celui-ci libère un électron. Cet électron est alors capté par le grillage métallisé qui le retourne, à travers un circuit extérieur, sur la partie positive de la cellule, créant ainsi un flux d'électrons qui produit un courant électrique continu. Bien qu'il existe des applications à courant continu (chalet, véhicule électrique, etc.), la production énergétique des systèmes solaires PV est de plus en plus convertie en courant alternatif à l'aide d'un onduleur pour ensuite être injectée sur le réseau électrique de distribution.

La puissance générée par un module PV est liée à sa température et à l'irradiation solaire. En effet, plus la température du module PV est élevée, plus la tension produite diminue. Résultat : une puissance générée plus faible du module PV [26]. Un climat froid peut donc améliorer les performances d'un module PV [24]. En général, plus l'irradiation solaire est élevée, plus les cellules solaires libéreront d'électrons, produisant ainsi plus d'énergie [26].

Un module solaire peut générer une puissance entre 250 et 400 watts, selon la technologie et le fabricant [27]. Chaque module est composé de 60, 72 ou 96 cellules PV et a une dimension d'environ 165 cm sur 100 cm. La taille d'un parc solaire est estimée à environ 1,6 à 2,0 hectares⁴ par mégawatt (MW), selon que la technologie cristalline ou la technologie à couche mince soit utilisée [28]. Un mégawatt de solaire peut alimenter environ 200 foyers [28].

Figure 2-1 Schéma d'une cellule solaire PV [26]



4. Un hectare correspond à 10 000 m², soit l'équivalent d'environ 2 terrains de football américain.

Les modules c-Si se présentent en format monoface (Figure 2-3) ou biface (Figure 2-4). Le module monoface est doté de cellules photovoltaïques qui permettent d'exploiter la lumière incidente sur la face avant, alors que le module PV biface compte des cellules qui permettent d'exploiter la lumière incidente sur la face avant, mais aussi sur la face arrière. Le faisceau lumineux réfléchi à l'arrière du module est réabsorbé pour générer une quantité d'énergie supplémentaire. Ce type de module autorise l'absorption du rayonnement solaire provenant de deux directions, soit devant et derrière le module.

La conception de systèmes PV avec des modules bifaciaux doit tenir compte de différents facteurs, dont l'albédo de la surface située sous le panneau, sa hauteur par rapport au sol et la présence d'éléments

pouvant produire de l'ombrage. Comme un dégagement d'au moins 50 cm de la surface arrière des modules est recommandé [31], cette technologie n'est généralement pas utilisée dans le secteur résidentiel pour des installations sur les toits [31].

Bien que les modules PV bifaces puissent, selon l'IRENA (2019), être jusqu'à 56 % plus coûteux qu'un module commun retrouvé sur le marché, leur coût par watt se rapproche beaucoup des modules monofaces de haute performance. En effet, il faut mentionner que les modules bifaces possèdent une meilleure densité énergétique, ce qui signifie que leur coût d'installation et la surface requise pour leur déploiement sont moindres [34]. Cela est un grand avantage sur des sites dont la surface est restreinte.

La technologie des modules PV bifaces [29] utilisée depuis les années 1970 dans le programme spatial russe permettrait d'augmenter l'efficacité de 5 % à 20 % relativement à une technologie de modules PV monofaces [23]. Cette augmentation est due à l'absorption, par la face arrière du module, du rayonnement solaire diffus et réfléchi par la surface au sol, tel que le sable, le gravier et la neige.

Figure 2-2 Schéma d'un module PV biface [30]

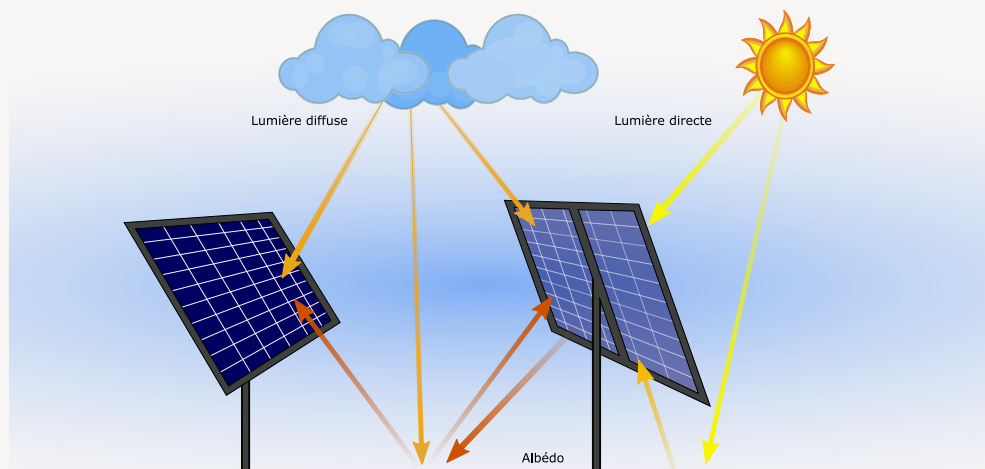


Figure 2-3 Modules PV monofaces [32]

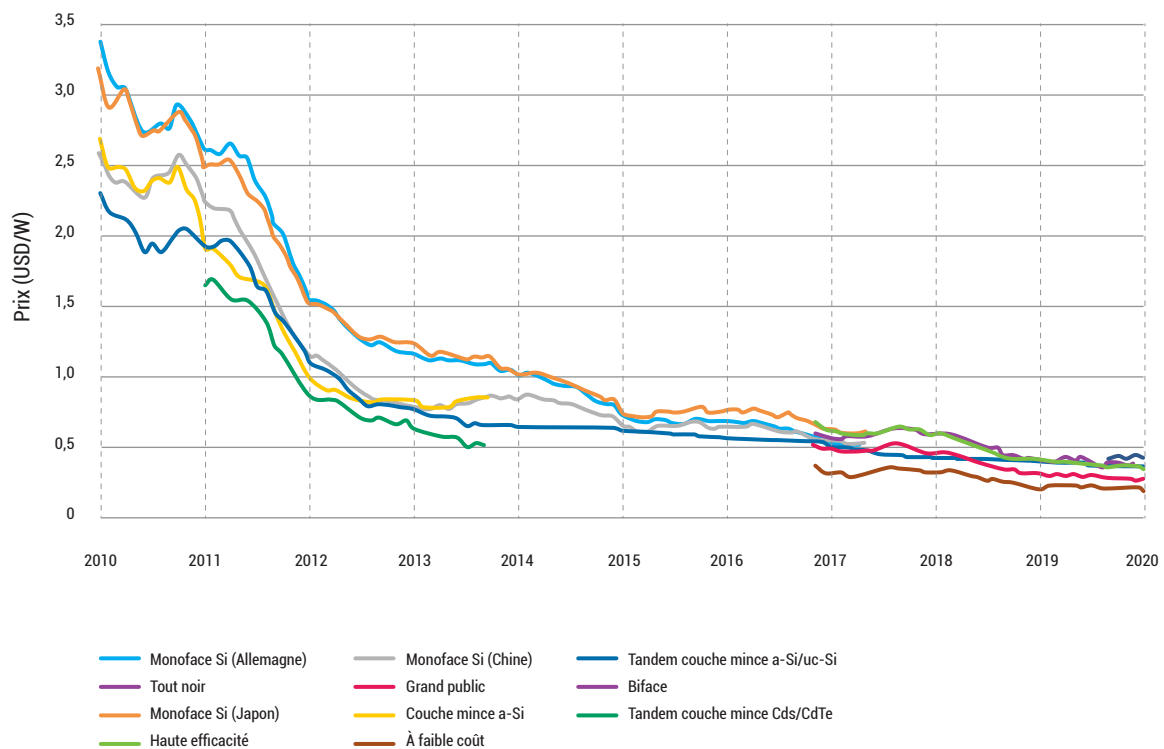


Figure 2-4 Modules PV bifaces



Figure 2-5 Module PV à couche mince

De nombreux matériaux sont utilisés pour la fabrication des modules PV à couche mince, les plus communs étant le silicium amorphe et le tellurure de cadmium dont l'efficacité respective varie de 7 % à 14 % et de 16 % à 22 % [24]. Certaines cellules à couche mince peuvent contenir des métaux rares, comme le cadmium. En dépit de leur efficacité moindre, les modules de ce type comportent certains avantages, dont leur faible coût de production, un rendement moins sensible aux températures élevées et leur polyvalence quant à la forme (Figure 2-5). En effet, certains modules PV à couche mince peuvent être courbés et façonnés en rond, en carré ou sous d'autres formes. Leur garantie de production s'étend sur 10 à 25 ans, selon le type de couche mince [35].

Figure 2-6 Évolution des prix des différentes technologies solaires [34]

Les cellules solaires multijonctions à base d'arséniure de gallium (GaAs) sont généralement utilisées dans l'industrie aérospatiale, et ce, pour deux raisons principales. D'abord, avec un rendement actuel qui se situe autour de 30 % elles sont plus productives et ensuite, elles sont plus résistantes que le silicium aux radiations cosmiques [36] (Figure 2-6).

Il est important de noter que le rendement d'un module solaire se dégrade au fil du temps,

diminuant ainsi la puissance générée par le dit module. En effet, les fabricants garantissent généralement jusqu'à 90 % de puissance des modules solaires au cours des 10 premières années. Les performances d'un module sont ensuite garanties jusqu'à 80 % de sa puissance initiale pour les 15-20 années suivantes [37]. Le Tableau 2-II résume les avantages et les inconvénients des différentes technologies actuellement disponibles sur le marché.

Tableau 2-II Comparaison entre les différentes technologies matures de cellules PV [24][36][37][38][40][41]

Technologie	Rendement	Avantages	Inconvénients
Silicium monocristallin	~ 20 % – 26 %	- Rendement et durée de vie élevés	- Relativement coûteux - Fragile - Rendement moindre à haute température
Silicium polycristallin	~ 15 % – 22 %	- Moins coûteux	- Nécessite une plus grande surface pour une même puissance que le silicium monocristallin - Fragile - Rendement moindre à haute température
Silicium bifacial	~ 20 % – 27 %	- Réduction des frais d'installation - Réduction de la surface requise pour l'installation des modules - Production plus élevée en hiver avec le reflet du soleil sur la neige	- Coût élevé - Plus de contraintes d'installation à respecter - Peu de systèmes installés en climat froid
Silicium PERC	~ 17 % – 23 %	- Simple à intégrer à un module polycristallin - Augmente le rendement des modules de 1 %	- La dégradation du rendement au cours du temps est plus rapide que les autres technologies
Couche mince : silicium amorphe	~ 7 % – 14 %	- Coût relativement bas - Production facile et flexible - Rendement moins sensible aux variations de température	- Durée de vie moindre - Rendement faible
Couche mince : tellure de cadmium (CdTe)	~ 16 % – 22 %	- Rendement élevé - Rendement moins sensible aux variations de température	- Coût élevé - Le cadmium est un métal lourd toxique pour l'environnement
Couche mince : arséniure de gallium (GaAs)	~ 24 % – 30 %	- Rendement très élevé - Moins sensible aux variations de température - Utilisé dans l'espace	- Coût très élevé - Complexe à fabriquer

Des technologies émergentes

Le rendement maximal pour une cellule solaire en silicium possédant une seule jonction est de 33 %. Cette valeur est définie par la limite de Shockley-Queisser. De nombreuses technologies en développement ou émergentes tentent donc de repousser cette limite. C'est le cas notamment des cellules solaires pérovskites, tandems, hétérojonctions, points quantiques, à couche mince de type CIGS et à concentrateur PV. De plus, d'autres éléments de conception, comme la « demi-cellule » et le « verre-verre » pourraient être intégrés dans 40 % des modules PV d'ici 2028 [42].

L'atteinte, ou presque, des limites physiques de rendement du silicium ont permis aux cellules photovoltaïques à pérovskite, une structure cristalline bon marché et simple à produire, de connaître des avancées importantes au cours des dix dernières années. En effet, le premier dispositif photovoltaïque à pérovskite, créé en 2009, avait une efficacité de seulement 3,8 %. Selon le National Renewable Energy Laboratory (NREL), la cellule à pérovskite la plus performante en 2020 atteint maintenant une efficacité de 25,5 % [43]. Cependant, bien que son rendement initial soit élevé, ses performances se dégradent rapidement pour atteindre 80 % du rendement initial après seulement un à deux ans [44]. Une couche de pérovskite peut cependant être déposée au-dessus d'une couche de silicium pour produire des cellules solaires en configuration tandem.

La technologie solaire dite tandem est une combinaison de deux technologies solaires qui absorbent les longueurs d'onde provenant de différents spectres de lumière. En effet, l'utilisation d'une couche semi-transparente pour la première couche de cellule photovoltaïque permet à la lumière d'atteindre la seconde couche. En utilisant des cellules qui absorbent différents spectres de lumière, comme le silicium et la pérovskite, les chercheurs ont mesuré,

selon le NREL, une efficacité de 29,1 % [43]. Cette technologie n'est toutefois pas encore prête à être commercialisée en raison des problèmes de compatibilité entre les couches et des solutions technologiques qui restent à développer pour assurer la production à grande échelle et la durabilité des cellules.

Les modules solaires « demi-cellule » sont essentiellement, comme leur nom l'indique, des modules solaires coupés en deux, permettant ainsi d'avoir deux modules indépendants en parallèle [44][45]. Par exemple, un module solaire standard composé de 60 cellules solaires devient un module solaire composé de deux sections indépendantes de 60 « demi-cellules » chacun. Cette indépendance permet de diminuer de moitié le courant traversant chaque chaîne, réduisant ainsi les pertes de puissance du module causées par la résistivité. En plus d'augmenter la puissance du module d'environ 1,5 % à 3,0 %, cette technologie permet de réduire la chaleur produite. Les modules de ce type sont également moins sensibles à une ombre partielle. En effet, dans le cas où une ombre affecterait seulement le bas du module, le module continuerait de produire, avec la partie dégagée, au moins 50 % de sa puissance. Cette technologie est très intéressante, entre autres, en climat froid où la neige s'accumule dans le bas des modules.

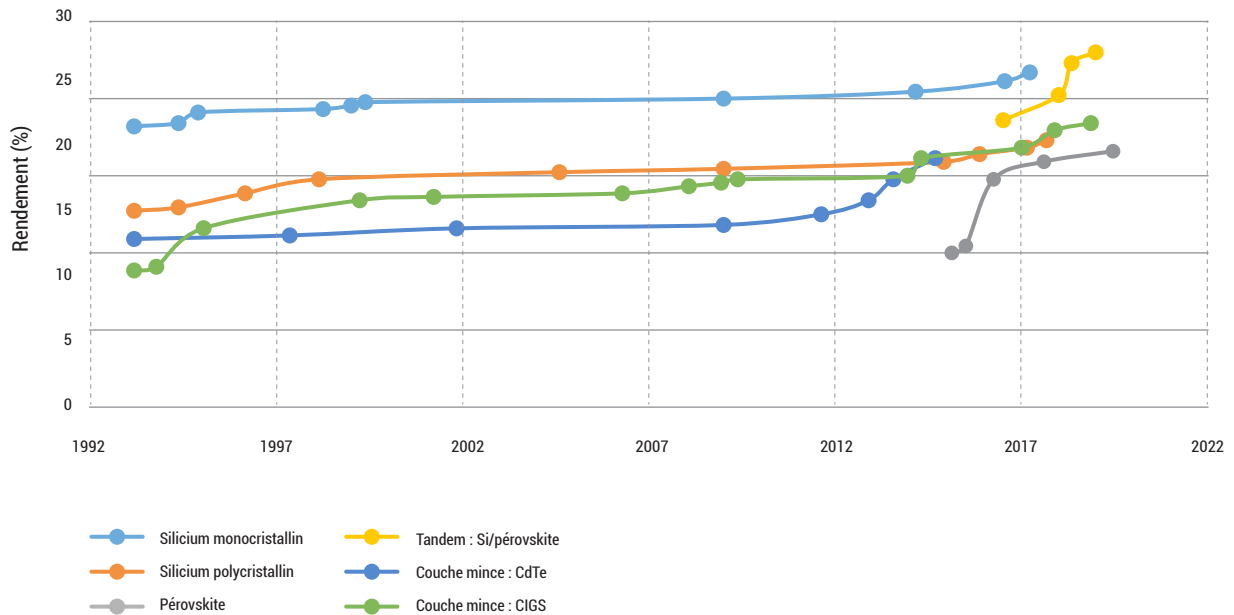
Les concentrateurs PV misent sur un effet de loupe pour concentrer le rayonnement solaire sur la cellule PV. Avec cette technologie, les cellules PV en silicium peuvent dépasser la limite de Shockley-Queisser et atteindre un rendement de 46 % [46].

Le Tableau 2-III résume les caractéristiques des différentes technologies émergentes de modules solaires PV, alors que la Figure 2-7 illustre l'évolution, au cours des 30 dernières années, du rendement des technologies les plus prometteuses.

Tableau 2-III Comparaison entre les principales technologies de cellules PV émergentes et en développement [24][38][42]-[44][47]-[49]

Technologie	Rendement	Avantages	Inconvénients
Tandem (ex. : Si/CIGS, Si/pérovskite)	~ 14 % – 29 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé selon la technologie - Semi-transparence - Coût avantageux selon la technologie 	<ul style="list-style-type: none"> - Problème de compatibilité entre les couches - Production massive complexe - Coût élevé selon la technologie utilisée
Pérovskite	~ 20 % – 25 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Poids léger - Souple - Faible coût - Matière abondante 	<ul style="list-style-type: none"> - Problème de stabilité - Dégradation rapide des performances après 1 à 2 ans - Contient du plomb
Points quantiques (QDSC)	~ 12 % – 17 %	<ul style="list-style-type: none"> - Faible coût - Flexible - Peut utiliser l'éclairage intérieur pour produire de l'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> - Peut contenir des métaux lourds
Couche mince : CIGS	~ 20 % – 23 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - Procédé de fabrication complexe - Nécessite un métal rare (indium)
Concentrateur PV à cellules multijonctions	~ 40 % – 46 %	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé - Faible variation de performance selon la température 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût très élevé et matériaux rares - Fonctionne seulement avec un rayonnement direct - Système de suivi solaire plus complexe - Nécessite plus d'entretien
Demi-cellule	~ 18 % – 22 %	<ul style="list-style-type: none"> - Plus résistant aux fissures - Moins de perte de puissance causée par une ombre partielle - Meilleure dissipation de la chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite des étapes supplémentaires lors de l'assemblage d'une chaîne
Verre-verre		<ul style="list-style-type: none"> - Augmente la durabilité - Résistant à l'humidité et aux températures - Plus esthétique 	<ul style="list-style-type: none"> - Plus lourd d'environ 20 % - Plus coûteux

Figure 2-7 Évolution du rendement de certaines technologies de modules solaires PV de 1993 à 2019 [51]



Les onduleurs solaires

Les onduleurs solaires sont partie intégrante de toute installation de panneaux solaires connectée au réseau de distribution. Ce dispositif permet de convertir le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif avec une fréquence adéquate pour qu'ils puissent être connectés à un réseau électrique [52]. En Amérique du Nord, cette fréquence est de 60 Hz. Avec le développement croissant du nombre de systèmes photovoltaïques sur le réseau électrique, l'onduleur doit répondre à certaines contraintes. Par exemple, l'onduleur solaire classique est programmé pour se déconnecter lorsqu'il y a une panne de réseau ou lorsqu'il détecte des fluctuations importantes de la tension ou de la fréquence sur celui-ci. Cette déconnexion rapide des systèmes PV peut amplifier ces fluctuations [53]. Elle peut également entraîner des bris sur l'onduleur à cause de la dissipation de l'excès de

puissance et de chaleur [54]. Le démarrage rapide et simultané des systèmes PV sur le réseau peut aussi entraîner par la suite d'autres instabilités [53]. Il est donc primordial d'aborder ces défis, particulièrement dans un marché qui connaît actuellement une importante phase de croissance. Les nouvelles technologies devront en effet répondre à la forte demande d'électricité, mais également être combinées à diverses initiatives mondiales visant à encourager la mise en place de réseaux électriques intelligents qui permettent d'intégrer des quantités toujours plus importantes d'énergie renouvelable.

Un onduleur solaire PV est un composant électrique qui permet de convertir un courant électrique continu produit directement par les panneaux solaires en un courant électrique alternatif.

Il existe plusieurs types d'onduleurs solaires sur le marché. Le Tableau 2-IV présente les principaux onduleurs utilisés et certaines de leurs caractéristiques [51]. Il est important de noter que les technologies actuelles ne permettent pas un ratio de conversion DC/AC de 100 % et varie selon la technologie utilisée. Les onduleurs chaîne sont principalement utilisés dans les applications résidentielles et commerciales de petite (5 kW) et moyenne (50 kW) puissance. Dans ce cas-ci, l'onduleur est connecté à la suite de plusieurs modules solaires placés en série [54]. Les onduleurs centraux, quant à eux, sont plutôt utilisés pour les grands systèmes commerciaux et pour les grandes centrales solaires PV raccordées aux réseaux électriques [51]. Dans cette configuration,

il n'y a qu'un seul onduleur pour toutes les chaînes de PV. Bien que cette configuration soit plus simple, l'efficacité totale est tributaire du panneau le moins performant. Conséquemment, ces technologies sont plus sensibles aux ombrages, aux intempéries et à un mauvais alignement du panneau en fonction du rayonnement. Finalement, les micro-onduleurs peuvent être utilisés dans tous les cas, puisqu'ils sont directement connectés à la sortie de chaque module solaire. Cette architecture permet de produire de l'électricité d'une manière indépendante pour chaque module, ce qui rend le parc solaire moins vulnérable à l'élément le plus faible. Par contre, ils sont plus chers que les autres onduleurs et leur rendement est moins élevé [51].

Tableau 2-IV Comparaison et caractéristiques des onduleurs et des convertisseurs disponibles sur le marché en 2019 [51]

Onduleur/Convertisseur	Puissance	Ratio DC/AC	Part du marché*	Caractéristiques
Onduleur chaîne	Jusqu'à 150 kW	Jusqu'à 98 %	61,6 %	- 8 ¢ – 26 ¢/W - Facile à remplacer
Onduleur central	Plus de 80 kW	Jusqu'à 98,5 %	36,7 %	- ~ 6 ¢/W - Haute fiabilité
Micro-onduleur	Intervalle de puissance des modules	90 % – 97 %	1,7 %	- 45 ¢/W - Complexe à remplacer
Convertisseur CC/CC	Intervalle de puissance des modules	Jusqu'à 99,5 %	5,1 %	- 12 ¢/W - Complexe à remplacer - Nécessite un onduleur DC/AC à la sortie

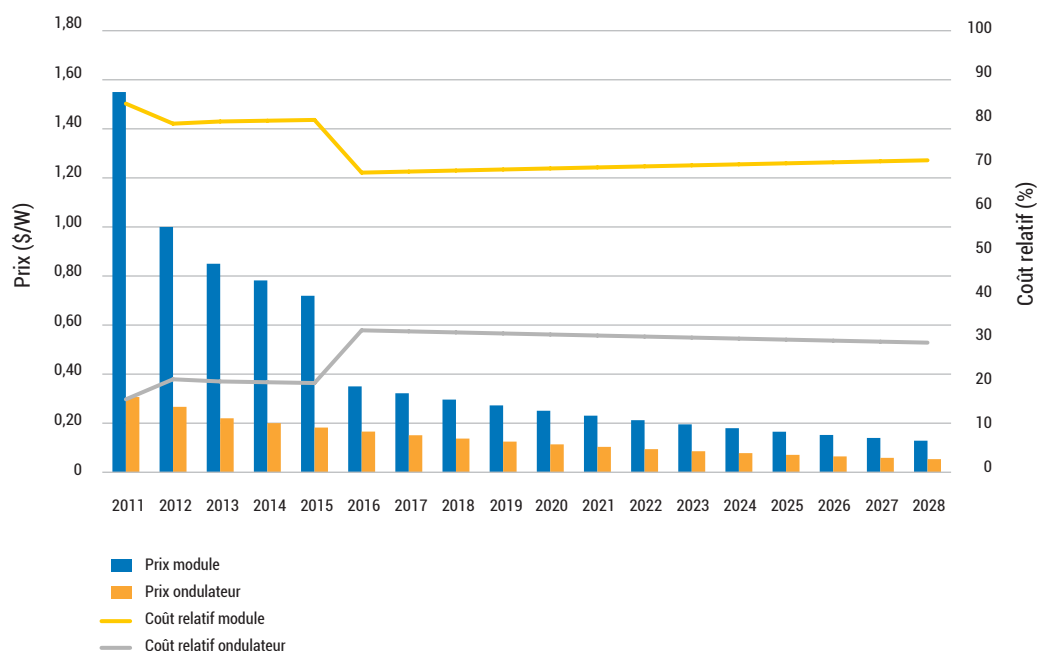
* Note : La part du marché est plus grande que 100 % parce que les convertisseurs CC/CC, qui permettent d'optimiser la production et d'élever la tension, doivent être associés à des onduleurs chaîne.

L'évolution du prix des onduleurs solaires a suivi une tendance similaire à celle des panneaux, bien que celle-ci soit moins marquée. La Figure 2-8 illustre l'évolution et les prévisions concernant le prix des modules PV et des onduleurs [55]. Avec ces prévisions, on peut s'attendre à voir le prix des composantes d'un système solaire continuer de décroître pour la prochaine décennie, ce qui contribuera à rendre cette technologie encore plus attrayante.

Les onduleurs solaires devront être améliorés afin de suivre l'évolution technologique des systèmes PV et de permettre un meilleur contrôle et une meilleure connexion au réseau. Effectivement, bien que le fonctionnement de base reste le même, l'insertion de fonctions avancées permet de compenser certaines lacunes de l'intégration d'un nombre élevé de systèmes sur le réseau [53]. Par exemple, lors d'une courte instabilité de fréquence ou de tension sur le réseau, plutôt que de se déconnecter, l'onduleur peut rester connecté

et répondre en conséquence pour soutenir le réseau, ce qui limitera les bris sur le module solaire et les instabilités sur le réseau [53][54]. Cette fonction se nomme « Frequency/Voltage ride through ». Aussi, bien que le contrôle de la tension se fasse principalement par le fournisseur, l'onduleur solaire peut assister en modifiant la puissance réelle à la sortie de celui-ci et en absorbant ou en injectant une puissance réactive sur le réseau ou à partir du réseau [53]. Cette fonction permet une meilleure stabilité du système en maintenant la puissance et la fréquence près des valeurs optimales [53]. Il serait également possible de faire communiquer l'onduleur avec un opérateur afin de faciliter la gestion du réseau électrique. Par exemple, si une diminution de la production solaire est anticipée, il est possible de diminuer graduellement son apport sur le réseau, plutôt que de risquer d'avoir une réduction subite [53]. Cela permet de minimiser les fluctuations de tension et d'agir rapidement en cas de défaillance. Toutefois, avant que toutes ces fonctions puissent

Figure 2-8 Évolution et prévision du prix des composantes d'un système solaire [55]



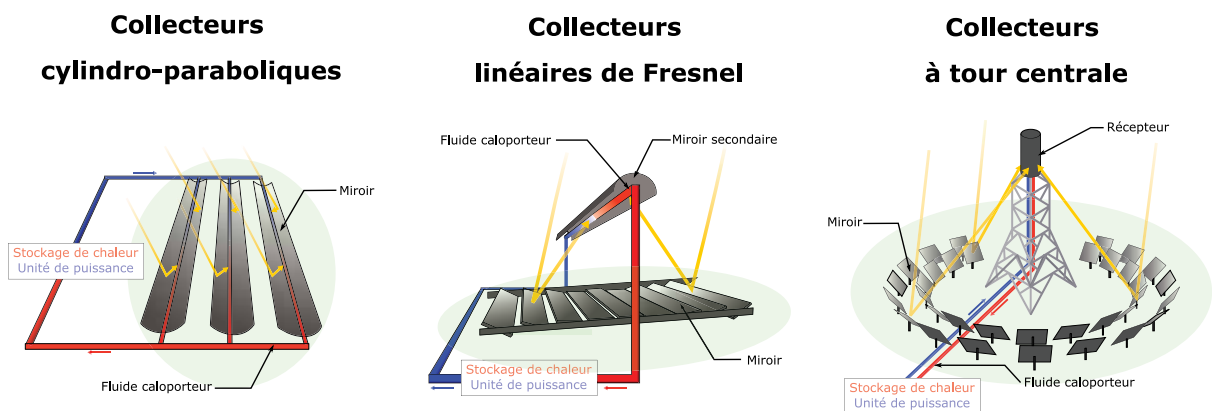
être mises en place, il faudra moderniser les normes d'interconnexions, les politiques et la réglementation qui, pour le moment, ne considèrent pas l'utilisation des fonctions avancées des onduleurs [53].

L'industrie solaire photovoltaïque évolue rapidement, tout comme les innovations qui se développent tout au long de la chaîne de valeur. Ces dernières années, l'un des principaux moteurs de l'innovation a été l'augmentation du rendement énergétique par l'amélioration des technologies déjà présentes, mais surtout par le développement de nouvelles technologies. Afin de poursuivre son évolution, il est essentiel pour l'industrie solaire de continuer à augmenter l'efficacité des cellules pour la fabrication de modules compétitifs tout en diminuant les coûts de fabrication. Cela passera par l'automatisation de leur construction, par une économie d'échelle et par l'amélioration des processus de fabrication [18].

2.1.2 Le solaire thermique à concentration

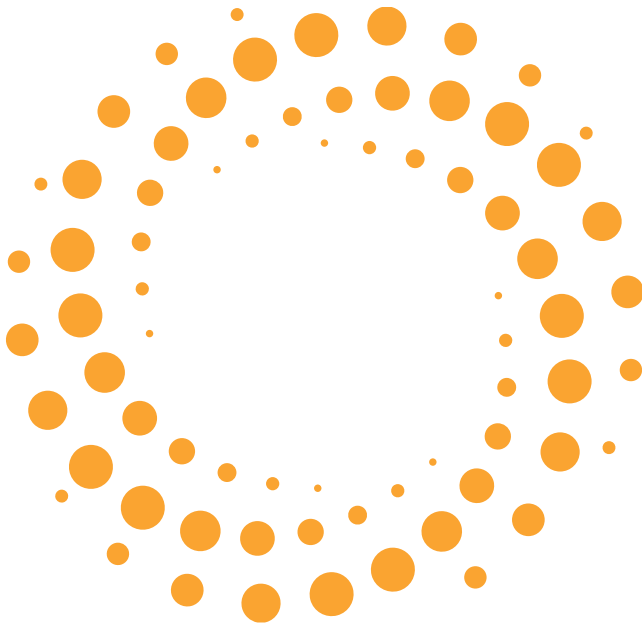
Initialement développé en Égypte en 1912 à des fins d'irrigation [56], le solaire thermique à concentration (*Concentrated Solar Power – CSP*) qui fonctionne avec des miroirs cylindro-paraboliques permet de stocker l'énergie solaire dans un fluide caloporteur afin de faire fonctionner une génératrice à vapeur. Depuis ce temps, d'autres technologies utilisant des miroirs pour produire de l'électricité ont été développées et ont atteint un niveau de maturité élevé. C'est le cas des centrales à tours et des collecteurs linéaires de Fresnel. Les paraboles de type Stirling ont, quant à elles, de la difficulté à atteindre le niveau de commercialisation en raison du coût élevé des miroirs nécessaires. La Figure 2-9 présente les principales technologies CSP matures.

Figure 2-9 Principales technologies de solaire thermique à concentration [57]



Les collecteurs cylindro-paraboliques restent la technologie CSP la plus mature et la plus répandue actuellement. Cette technologie utilise un long miroir parabolique qui s'incline pour suivre le soleil. Les miroirs concentrent les rayonnements solaires directs jusqu'à 30 à 100 fois leur intensité normale sur un tuyau placé au point focal [59]. Le fluide caloporteur peut atteindre une température de 400 °C. Son rendement est de 14 % à 20 % [60].

Les collecteurs linéaires de Fresnel utilisent le même principe que les cylindro-paraboliques, mais avec une série de miroirs plats ou légèrement incurvés en bande parallèle qui utilise le principe de lentille de Fresnel. La concentration de l'intensité du rayonnement solaire direct atteint seulement 30 fois l'intensité normale, mais le fluide caloporteur peut atteindre une température entre 200 °C et 500 °C, selon les besoins [58][60]. Le rendement de ce type de collecteurs est de l'ordre de 18 % [60].



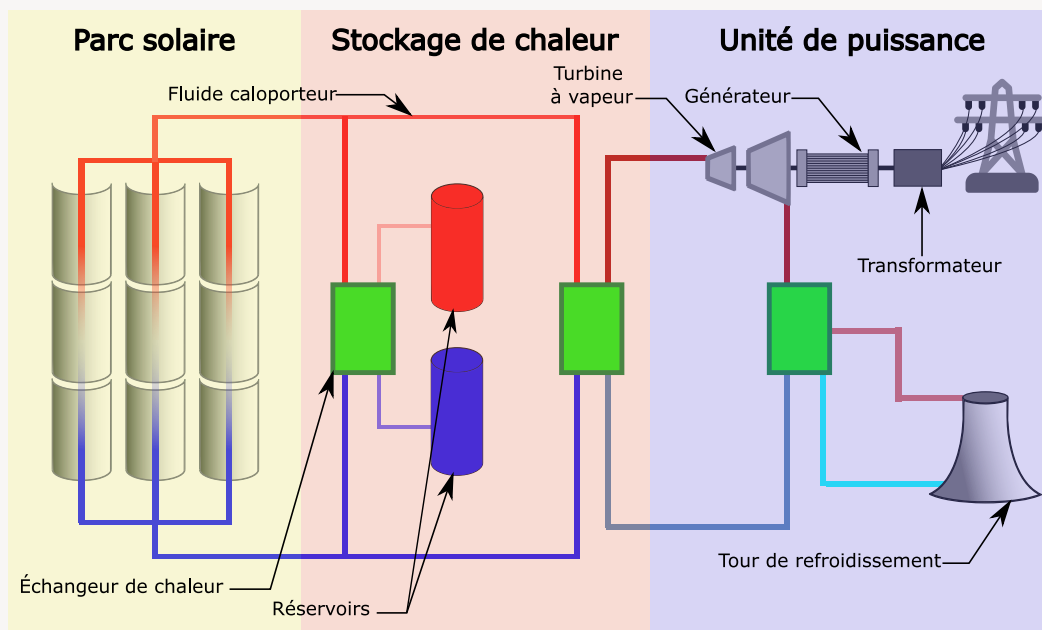
Finalement, les tours solaires utilisent des miroirs installés sur des héliostats pour concentrer le rayonnement solaire direct sur une tour centrale de façon à augmenter jusqu'à 1 000 fois l'intensité normale [58]. La température du fluide caloporteur peut atteindre entre 500 °C et 1 000 °C. Son rendement est de l'ordre de 23 % à 35 % [60].

Un des avantages des centrales solaires thermiques à concentration est que le fluide caloporteur agit directement comme stockage d'énergie. En effet, la production instantanée n'est pas directement affectée lorsqu'une ombre passe devant les miroirs, comme le sont les systèmes solaires PV. De plus, en ajoutant un réservoir, une centrale thermique à concentration peut continuer de produire de l'électricité lorsque le soleil est couché et même pendant toute la nuit [62]. Cependant, la température minimale et maximale du fluide caloporteur doit être bien contrôlée. Par exemple, l'huile thermique se dégrade à 400 °C et fige à 12 °C, alors que le sel fondu, qui est davantage utilisé dans l'industrie, se liquéfie autour de 240 °C [57][63].

Le grand désavantage de toutes les technologies solaires à concentration réside toutefois dans le fait que ce type de système exige que l'ensoleillement soit direct. Les miroirs ne peuvent concentrer le rayonnement solaire indirect sur un point focal et cette lumière est en pratique perdue. Ainsi, une région où le rayonnement solaire est souvent diffus, que ce soit par la poussière, l'humidité ou les nuages, ne sera pas un bon endroit pour un système solaire à concentration. Ces technologies sont habituellement utilisées dans les déserts où l'air est sec et où il y a peu de nuages.

Le principe d'opération d'une centrale utilisant la technologie solaire thermique à concentration [58] consiste à utiliser des miroirs réfléchissants qui suivent la position du soleil pour concentrer le rayonnement solaire direct sur un fluide caloporteur afin d'augmenter sa température. Ce fluide, qui peut atteindre une température de 250 °C à 1 000 °C, est ensuite envoyé à un générateur de vapeur par l'entremise d'un échangeur de chaleur. Cette vapeur permet d'entraîner une turbine reliée à un alternateur pour générer de l'électricité.

Figure 2-10 Composantes de base d'une centrale solaire thermique à concentration





2.2 Une puissance installée en croissance à l'échelle mondiale

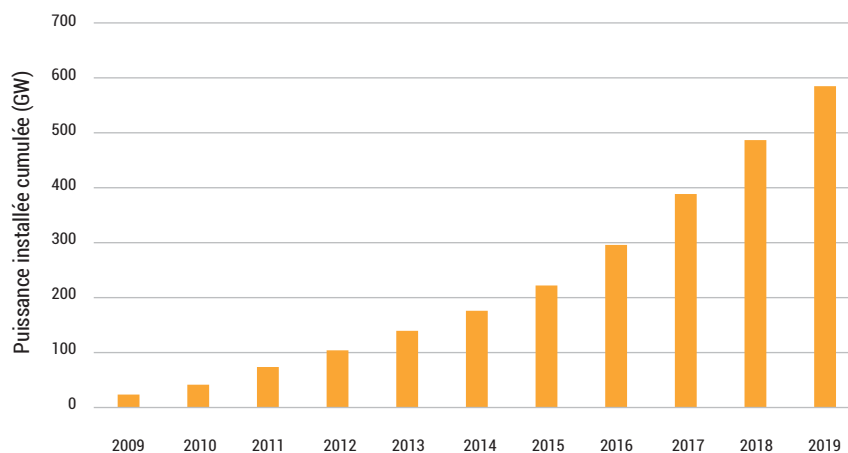
La puissance installée mondiale d'énergie solaire a connu une importante progression durant la dernière décennie qui s'est d'ailleurs terminée sur une forte demande en Europe, aux États-Unis et dans des pays émergents. Pour la seule année 2019, les ajouts mondiaux de solaire photovoltaïque (PV) atteignaient 98,1 GW, une croissance stable par rapport à l'année précédente [13]. Cette croissance a notamment permis de compenser un ralentissement du marché chinois qui demeure le plus important marché du solaire au monde. En excluant la Chine, le marché mondial du solaire PV a augmenté d'environ 22 % en 2019.

Chef de file de cette croissance du solaire depuis 2003, l'Europe a cédé sa place devant l'Asie en 2013 tandis que les Amériques, l'Afrique, le Moyen-Orient et l'Océanie [13]

La puissance cumulée mondiale des installations solaires (PV et thermiques à concentration) comprenant les systèmes hors réseau s'élevait, en 2019, à 584,8 GW (Figure 2-11), alors qu'elle se situait, dix ans plus tôt, à moins de 23,6 GW [13]. Le solaire PV occupe la plus grande place, tandis que seulement 6,3 GW de solaire thermique à concentration sont installés dans le monde.

se tournent eux aussi vers le solaire. Bien que les systèmes de production décentralisée aient enregistré une croissance notable au cours des dernières années, le marché reste largement dominé par les grandes centrales raccordées aux réseaux.

Figure 2-11 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans le monde, de 2009 à 2019 [13]



2.2.1 Évolution de la puissance installée dans les grandes régions du monde

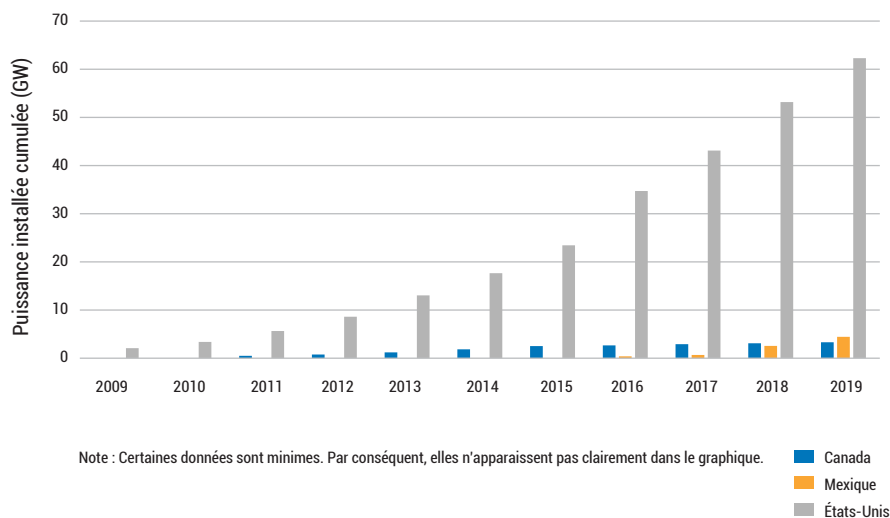
L'Amérique du Nord

La puissance cumulative d'énergie solaire installée en Amérique du Nord était estimée, en 2019, à 70,0 GW, dont près de 90 %, soit 62,3 GW, aux États-Unis (Figure 2-12) [64]. Ces puissances cumulatives installées incluent les centrales solaires photovoltaïques et thermiques à concentration, qu'elles soient connectées ou non aux réseaux électriques intégrés.

À la fin de 2019, les États-Unis comptaient 60,5 GW d'installations solaires photovoltaïques et 1,8 GW de solaire thermique à concentration [13]. En 2019, le solaire aux États-Unis a généré plus de 305 TWh d'énergie, ce qui représente un peu plus de 1 % de l'électricité totale produite au pays, une augmentation de 13,9 % par rapport à 2018 [65].

Avec un ajout, en 2019, de 3,4 GW de puissance installée par rapport à 2018, la Californie figure à nouveau comme chef de file en termes d'ajout de puissance d'énergie solaire aux États-Unis. Elle est suivie par le Texas qui compte, pour la même période, 1 GW de puissance ajoutée et la Caroline du Nord qui en compte 0,9 GW. La Californie est par ailleurs le premier État américain à exiger qu'à partir de 2020, des panneaux solaires soient systématiquement installés sur le toit des immeubles unifamiliaux et multifamiliaux nouvellement construits [66].

Figure 2-12 Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Amérique du Nord, de 2009 à 2019 [13]



Malgré le fait que plusieurs États aient récemment commencé à installer des systèmes solaires [67], le marché des États-Unis dans son ensemble était relativement stable en 2019, en baisse de 1 %, par rapport à 2018. Certains États américains se sont toutefois fixé des objectifs de puissance d'énergie solaire à atteindre. Ces cibles favorisent le déploiement de l'énergie solaire qui est par conséquent devenue l'un des marchés de production d'électricité parmi les plus importants et les plus dynamiques en Amérique du Nord.

Certains États américains visent une cible de 100 % d'énergie d'origine renouvelable ou d'énergie propre entre 2030 et 2050. C'est entre autres le cas de New York et d'Hawaï qui comptent respectivement atteindre cet objectif d'ici 2030 et 2045 [68].

L'énergie électrique issue du solaire est désormais économiquement compétitive par rapport aux sources d'énergie conventionnelles dans divers États, dont la Californie, Hawaï, le Texas et le Minnesota [69], des États qui souhaitent explicitement passer aux ressources énergétiques renouvelables. Les emplois dans le secteur solaire ont augmenté de près de 160 % depuis 2010, soit neuf fois le taux de croissance national moyen de l'emploi enregistré au cours des cinq dernières années. Les États-Unis comptaient ainsi plus de 249 000 emplois dans le domaine du solaire en 2019, le secteur manufacturier des composantes solaires étant en deuxième position en termes d'importance, juste après le secteur des installations [70].



Étude de cas : la Californie

Irradiation solaire

Avec une irradiation solaire qui atteint 6,00 kWh/m²/jour dans le désert des Mojaves et 5,42 kWh/m²/jour à Los Angeles, l'État de la Californie se prête avantageusement au développement du solaire PV [16]. L'irradiation solaire de la Californie est d'ailleurs considérablement plus élevée qu'à Calgary, Montréal et New York où les valeurs atteignent respectivement 3,77, 3,68 et 4,03 kWh/m²/jour [16].

Évolution de la puissance installée

L'État de la Californie est le deuxième plus grand consommateur d'énergie électrique aux États-Unis, juste après le Texas [71]. En 2019, la Californie figurait en première position en tant que producteur d'électricité à partir du solaire, de la géothermie et de la biomasse, ainsi qu'en quatrième position pour sa production d'énergie hydroélectrique provenant des barrages et au fil de l'eau. Toujours en 2019, la puissance totale d'énergie solaire atteignait 27,3 GW (Figure 2-13). Cette puissance provenait des grandes centrales PV et thermiques à concentration avec respectivement 11,2 GW et 1,2 GW, et des installations résidentielles et commerciales, avec 14,9 GW. Cette puissance installée représentait 20 % de la production totale d'électricité de la Californie et 38 % de la production d'énergie renouvelable. En 2019, près de 37 % de la production totale d'électricité de la Californie provenait des énergies renouvelables [72].

Impact de l'installation massive de puissance solaire

L'installation massive de puissance solaire en Californie a créé un vrai défi pour les services publics qui doivent équilibrer l'offre et la demande d'énergie sur le réseau électrique. En effet, la courbe de charge est définie comme la « courbe représentant la quantité d'énergie exigée du réseau, une fois soustraite la quantité d'énergie issue de sources variables, principalement le solaire et l'éolien ». Cette courbe, initialement appelée en Californie « duck curve », ou courbe de canard, est illustrée à la Figure 2-14.

Cette dernière figure illustre l'effet important de la puissance solaire totale qui diminue la demande énergétique pendant la période d'ensoleillement. L'importante baisse, le matin, et la forte augmentation de la demande en fin d'après-midi causent certains défis aux entreprises de distribution de l'énergie. Ces derniers doivent en effet gérer l'inertie au démarrage et à l'arrêt des centrales au charbon et au gaz naturel, faute de quoi la stabilité et la fiabilité du réseau peuvent être compromises.

Pour contrer l'effet de la courbe de canard, différentes options sont disponibles : flexibilité des ressources disponibles; ajout de stockage et intégration des véhicules électriques sur le réseau de distribution; et enfin, incitatifs aux consommateurs pour réduire leur demande énergétique en période de pointe.

Figure 2-13 Puissance installée cumulée d'énergie solaire et contribution à la production totale d'électricité en Californie, de 2009 à 2019 [72][73]

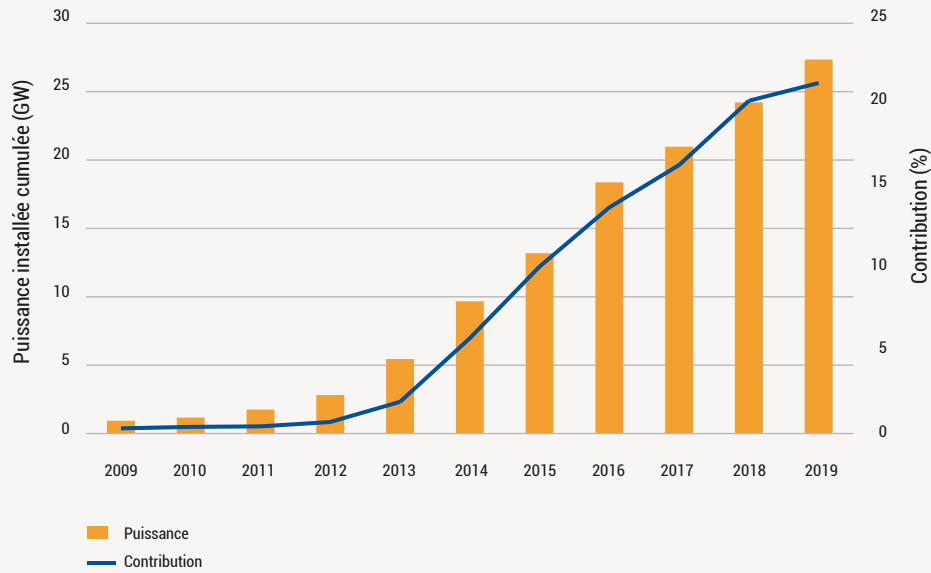
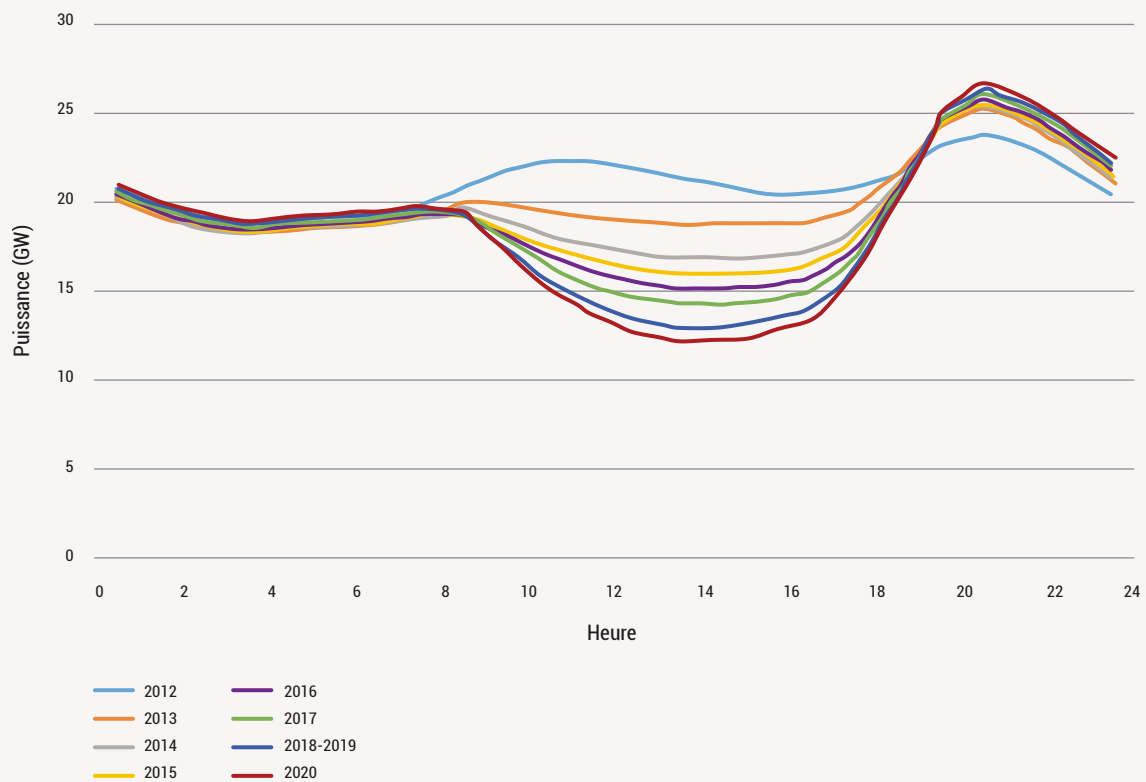


Figure 2-14 Courbe de charge nette réelle en 2012 et 2013 et estimation de 2014 à 2020 pour une journée typique de printemps, en Californie [74]



Étude de cas : la Californie (suite)

Principaux moteurs de développement du solaire en Californie

- 1978 – Début du Public Utility Regulatory Policies Act : encourage la production d'électricité de plusieurs sources d'énergie différentes, dont les énergies renouvelables, et la concurrence pour la production d'électricité [75].
- 1978 – Début de la Energy Tax Act : crédit d'impôt de 30 % sur les premiers 2 000 \$ et de 20 % sur les 8 000 \$ suivants pour l'achat et l'installation de systèmes d'énergie renouvelable résidentiels, dont le solaire PV. Crédit d'impôt de 10 % pour les clients du secteur commercial [76].
- 1985 – Fin de la Energy Tax Act pour le secteur résidentiel. Le crédit d'impôt pour le secteur commercial est maintenu [77].
- 1992 – Début du Production Tax Credit : incitatif fédéral pour la production d'électricité provenant de sources renouvelables jusqu'à 0,015 USD/kWh selon la source. Le solaire n'est cependant pas inclus dans ce programme [78].
- 1996 – Dérégulation du marché de l'électricité [79].
- 1996 – Le programme de mesurage net est mis en place pour les systèmes solaires PV de moins de 10 kW de puissance installée; la contribution totale du solaire PV est limitée à 0,1 % pour les producteurs majeurs, ce qui représente un total de 53,3 MW [80].
- 2001 – Modification du programme mesurage net pour augmenter la limite de puissance installée à 1 MW [81].
- 2002 – Modification de la limite de contribution du solaire PV à 0,5 %.
- 2002 – RPS Program : obligation pour les distributeurs d'électricité d'assurer que 20 % de leur vente d'électricité provienne d'énergie renouvelable pour 2017 [82].
- 2006 – Investment Tax Credit : ajustement du crédit d'impôt à 30 %, de 2006 à 2019, pour l'achat et l'installation de systèmes d'énergie renouvelable résidentiels et commerciaux; diminution graduelle à 10 % pour le secteur commercial et à 0 % pour le résidentiel à l'horizon 2022 [83].
- 2006 – Modification du programme mesurage net pour augmenter la limite de la contribution du solaire PV à 2,5 % [81].
- 2010 – Modification du programme mesurage net pour augmenter la limite de la contribution du solaire PV à 5,0 % [81].
- 2013 – Ajout de 1 325 MW de stockage d'énergie pour 2020; objectif atteint en 2018 [84].
- 2016 – Le mesurage net 2.0 révoque le maximum de 5 % de la contribution du solaire PV imposé initialement en 1996 [85].
- 2020 – Obligation d'installer des panneaux solaires sur tous les nouveaux immeubles unifamiliaux et multifamiliaux [66].

Le programme mesurage net permet de consommer de l'électricité tirée du réseau lorsque nécessaire, de retourner sur le réseau électrique les surplus d'électricité produits par les systèmes d'énergie renouvelable du consommateur et de ne payer que la différence entre l'énergie produite et celle consommée. Aux États-Unis, le mesurage net est utilisé dans 38 États, 3 territoires, et à Washington, D.C. [86].

Près de 75 000 emplois en lien avec l'énergie solaire ont été recensés en Californie en 2019, principalement dans le domaine de l'installation, de la construction et de la vente.

Perspectives

Les politiques mises en place par la Californie [87] visent à ce que 50 %, 60 % et 100 % de l'énergie électrique consommée provienne des sources renouvelables à l'horizon de 2026, 2030 et 2045. Elles prévoient en outre, pour 2030, une capacité de stockage de 11 GW [88] ainsi qu'une diminution de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 [89]. En plus du stockage prévu pour contrer les effets de la courbe de canard, les opérateurs de la Californie réalisent annuellement une étude pour identifier la capacité flexible nécessaire du réseau de distribution selon les ressources disponibles.

Bien que la Californie ait choisi de faire une coupure électrique préventive en août 2020, pendant une vague de chaleur, cette coupure n'était pas causée par les énergies renouvelables, mais par plusieurs centrales au gaz défectueuses et par le bas niveau d'eau dans les centrales électriques [90]. De plus, selon un ancien conseiller de la Commission de l'énergie de Californie, le réseau avait suffisamment de puissance pour répondre aux besoins de sa clientèle. Une meilleure gestion de la charge, l'ajout de stockage et l'expansion du réseau [90] sont donc nécessaires pour favoriser cette transition énergétique et permettre l'atteinte de l'objectif de 2045.

Finalement, la ville de Los Angeles prévoit à travers le plan Los Angeles' Green New Deal, d'installer du solaire PV et du stockage et d'assurer une meilleure gestion de la charge (Tableau 2-V).

Tableau 2-V Cibles du Los Angeles' Green New Deal pour la période 2025-2060 [91]

	Horizon 2025	Horizon 2035	Horizon 2060
Puissance installée solaire PV – Secteur résidentiel	900 MW – 1 500 MW	1 500 MW – 1 800 MW	1 950 MW
Stockage d'énergie	1 654 MW – 1 750 MW	3 000 MW	4 000 MW
Programmes de gestion de la charge – Demande en puissance totale des charges contrôlables	234 MW	600 MW	-

Le Mexique

Le Mexique figure quant à lui au deuxième rang parmi les pays de l'Amérique du Nord avec seulement 6,3 % de la puissance solaire PV installée en Amérique du Nord. À la fin de l'année 2019, le Mexique comptait une puissance solaire PV installée cumulée de 4,4 GW et de solaire thermique à concentration de 14 MW [14] [92].

Selon Mordor Intelligence [93], le marché du solaire photovoltaïque au Mexique devrait croître à un taux annuel moyen d'environ 8,9 % au cours de la période 2020-2025. Plusieurs facteurs ont été identifiés comme des moteurs qui autoriseront cette croissance. Parmi ceux-ci, citons entre autres le prolongement de la procédure d'autorisation simple, avec le programme mesurage net, pour les projets solaires photovoltaïques d'une puissance installée allant de 500 kW à 2 MW. La baisse des coûts des technologies solaires qui rend cette énergie compétitive par rapport aux sources de combustibles fossiles de même que les subventions supplémentaires sur les systèmes solaires encouragent également le développement du marché solaire photovoltaïque.

Le Canada

Le Canada commence lui aussi à s'intéresser de plus en plus au déploiement de l'énergie solaire. À la fin de l'année 2019, la puissance cumulative d'énergie solaire connectée au réseau s'élevait à 3,3 GW [14] [92], une augmentation de 210 MW, ce qui équivaut à une croissance de 5,5 % par rapport à l'année 2018. Environ 94,2 % de la puissance totale installée au Canada se trouve en Ontario (3 135,2 MW). La croissance dans cette province a été longtemps catalysée par la Loi sur l'énergie verte mise en place en 2009 et abrogée en 2019. Cette Loi avait pour principal objectif d'encourager le déploiement des énergies renouvelables par des programmes de tarifs de rachat garantis [94][95]. Le chapitre III dresse un portrait plus détaillé de la filière solaire au Canada.

Le gouvernement du Canada prévoyait atteindre 3,5 GW de puissance cumulative d'énergie solaire installée d'ici la fin de l'année 2020 [96]. Les gouvernements fédéraux, provinciaux et territoriaux n'ont toutefois pas de cible spécifique de puissance solaire pour 2030 [97].

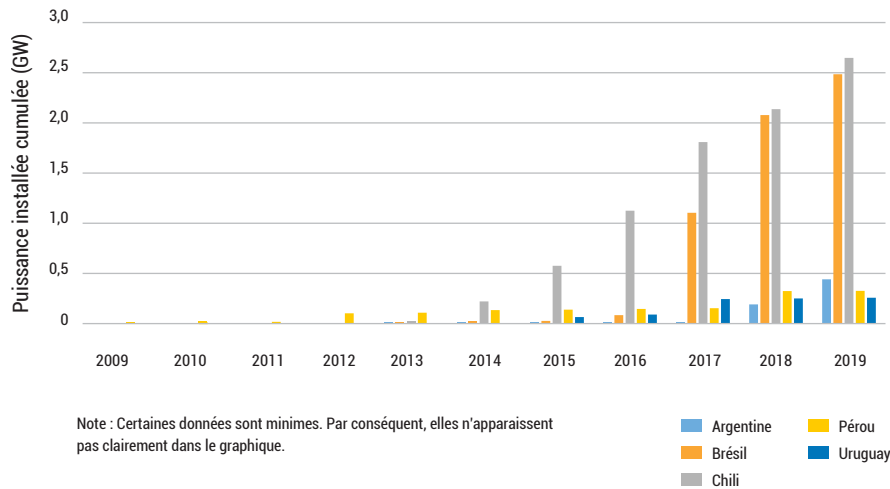
L'Amérique du Sud

Les pays d'Amérique du Sud sont également de plus en plus ambitieux en matière de déploiement de l'énergie solaire (Figure 2-15). En décembre 2019, la puissance cumulée d'énergie solaire installée en Amérique du Sud s'élevait à 6,5 GW, essentiellement constituée par des installations photovoltaïques. Le Chili et le Brésil mènent, avec respectivement 2,6 GW et 2,5 GW, suivis par l'Argentine, avec 0,4 GW, ainsi que le Pérou et l'Uruguay avec 0,3 GW chacun [92].

En 2019, le Chili a ajouté près de 0,5 GW de puissance solaire. La majorité de la puissance installée concerne des projets de grandes centrales solaires PV, dont plusieurs sont destinés à répondre aux besoins de l'industrie minière et d'autres grands consommateurs d'énergie [98]. Par ailleurs, la centrale solaire Luz del Norte, d'une puissance de 141 MW, est la première centrale solaire à être utilisée comme service de réseau auxiliaire possédant une licence [99]. En effet, cette centrale permet de réguler la fréquence du réseau électrique du pays, assurant ainsi sa fiabilité et sa stabilité. De plus, 21,9 GW de nouvelles installations solaires sont prévus à l'horizon 2030 afin de réaliser la transition visant à remplacer l'utilisation du charbon en 2040 et à être carboneutre en 2050 [100].

Selon les dernières statistiques de l'Association brésilienne de l'énergie solaire photovoltaïque [104], le Brésil a dépassé en 2020 la barre des 6 GW de puissance installée cumulée d'énergie solaire. Une récente étude menée par cette même association indiquait qu'avec près de

Figure 2-15 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Amérique du Sud, de 2009 à 2019 [13]



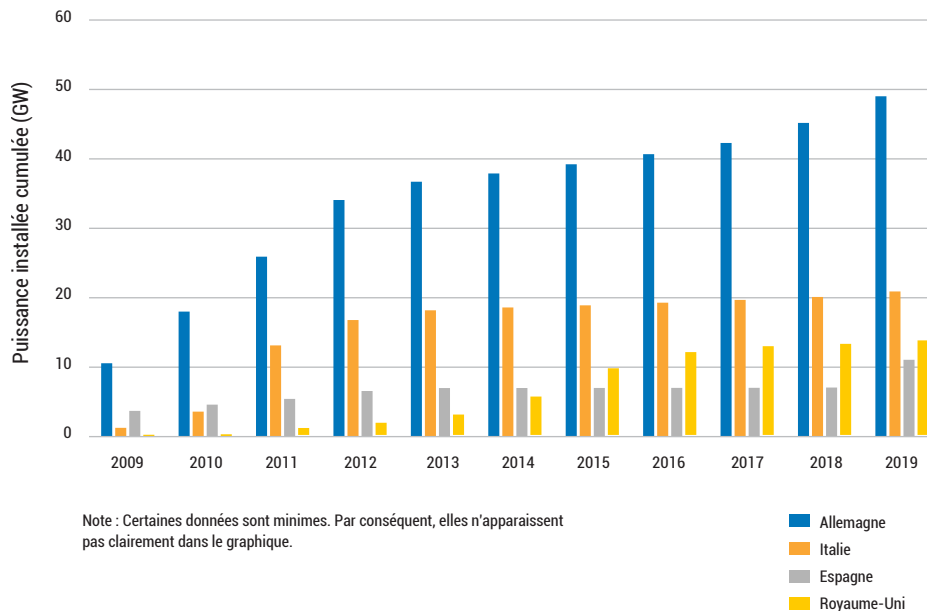
Le Chili jouit de l'irradiation solaire la plus élevée au monde. Avec une irradiation solaire [16] qui varie entre 2,64 kWh/m²/jour et 7,41 kWh/m²/jour, le pays a été qualifié, par le quotidien américain *The Washington Post*, « d'Arabie saoudite solaire » [102]. À titre de comparaison, l'irradiation solaire au Québec varie entre 2,84 kWh/m²/jour et 3,68 kWh/m²/jour [16].

parmi toutes les énergies renouvelables avec des prix moyens inférieurs à 21,00 USD/MWh [105]. La production décentralisée, qui comprend tous les systèmes solaires jusqu'à 5 MW dans le cadre de l'application mesurage net mis en place en 2012, est un autre segment qui connaît au Brésil une croissance significative avec une puissance cumulée qui s'élève à 3,1 GW [101].

15 000 entreprises opérant dans le secteur solaire au pays, la filière brésilienne a attiré 5,8 milliards USD de nouveaux investissements privés, tout en générant environ 180 000 emplois locaux depuis 2012 [101][102].

En matière de grandes centrales solaires PV, le Brésil dispose de 2,9 GW de puissance installée cumulée, ce qui équivaut à 1,7 % du mix électrique du pays. En 2019, l'énergie solaire était la source d'énergie la plus compétitive

Figure 2-16 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Europe, de 2009 à 2019 [13]



L'Europe

À la fin de 2019, le cumul de la puissance installée d'énergie solaire s'élevait, en Europe, à 140,5 GW, soit un ajout de 19,0 GW par rapport à l'année 2018. Les systèmes photovoltaïques comptaient alors pour 138,2 GW, tandis que le cumul du solaire thermique à concentration atteignait 2,3 GW. L'Allemagne arrivait en tête de liste avec 49,0 GW de puissance installée cumulative à la fin de l'année 2019, suivie de l'Italie avec 20,9 GW. Avec une puissance cumulative de 11,1 GW, l'Espagne dominait quant à elle les installations solaires thermiques à concentration avec une puissance installée de 2,3 GW, soit 99 % de la puissance solaire thermique à concentration installée en Europe. Le Royaume-Uni a de son côté ajouté 0,5 GW au cours de 2019 pour atteindre une puissance solaire cumulée de 13,6 GW.

Selon SolarPower Europe, la forte croissance des installations solaires PV s'explique principalement par la baisse spectaculaire du coût des modules solaires photovoltaïques [106]. Selon la même source, cette croissance est aussi motivée par des mesures politiques et juridiquement contraignantes qui imposent

En matière de marché, l'Espagne figurait, en 2019, en tête de liste avec l'ajout de 4,0 GW, suivie de l'Ukraine (3,9 GW), de l'Allemagne (3,8 GW), des Pays-Bas (2,2 GW), de la France (1,0 GW), de l'Italie (0,8 GW) et de la Pologne, qui a plus que doublé sa puissance installée (0,7 GW) [13].

aux pays de l'Union européenne de produire, en 2020, 20 % de leur énergie à partir de sources renouvelables [107]. Plusieurs pays européens se sont d'ailleurs fixé des objectifs en matière d'installation de puissance solaire. Par exemple, l'Allemagne envisage l'installation de 3 GW/année depuis 2013 [108]. Les pays membres de l'Union européenne partagent un cadre réglementaire commun, alors que les autres pays ont leurs propres réglementations énergétiques et leurs propres cibles d'installation de puissance solaire. L'augmentation rapide de la puissance installée d'énergie solaire enregistrée en Europe a toutefois ralenti à partir de 2013, alors que la croissance s'accélérait ailleurs dans le monde, notamment en Asie et aux États-Unis [13].

En Allemagne, la puissance installée de nouveaux systèmes d'énergie solaire photovoltaïque a atteint 3,8 GW au cours de l'année 2019, soit une augmentation d'environ 1 GW par rapport à 2018, alors que les ajouts photovoltaïques annuels avaient atteint 2,9 GW [13]. La puissance cumulée solaire PV de l'Allemagne a atteint 49,0 GW à la fin de 2019 (voir *Étude de cas : l'Allemagne*).

Deuxième pays européen ayant le plus d'installations solaires après l'Allemagne, l'Italie enregistrait en 2019 un ajout de 0,8 GW de puissance solaire par rapport à l'année précédente. Près de 18 GW sur les 20,9 GW que compte le pays ont été installés entre 2010 et 2019 [92], dont 10 GW en 2011 [13] [90]. Cette croissance spectaculaire a été enregistrée dans une période où de fortes

mesures incitatives, connues sous le nom de « Conto Energia », ont été mises en place. Le crédit d'impôt disponible uniquement pour les petites installations de 20 kW ou moins et le système de facturation nette « Scambio Sul Posto (SSP) » figurent parmi les incitatifs qui ont propulsé le marché de l'énergie solaire. L'autoconsommation est également autorisée pour tous les systèmes photovoltaïques [109]. Bien que le secteur résidentiel représentait, en 2018, 81 % de la nouvelle puissance installée en raison notamment de la mise sur pied du programme de mesurage net SSP, la majeure partie de la puissance installée cumulative demeure dans le secteur industriel, avec des centrales dont les puissances varient de 200 kW à 1 MW.



Étude de cas : l'Allemagne

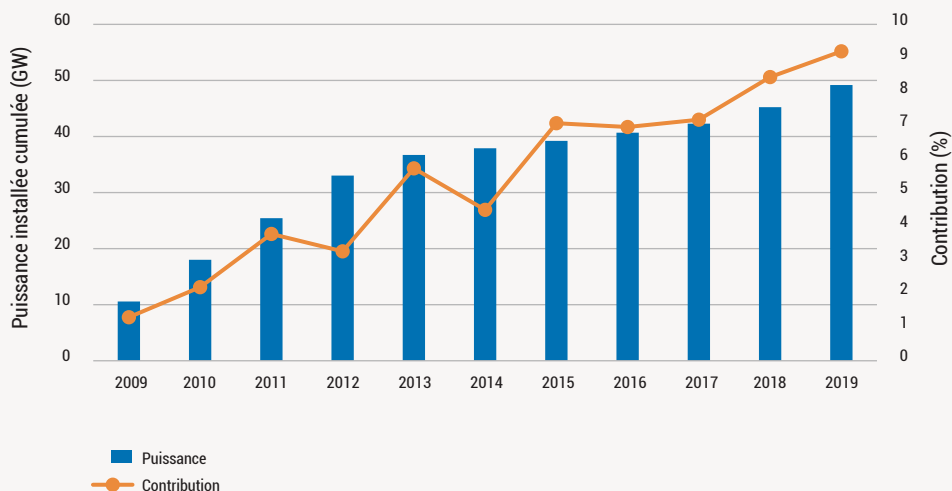
Premier pays dans le monde avec le plus d'installations solaires cumulées entre 2005 et 2014 [14], l'Allemagne se situait, en 2019, en quatrième position. Détrônée par la Chine en 2015, puis par le Japon et les États-Unis en 2017, l'Allemagne possédait en 2019 une puissance solaire installée de 49,0 GW [13][110] avec seulement 1,5 MW de solaire thermique à concentration. L'énergie solaire représentait alors 9,2 % de la production totale d'électricité du pays et 46,1 % de la production d'énergie renouvelable (hydroélectricité incluse) [111]. Même avec ce taux élevé de pénétration du solaire sur le réseau, l'Allemagne possède l'un des réseaux électriques les plus stables en Europe grâce au travail des opérateurs du réseau qui répartissent la production énergétique des centrales électriques selon la demande de chaque région [112].

Avec la réduction des coûts d'installation causée principalement par une installation importante de centrales solaires, le tarif d'achat d'électricité provenant des nouvelles installations solaires a drastiquement chuté, passant de 0,50 €/kWh en 2008 à 0,10 €/kWh au début de 2014 [114].

Irradiation solaire

L'irradiation solaire de l'Allemagne se situe entre 2,75 kWh/m²/jour et 3,34 kWh/m²/jour, soit près de la moitié de celle mesurée dans l'État de la Californie, aux États-Unis [16]. Située à Schipkau, la plus grande centrale solaire de l'Allemagne, d'une puissance de 166 MW, jouit d'une irradiation solaire de 2,97 kWh/m²/jour, soit 20 % de moins que celle enregistrée à Montréal.

Figure 2-17 Puissance installée cumulée d'énergie solaire et contribution à la production totale d'électricité en Allemagne, de 2009 à 2019 [113]



Principaux moteurs de développement

- 1990 – Début du programme 1 000 Roofs Program pour l’installation résidentielle sur toit de PV relié au réseau de distribution [116][117].
- 1994 – Fin du programme 1 000 Roofs Program qui se conclut avec 2 056 installations PV d’une puissance de 5,3 MW [117].
- 1999 – Début du programme 100,000 Roofs Program pour l’installation résidentielle de 300 MW sur toit de PV relié au réseau de distribution pour 2005 [117].
- 2000 – Acte sur les énergies renouvelables (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) [115].
- 2003 – Fin du programme 100,000 Rooftop Program qui se conclut avec environ 55 000 installations PV d’une puissance de 261 MW [118].
- 2011 – Décision de fermer toutes les centrales nucléaires pour 2022 [120].
- 2013 – Imposition d’une capacité maximale du réseau à 52 GW de puissance solaire et augmentation de la puissance solaire maximale de seulement 2,5 GW à 3,0 GW par année [108].
- 2020 – Fin du programme de tarif de rachat pour les installations solaires de moins de 750 kW [119].
- 2020 – Suppression de la capacité maximale de 52 GW de puissance solaire [119].

Près de 36 000 emplois [110] en lien avec l’énergie solaire ont été recensés en Allemagne en 2019, principalement dans le domaine de la fabrication, de l’installation et de la vente.

Figure 2-18 Parc solaire Krughütte de 29,1 MW à Eisleben, en Allemagne [110]



L’Acte sur les énergies renouvelables (EEG) se traduit par un programme de tarifs de rachat qui accorde une priorité aux sources d’énergie renouvelables. Les distributeurs ont donc l’obligation d’acheter d’abord de l’énergie renouvelable, peu importe le type, à un tarif garanti pour une période de 20 ans.

Perspectives et objectifs

- 2025 – Projet démarré en 2018 pour l’installation de quatre nouvelles lignes de transmission haute tension reliant le nord au sud de l’Allemagne.
- 2030 – Capacité solaire prévue de 98 GW; pour atteindre cet objectif, une capacité de 5 GW doit être installée chaque année à partir de 2020.

Tableau 2-VI Objectifs de l’Allemagne en matière de gestion de l’énergie [121]

	2020	2022	2030	2040	2050
Énergie provenant de sources renouvelables	35 %	-	50 %	65 %	80 %
Diminution des GES par rapport au niveau de 1990	40 %	-	55 %	70 %	80 % à 95 %
Mise hors fonction des centrales au charbon	-	12,5 GW	25,6 GW	-	-
Mise hors fonction de toutes les centrales nucléaires	-	9,5 GW	-	-	-

L'Asie et le Moyen-Orient

L'Asie a sans conteste enregistré la plus importante croissance d'énergie solaire pour la période 2010-2019. En 2019, la région détenait, avec 330,1 GW, la plus grande part de la puissance installée cumulée de solaire photovoltaïque dans le monde, soit 57 %. De plus, l'Asie a dominé le marché des onduleurs PV avec 71 % des nouvelles installations mondiales en 2018 [122] et devrait continuer à dominer le marché au cours de la prochaine décennie grâce au nombre croissant d'installations en Chine, en Inde et au Japon.

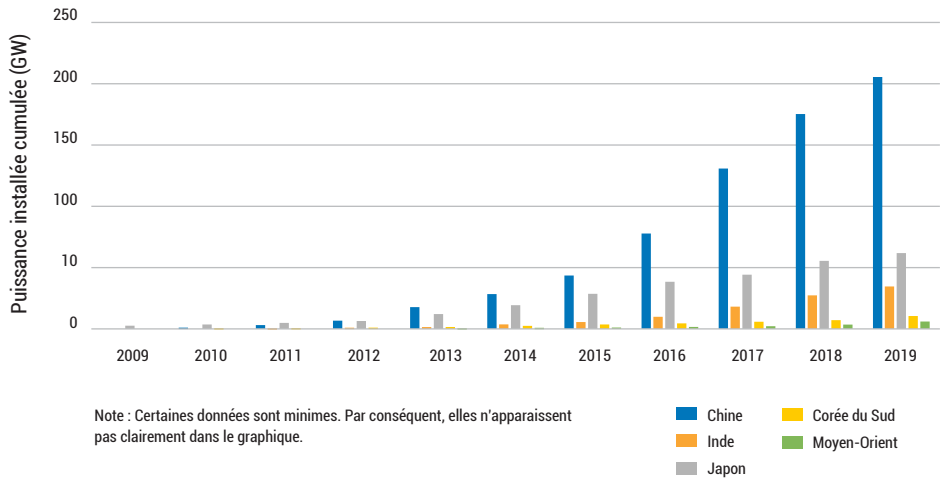
La Chine demeure le plus grand marché du solaire PV d'Asie, avec 205,5 GW de puissance installée cumulée, suivie du Japon avec 61,8 GW,

de l'Inde avec 34,6 GW et de la Corée du Sud avec 10,5 GW (Figure 2-19) [13]. Par exemple, en Chine, la majorité (~ 90 %) des nouveaux ajouts proviennent de grandes centrales solaires PV. Malgré le fait que l'irradiation solaire soit plus élevée au sud, la majorité du déploiement est réalisée dans les provinces du nord de la Chine, notamment là où plusieurs mesures incitatives d'installation des énergies renouvelables sont mises en place [123]. Ainsi, pour six années consécutives depuis 2013, l'Asie continue de dominer le marché mondial du solaire PV avec plus de la moitié des ajouts mondiaux de nouvelles installations, et ce, malgré des baisses dans les trois principaux marchés de la région, soit la Chine, l'Inde et le Japon [13].

Tableau 2-VII Pays du Moyen-Orient qui font partie de l'Asie

Arabie saoudite	Israël	Palestine
Bahreïn	Jordanie	Qatar
Émirats arabes unis	Koweït	Syrie
Iran	Liban	Yémen
Iraq	Oman	

Figure 2-19 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Asie et du Moyen-Orient excluant l'Égypte, de 2009 à 2019 [13]



Le Moyen-Orient, excluant l'Égypte (Tableau 2-VII), a vu son cumul de puissance installée de solaire PV atteindre 6,0 GW en 2019. Les plus grands marchés du solaire photovoltaïque de la région étaient alors les Émirats arabes unis et Israël, avec des puissances cumulées respectives de 1,9 GW et de 1,4 GW [13].

Malgré le rebond de la Chine en fin d'année 2019, avec plus de 12 GW de nouvelle puissance installée uniquement en décembre, le marché solaire photovoltaïque annuel en Chine a reculé de près de 32 % après une baisse de 16 % en 2018. Ainsi, en 2019, la puissance installée cumulée était estimée à 30,1 GW avec 17,9 GW de centrales solaires PV raccordées au réseau et 12,2 GW d'installations solaires de production décentralisée [13][124].

Le déclin, en 2019, du marché chinois du solaire PV peut être associé en grande partie aux incertitudes politiques. Le pays restructure en effet son marché des énergies renouvelables. L'objectif est de passer d'une forte croissance des installations et d'une forte dépendance envers des mécanismes de soutien financier direct, tels que des tarifs d'achat non plafonnés, au déploiement de technologies et de systèmes de haute qualité par l'intermédiaire d'enchères [124].

Par ailleurs, le gouvernement chinois a cessé, en mai 2018, d'approuver les nouveaux projets subventionnés et il a fallu plus d'un an pour clarifier la politique des tarifs d'achat qui a été révisée. De nombreux retards dans la publication de la politique et des règles de mise en œuvre ont repoussé les dates

Figure 2-20 Centrale solaire de 2 050 MW à Pavagada, en Inde [125]



L'Inde possède une des plus grandes centrales solaires au monde, soit la centrale solaire de Pavagada, dans le Karnataka, dont la puissance totale de production atteint 2 050 MW [125].

d'achèvement de plusieurs projets solaires photovoltaïques. Le marché a également été tempéré par les retards continus dans les paiements pour les installations existantes. D'autres freins ont été tenus responsables du ralentissement du marché. Parmi ceux-ci, soulignons entre autres les défis liés aux connexions au réseau, à la disponibilité des terres et à l'accès au financement. Par ailleurs, une augmentation importante des exportations de modules a freiné les baisses de prix attendues sur le marché intérieur à cause d'une insuffisance locale de modules. Les développeurs ont été contraints d'attendre que les prix correspondent davantage à leurs offres. Enfin, des orientations plus positives et plus claires pour les projets éoliens ont conduit certains développeurs à donner la priorité au déploiement de cette source d'énergie renouvelable au détriment du solaire [124].

Deuxième plus grand marché d'Asie et troisième au monde, l'Inde a ajouté, en 2019, 7,3 GW de puissance installée pour une puissance cumulée de 34,6 GW [13]. Le pays vise 100 GW de solaire photovoltaïque installé, dont 40 GW de puissance solaire sur les toits, d'ici la fin de 2022 [124].

Après une croissance significative en 2018, les nouvelles installations de l'Inde ont régressé en 2019. Les raisons de cette baisse sont nombreuses : ralentissement économique et coûts plus élevés associés à la participation aux appels d'offres, retards de paiement et renégociation des accords d'achat d'électricité. Les défis liés à l'acquisition de terrains, le manque d'infrastructures de transport et d'accès aux connexions au réseau, les problèmes de liquidité et le manque de financement dû dans de nombreux cas à des retards dans l'adoption des tarifs figurent également au nombre des freins à la croissance du solaire [124].

La réduction des installations solaires en 2019 a également eu un effet dissuasif sur les nouvelles installations de 2020 et une baisse de la demande d'électricité due au

ralentissement de l'économie a aggravé la situation. En août 2019, le gouvernement indien a appelé à la poursuite des projets d'énergie solaire et éolienne, mais il n'a pas été en mesure d'appliquer strictement les règles. La production d'énergie solaire pour l'année 2019 a néanmoins augmenté de 27 % par rapport à 2018 [124]. Les projets de grandes centrales solaires PV représentaient alors plus de 85 % de la capacité nouvellement ajoutée et la grande majorité des installations solaires photovoltaïques totales. Environ 35 GW d'appels d'offres ont été annoncés en Inde en 2019, en baisse de 8 % par rapport à 2018, avec plus de 15,8 GW de projets mis aux enchères (+ 2 %). Plusieurs offres ont été sous-souscrites, mais, comme en 2018, de nombreuses enchères ont rétroactivement été annulées [124].

Les pays du Moyen-Orient présentés au Tableau 2-VII, qui jouissent d'une irradiation solaire entre 5,10 kWh/m²/jour et 6,70 kWh/m²/jour, sont parmi les plus compétitifs en matière d'installation de systèmes solaires PV. Les contrats d'achat d'électricité (CAE) accordés par l'entremise d'appels d'offres y sont par ailleurs parmi les plus bas au monde. Par exemple, en 2019, un CAE a été signé à Dubaï pour un parc solaire de 900 MW à un tarif de 16,95 USD/MWh [126], alors qu'un CAE pour un projet de 94 MW en Alberta était à 36,27 USD/MWh [127]. Le Moyen-Orient a enregistré des progrès substantiels depuis 2018, avec 2,5 GW de puissance ajoutée, pour un total à la fin de 2019 de 6,0 GW, dont 5,5 GW de solaire photovoltaïque et 448 MW de solaire thermique à concentration. Les Émirats arabes unis arrivent bons premiers, suivis d'Israël et de la Jordanie qui enregistrent des puissances solaires respectives de 1,9 GW, 1,4 GW et 1,2 GW. Quant à l'énergie solaire thermique à concentration, à la fin de 2019, Israël comptait 248 MW de puissance totale installée, suivi des Émirats arabes unis avec 100 MW et du Koweït et de l'Arabie saoudite avec chacun 50 MW [14][92].

L'Afrique

Partout en Afrique, l'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus considérée comme un atout permettant la diversification du mix énergétique pour répondre à une demande croissante tout en limitant les émissions de GES. Des défis considérables devront toutefois être surmontés. Parmi ceux-ci, soulignons un manque d'outils de financement adaptés, d'importantes subventions accordées aux énergies fossiles ainsi que l'instabilité sociale et politique qui prévaut dans certains pays [124]. Malgré ces barrières, la puissance installée cumulée d'énergie solaire PV était estimée à 6,4 GW, alors que le solaire thermique à concentration était évalué à 1,1 GW en 2019 [13]. L'Égypte a installé 0,9 GW de nouvelle puissance PV, cumulant sa puissance solaire à 1,7 GW, alors

que l'Afrique du Sud a installé 0,1 GW de solaire thermique à concentration pour cumuler à 3,1 GW de puissance solaire. Le Maroc et l'Algérie, qui sont respectivement en troisième et quatrième position de puissance solaire cumulée en Afrique, n'ont cependant fait aucune nouvelle installation solaire au cours de l'année 2019 (Figure 2-22).

La plus grande centrale solaire photovoltaïque de toute l'Afrique, le complexe solaire égyptien de Benban (Figure 2-21), est devenue pleinement opérationnelle à la fin de 2019. Cette centrale, dont la puissance installée atteint près de 1,5 GW, couvre plus de 37 kilomètres carrés de désert et a été conçue pour fournir de l'électricité à 1 million de foyers [124].

Figure 2-21 Complexe solaire Benban, en Égypte [131]



L'Afrique connaît actuellement une période de croissance économique et de transformation soutenues : sa population croît rapidement alors que ses économies se développent et se diversifient. Pour qu'elle soit durable, une telle croissance requiert toutefois un investissement massif dans le secteur de l'énergie [128]. Bien que la plupart des lieux les plus ensoleillés du monde s'y trouvent [129] et que l'Afrique soit le continent doté de la plus importante ressource d'énergie solaire avec une irradiation qui varie, sur tout le territoire, de 4,19 kWh/m²/jour à plus de 7,01 kWh/m²/jour, le déploiement de l'énergie solaire y demeure très faible [130]. Cela survient en dépit d'une croissance économique remarquable à partir de la seconde partie des années 2010.

Plusieurs pays ont par ailleurs noté une augmentation, en 2019, des installations solaires PV décentralisées. De nombreux

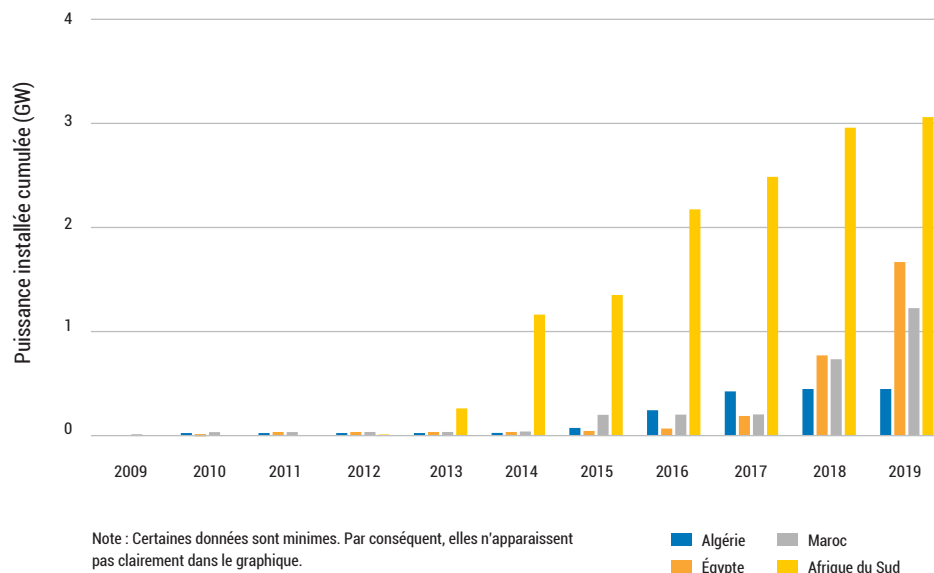
projets de systèmes solaires sur les toits et d'autres systèmes à petite échelle sont en effet entrés en service au cours de l'année, notamment en Afrique du Sud où plus de 100 MW de systèmes solaires installés sur les toits ont été enregistrés à la fin de 2019 [124]

L'Océanie

À la fin de 2019, la puissance installée cumulée d'énergie solaire en Océanie s'élevait à 13,6 GW. Elle était principalement constituée d'installations photovoltaïques situées en Australie (13,3 GW) et en Nouvelle-Zélande (115 MW) (Figure 2-23) [13].

L'irradiation solaire moyenne de l'Australie est particulièrement élevée; plus de la moitié du territoire dépasse 5,50 kWh/m²/jour [16].

Figure 2-22 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Afrique, de 2009 à 2019 [13]

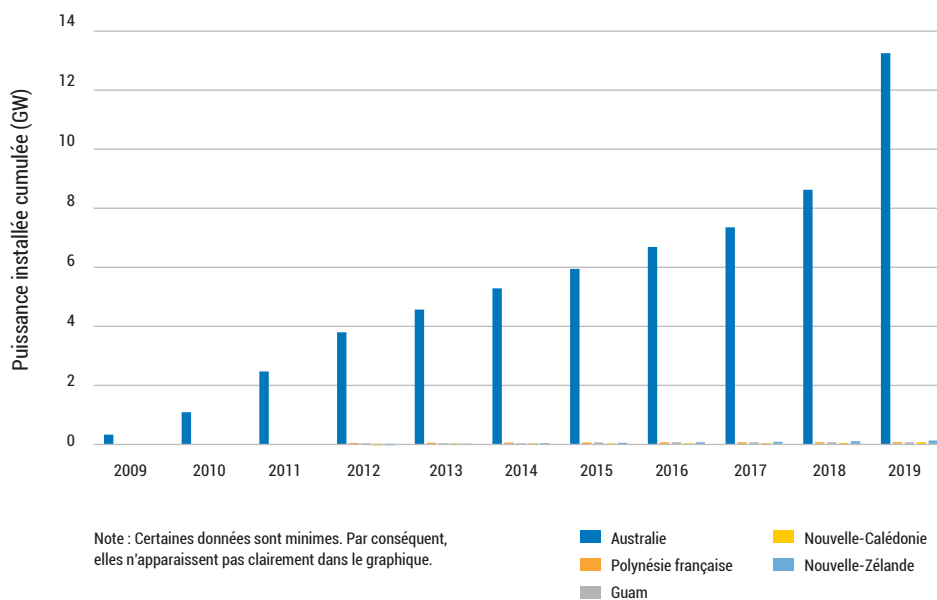


Depuis les années 2000, l'énergie solaire connaît en Australie une croissance remarquable. Cette croissance est due notamment à son irradiation solaire, qui figure parmi les plus élevés au monde, et à la politique de soutien aux énergies renouvelables mise en place en 2001. Cette politique a ensuite été renforcée ensuite par diverses mesures : certificats en énergie renouvelable, tarifs d'achat garantis, appels d'offres, aide à la recherche, etc. [109]. Ainsi, la puissance cumulée d'installation solaire PV s'élevait à 5,9 GW en 2015 avant d'atteindre 8,9 GW en 2018 [13], la majorité de cette puissance étant concentrée dans des systèmes PV décentralisés. En 2019, 4,7 GW de puissance PV installée ont été ajoutés, dont 2,1 GW de nouvelles puissances d'énergie solaire installées sur les toits [13][132]. Bien que la production de l'énergie solaire photovoltaïque du pays ait été affectée en 2019 par les importants feux de brousse, celle-ci a augmenté de 55 %, pour atteindre 18,1 TWh, soit 7,8 % de la production totale d'électricité du pays. Le déploiement solaire PV a été motivé par plusieurs facteurs, notamment la

baisse du prix des composants de systèmes solaires et la sensibilisation des entreprises et des ménages aux avantages du solaire PV. Enfin, les plans d'achat d'électricité ont également contribué au développement du marché solaire PV [124].

En conclusion, selon les données fournies par l'IRENA, au moins quatorze pays dans le monde ont installé en 2019 au minimum 1 GW en puissance solaire, soit trois pays de plus qu'en 2018 [13]. Onze pays ont actuellement plus de 10 GW de puissance cumulée totale, quatre en ont plus de 40 GW et la Chine à elle seule détient 205,5 GW. L'Union européenne, en tête du classement depuis des années, a perdu sa position de leader en 2015 et se classe désormais deuxième avec 117,6 GW, alors que les États-Unis se classent troisièmes, avec 62,3 GW, et que le Japon se classe quatrième avec 61,8 GW en 2019. Le déploiement des systèmes PV en Asie a représenté 70 % du marché mondial en 2019, une baisse de 6 % par rapport aux années antérieures. L'Union européenne occupait 14 % du marché mondial en 2019, suivie de l'Amérique du Nord avec 12 %.

Figure 2-23 Puissance installée cumulée d'énergie solaire dans certains pays d'Océanie, de 2009 à 2019 [13]



2.2.2 Évolution de la puissance installée par segment de marché

Les installations solaires PV peuvent être divisées en deux grandes familles, soit les grandes centrales solaires raccordées au réseau électrique et les applications de production décentralisée comprenant les installations résidentielles, les installations commerciales et industrielles ainsi que les systèmes solaires PV hors réseau. Cette classification se base sur plusieurs paramètres, tels que la capacité d'installation

typique, les coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que les capacités de stockage utilisées.

Dans ce contexte, il convient de se pencher sur l'état et les perspectives dans les différents segments de marché du solaire PV. Les parties prenantes – investisseurs, développeurs, opérateurs ou régulateurs – gagneront en effet à mieux connaître les taux de croissance et les stratégies d'intégration qui pourraient

Les rapports sur le marché des énergies renouvelables à moyen terme [123] segmentent le marché de l'énergie solaire selon la puissance installée, le type d'installation (installation sur le toit, installation au sol, etc.), le type d'application (résidentielle, commerciale, industrielle, grande centrale, etc.) [123] et l'interaction entre les systèmes solaires et le réseau (décentralisé, centralisé ou hors réseau).

Tableau 2-VIII Segments de marché de l'énergie solaire PV [123]

Type d'application	Puissance	Interaction avec le réseau électrique	Type d'installation
Résidentielle	Inférieure à 20 kW	Réseau de distribution ⁵	Installation sur les toits, au sol ou sur la façade des immeubles
Commerciale et industrielle (C et I)	Entre 20 kW et 1 MW ⁶	Réseau de distribution	Installation sur les toits ou au sol
Grandes centrales solaires raccordées au réseau	1 MW et plus	Réseau de transport ou de distribution ⁷	Installation au sol
Systèmes solaires PV hors réseau	Toute capacité, le plus souvent moins de 1 MW	Réseaux autonomes	Installation sur les toits ou au sol

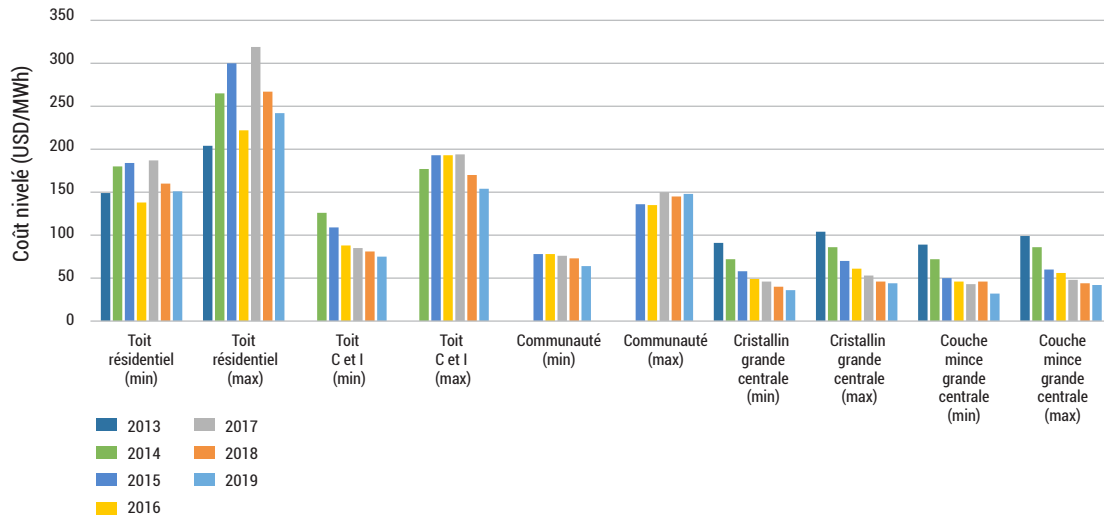
Note : Il n'est pas rare de voir des chevauchements entre les différentes catégories de systèmes solaires PV [134][135]. Par exemple, le secteur commercial et industriel peut atteindre des puissances de plusieurs mégawatts [136]. Il faut ajouter que la segmentation peut varier d'un pays à l'autre et selon le cadre réglementaire en vigueur, rendant difficile une catégorisation générale.

5. Dans le cadre des installations PV, la production décentralisée provient des centrales connectées au réseau à basse et moyenne tension, comme les PV sur les toits [135].

6. En Chine, des installations allant jusqu'à 6 MW sont classées comme commerciales ou industrielles.

7. Dans le cadre des installations PV, la production centralisée provient des centrales connectées au réseau à haute tension, comme les grandes installations de PV au sol [135].

Figure 2-24 Évolution du coût nivelé minimum et maximum d'installations solaires par type d'application [137]



nécessiter des investissements dans le transport et la distribution, que ce soit pour les systèmes de production décentralisée ou les grandes centrales solaires PV raccordées au réseau électrique [133].

La comparaison des coûts nivelés d'énergie (LCOE) [137] présentée à la Figure 2-24 montre une réduction importante des coûts dans les grandes centrales au cours des dernières années. Dans le secteur résidentiel, le prix minimum est constant tandis que le prix maximum augmente. Pour le secteur commercial et industriel, les coûts ont diminué de 15 % à 25 % au cours des deux dernières années.

Les systèmes de production décentralisée

Les ressources énergétiques décentralisées sont des sources d'énergie de petite ou de moyenne puissance qui sont principalement connectées au niveau de tension inférieur du système (réseau de distribution), à proximité des utilisateurs finaux. La croissance du marché des applications solaires photovoltaïques décentralisées est due essentiellement aux installations commerciales et industrielles.

À l'échelle mondiale, en 2018, la puissance cumulée des applications solaires photovoltaïques décentralisées atteignait 142 GW, soit 29 % du marché solaire PV.

• Installations résidentielles

Les installations résidentielles sont essentiellement composées de panneaux solaires fixés sur le toit, au sol ou sur la façade des immeubles. Leur déploiement, principalement sur les toits, a considérablement augmenté ces dernières années, encouragé notamment par les politiques de soutien, comme le mesurage net, les incitatifs fiscaux et la baisse des coûts. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), ce segment de marché des systèmes PV s'est vu ajouter, entre 2012 et 2018, une puissance installée cumulée de 36 GW. Selon les prévisions, la puissance cumulée de ce type d'installation devrait atteindre 85 GW entre 2019 et 2024 [138]. L'ajout de systèmes de stockage dont les coûts sont de plus en plus compétitifs devrait favoriser le déploiement de ce segment de marché.

- **Installations commerciales et industrielles**

Les installations solaires PV commerciales ou industrielles sont habituellement montées sur le toit des bâtiments ou au sol et présentent généralement une capacité comprise entre 20 kW et 1 000 kW. La croissance de ce segment du marché est essentiellement tirée par la diminution des coûts d'investissement pour l'implantation des projets ainsi que par les préoccupations environnementales [139], sans oublier bien sûr le mesurage net et les incitatifs fiscaux.

En 2018, ces installations atteignaient une puissance cumulée de 103 GW à l'échelle mondiale [138]. Selon les prévisions de l'AIE, elles représenteront, toujours à l'échelle mondiale, plus de 227 GW de puissance cumulée à horizon 2024 [138]. Les installations commerciales et industrielles représentent ainsi l'un des segments de marché qui connaît la plus importante croissance. En effet, à la fin de 2018, la puissance cumulée des installations commerciales et industrielles représentait plus de 72 % du marché de la production décentralisée [138].

- **Systèmes solaires hors réseau**

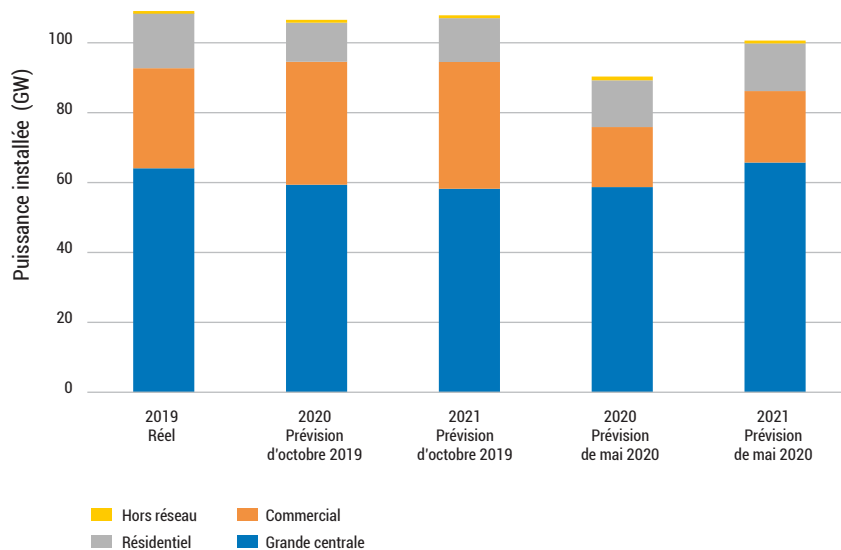
Les installations solaires PV hors réseau représentent actuellement 3,5 GW de la puissance totale installée dans le monde [123]. Elles comprennent essentiellement des installations domestiques (50 %), des systèmes d'éclairage de rues (35 %), des systèmes alimentant des batteries rechargeables (10 %) et des installations de microréseaux autonomes (2 %) [140]. Les installations de ce type trouvent notamment leurs applications dans les besoins d'approvisionnement énergétique des collectivités isolées ou des stations de télécommunications.

Grâce à sa nature modulaire et décentralisée, l'énergie solaire photovoltaïque peut être adaptée à un large éventail d'applications hors réseau et aux conditions locales. Au cours de la dernière décennie (2008-2018), la puissance installée mondiale de l'énergie solaire photovoltaïque hors réseau a été multipliée par dix, passant d'environ 0,25 GW en 2008, à 2,9 GW en 2018 [138].

Les installations solaires PV décentralisées continueront de croître dans les prochaines années. Ainsi, d'ici 2024, la puissance cumulée de ces installations à l'échelle mondiale devrait respectivement atteindre 317 GW et 406 GW, selon le scénario modéré ou accéléré de l'AIE [138]. La part des applications de production solaire PV décentralisée devrait alors se situer aux alentours de 45 % de toutes les installations solaires à l'échelle mondiale [138].

Les grandes centrales solaires raccordées au réseau

Les grandes centrales solaires raccordées au réseau dominant, en termes de puissance cumulée, l'ensemble des installations solaires dans le monde. Bien que celles-ci puissent être de nature thermique, cette section se concentre sur les centrales électriques solaires photovoltaïques. Ces centrales sont constituées de champs de modules solaires photovoltaïques connectés entre eux en série et en parallèle. Des onduleurs sont utilisés pour convertir en courant alternatif le courant continu généré par les panneaux solaires de façon à permettre le raccordement au réseau.

Figure 2-25 Ajouts réels et prévisionnels de puissance d'énergie solaire PV, 2019-2021 [141]

Croissance selon le type d'application

Les ajouts d'énergie solaire PV réalisés en 2019 et les prévisions émises par l'Agence internationale de l'énergie démontrent qu'actuellement, environ 57,3 % des nouveaux ajouts proviennent des projets de grandes centrales solaires raccordées au réseau. Ils sont suivis des installations commerciales ou industrielles qui atteignent 27,3 %, des installations résidentielles avec 14,3 % et enfin, des installations hors réseau avec environ 1,1 % (Figure 2-25) [123]. Elle illustre aussi l'impact de la COVID-19 entre les prévisions d'octobre 2019 et de mai 2020 sur l'installation de nouvelle puissance.

Sur la base des prévisions de mai 2020 illustrées à la Figure 2-25, d'ici la fin de 2021, les centrales solaires PV raccordées au réseau représenteront 65,3 % du marché solaire photovoltaïque. Les installations commerciales ou industrielles devraient quant à elles représenter 20,3 % de la croissance de la puissance mondiale installée, suivies par les installations résidentielles (13,6 %) et les réseaux autonomes (0,8 %) [123][143].

Par exemple, aux États-Unis, au cours de 2019, les installations résidentielles ont progressé de 7 % par rapport à 2018, tirées par le marché de certains États tels que la Californie et la Caroline du Nord, alors que les autres segments du marché non résidentiel et les centrales solaires raccordées au réseau se sont respectivement contractés de 8 % et 3 % [144]. Parmi les facteurs clés à l'origine de la croissance du marché des installations résidentielles, citons la baisse des coûts de production, les progrès enregistrés en matière de technologies de stockage et l'expertise croissante des opérateurs de réseaux [145]. Quant aux baisses enregistrées pour les grandes centrales solaires, elles seraient entre autres dues en grande partie aux nouvelles taxes sur l'importation des modules solaires imposées par le gouvernement américain qui ont notamment entraîné des annulations ou des retards dans les projets [146].

De nouvelles niches de déploiement de l'énergie solaire PV commencent à se développer à travers le monde. En voici quelques exemples.

Figure 2-26 PVIB installé sur la façade du bâtiment John Wilson School of Business de l'Université Concordia [147]

- **Systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments (PVIB)**

Le PVIB fait référence aux modules photovoltaïques qui remplacent des matériaux de construction conventionnels utilisés pour les toits ou les façades, tout en produisant de l'énergie. Cette intégration fonctionnelle qui touche aussi le segment résidentiel s'accompagne le plus souvent d'une intégration architecturale.



Figure 2-27 Panneaux solaires protégeant un vignoble en période de canicule à Piolenc, en France [149]



- **L'agrivoltaïque (Agri-PV)**

L'agrivoltaïque est une installation PV qui associe, sur un même terrain, une production d'électricité PV et une production agricole, sans mettre beaucoup d'accent sur la centrale PV. Ce type de déploiement représente, pour les agriculteurs, une source de revenus supplémentaires. En janvier 2020, la puissance totale installée était de 2,8 GW [148]. Par exemple, la Figure 2-27 montre l'utilisation de l'agrivoltaïque afin de protéger un vignoble en période de canicule en procurant de l'ombrage aux plantes.

Figure 2-28 Centrale photovoltaïque flottante à Piolenc, en France [154]



- **Installations solaires photovoltaïques flottantes (PV flottant)**

Les installations solaires flottantes font référence à des systèmes de production d'énergie montés sur des structures qui flottent sur un plan d'eau – lac ou mer – situé à proximité des consommateurs. La puissance installée de ce segment atteignait 1,3 GW à la fin de 2019 [150] [151][152], dominée par la Chine (960 MW) et le Japon (210 MW). Selon les prévisions, elle atteindra une puissance totale de 4,6 GW d'ici 2022 [150]. Bien que 20 % à 25 % plus coûteuse que les systèmes installés sur la terre ferme [153], cette technologie peut être intéressante dans les pays où des lois limitent l'espace disponible pour l'installation solaire au sol.

- **Friches industrielles**

Des terrains laissés à l'abandon à la suite de l'arrêt des activités industrielles peuvent connaître une seconde vie et faire l'objet d'incitatifs financiers supplémentaires pour l'installation d'un système solaire. Par exemple, l'État de New York offre un incitatif financier de 0,15 USD/W pour les centrales solaires installées sur une friche industrielle [155].



Conclusion et perspectives

En somme, la puissance installée d'énergie solaire a connu une croissance importante au cours des dernières années, et ce, un peu partout dans le monde où elle totalisait, à la fin de l'année 2019, près de 585 GW. Le Tableau 2-IX présente la puissance cumulative atteinte en 2019 chez les plus grands producteurs d'énergie solaire mondiaux. Cette croissance entre autres motivée par des impératifs environnementaux a notamment été encouragée par des incitatifs politiques et par une baisse notable des coûts associés. Bien que les perspectives à l'horizon 2030-2050 soient largement favorables à une croissance soutenue de la puissance installée dans les différents segments de marché, la récente pandémie de la COVID-19 a entraîné des retards et le report de nombreux projets. En dépit de ce report, les estimations prévoient que la puissance installée de solaire photovoltaïque pourrait être 5 fois plus élevée en 2030 et 14 fois plus élevée en 2050 que la puissance installée en 2019 [23].

Selon les projections de l'Agence internationale de l'énergie [142], l'ajout de puissance installée pourrait enregistrer une baisse de plus de 15 % en 2020. Bien que l'impact se répercute sur l'ensemble du secteur solaire PV, les applications de production solaire décentralisée seront plus touchées que les installations de grandes centrales solaires raccordées au réseau électrique, puisqu'elles dépendent à la fois de PME et de particuliers plus réticents à investir dans un contexte de pandémie. Les projets de grandes centrales solaires raccordées au réseau demeurent quant à eux plus sensibles aux problèmes de chaîne d'approvisionnement, aux contraintes de main-d'œuvre et aux retards de construction qui entraînent des délais dans leur mise en service.

Les prévisions de l'AIE mises à jour prévoient néanmoins un rebond pour les projets de grandes centrales solaires en 2021, alors que la puissance totale installée des systèmes solaires demeurera en dessous des niveaux de 2019 en raison d'un redémarrage plus lent des applications photovoltaïques décentralisées.

Tableau 2-IX Puissance solaire cumulative installée par pays à la fin de l'année 2019 [13]

	Pays	Puissance totale installée (GW)
Amérique	États-Unis	62,3
	Mexique	4,4
	Canada	3,3
	Chili	2,6
	Brésil	2,5
	Honduras	0,5
	Argentine	0,4
Europe	Allemagne	49,0
	Italie	20,9
	Royaume-Uni	13,6
	Espagne	11,1
	France	10,6
	Pays-Bas	6,7
	Belgique	4,5
	Autriche	1,6
	Danemark	1,1
Asie	Chine	205,5
	Japon	61,8
	Inde	35,1
	Corée du Sud	10,5
	Vietnam	5,7
	Thaïlande	3,0
	Émirats arabes unis	1,9
	Israël	1,4
	Malaisie	0,9
Afrique	Afrique du Sud	3,1
	Égypte	1,7
	Maroc	0,7
Océanie	Australie	13,3
Cumulatif	Mondial	584,8



3. Le solaire PV au Canada

3.1 | Survol de la situation

Le Canada figurait, en 2018, au quinzième rang en termes de cumul de puissance installée d'énergie solaire photovoltaïque (PV). Cette position reposait notamment sur l'Ontario qui a vu ses installations décupler grâce à des incitatifs financiers avantageux mis en place à la suite de l'adoption, en 2009, de la Loi sur l'énergie verte. Cette loi avait pour objectifs de développer le secteur de l'énergie renouvelable et de créer de nouveaux emplois; un programme revu à la baisse qui a finalement été abrogé en 2019. Cependant, que ce soit en raison des coûts résolument à la baisse, des incitatifs mis en place par certains gouvernements ou encore pour des raisons environnementales et d'urgence climatique, le solaire PV fait lentement mais sûrement sa place au Canada.

Certaines provinces, dont l'Ontario, comptent désormais plusieurs milliers d'installations solaires PV. De nombreux projets d'installation sont par ailleurs en développement, notamment en Alberta qui agit maintenant comme chef de file canadienne en matière de nouveaux projets. Alors qu'à la fin de 2020, le Québec terminait le déploiement de deux importants projets-pilotes, les grappes industrielles, de services et de recherche et développement continuent de se développer un peu partout au pays.

3.1.1 Irradiation solaire

L'irradiation solaire des provinces canadiennes varie entre 2,20 kWh/m²/jour et 4,02 kWh/m²/jour [16] (Figure 3-1) et celles des territoires entre 2,13 kWh/m²/jour et 3,01 kWh/m²/jour [156]. Les régions qui enregistrent le plus important ensoleillement annuel et dont l'irradiation solaire est la plus élevée sont situées dans le sud de l'Alberta, de la Saskatchewan et de l'Ontario (Figure 3-1). En effet, l'irradiation solaire dans ces régions se situe à près de 4,00 kWh/m²/jour [16]. Dans les régions les plus peuplées des Prairies canadiennes, de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes, l'irradiation atteint des valeurs allant de 3,00 kWh/m²/jour à 3,80 kWh/m²/jour [16]. Les provinces dont l'irradiation solaire moyenne journalière est la plus faible sont Terre-Neuve-et-Labrador et la Colombie-Britannique. Cela est principalement dû à la couverture neigeuse qui prévaut dans ces provinces. À titre d'exemple, un système solaire PV installé à Saint-Jean, Terre-Neuve, reçoit une irradiation solaire moyenne de 3,12 kWh/m²/jour. Elle est de 3,41 kWh/m²/jour à Vancouver, en Colombie-Britannique [16].

La ville de Medicine Hat, en Alberta, enregistre un potentiel d'énergie solaire de 3,86 kWh/m²/jour [16], ce qui en fait l'un des meilleurs sites de production d'énergie solaire au Canada.

Le nord du Canada demeure la région qui connaît le plus faible ensoleillement en raison principalement de sa position géographique et de la période d'ensoleillement plus courte. La base militaire Alert au Nunavut, lieu habité le plus au nord du Canada, reçoit une irradiation solaire de 2,18 kWh/m²/jour [156].

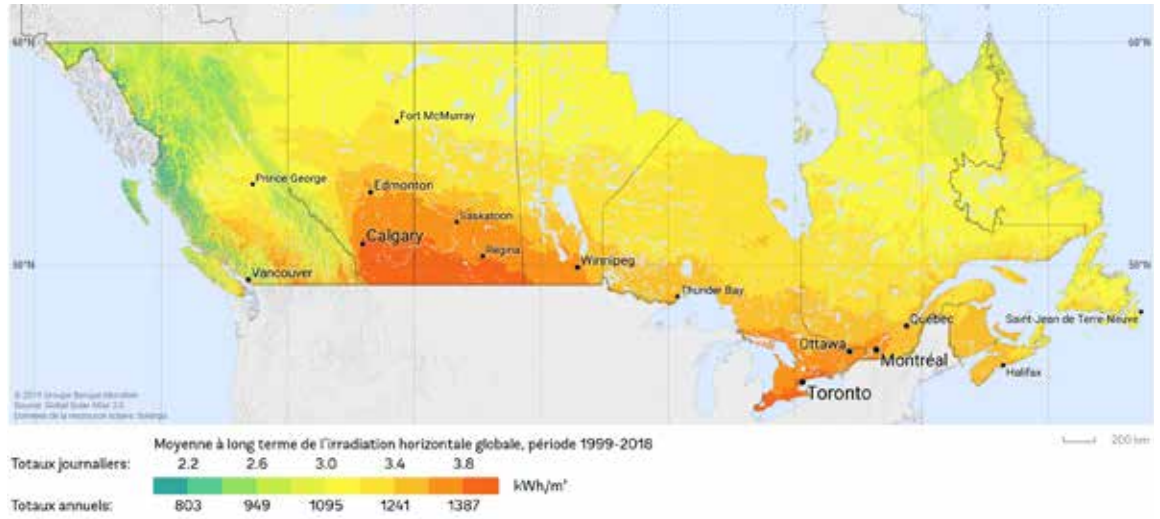
L'irradiation solaire moyenne journalière des provinces du Canada est de 3,25 kWh/m²/jour [16]. Cela dit, de nombreuses provinces canadiennes enregistrent un potentiel de production d'énergie solaire relativement élevé par rapport à l'Allemagne et le Japon qui figurent pourtant parmi les chefs de file du marché mondial de l'énergie solaire photovoltaïque avec une irradiation solaire moyenne respective de 2,98 kWh/m²/jour et 3,61 kWh/m²/jour [16]. Les villes canadiennes où les valeurs d'irradiation solaire sont parmi les plus élevées sont présentées au Tableau 3-1 [16].

Bien que ces données révèlent un intéressant potentiel de production d'énergie solaire au Canada, les cycles solaires quotidiens, saisonniers et les conditions engendrées par le climat nordique posent souvent des défis pour l'exploitation des systèmes solaires PV. En effet, l'irradiation solaire journalière au Canada peut être six fois plus élevée en juin qu'en décembre [156] et des pertes pouvant aller jusqu'à 30 % par mois peuvent découler de la couverture de neige sur les panneaux solaires [24].

Tableau 3-1 Irradiation solaire de différentes villes canadiennes
(kWh/m²/jour)

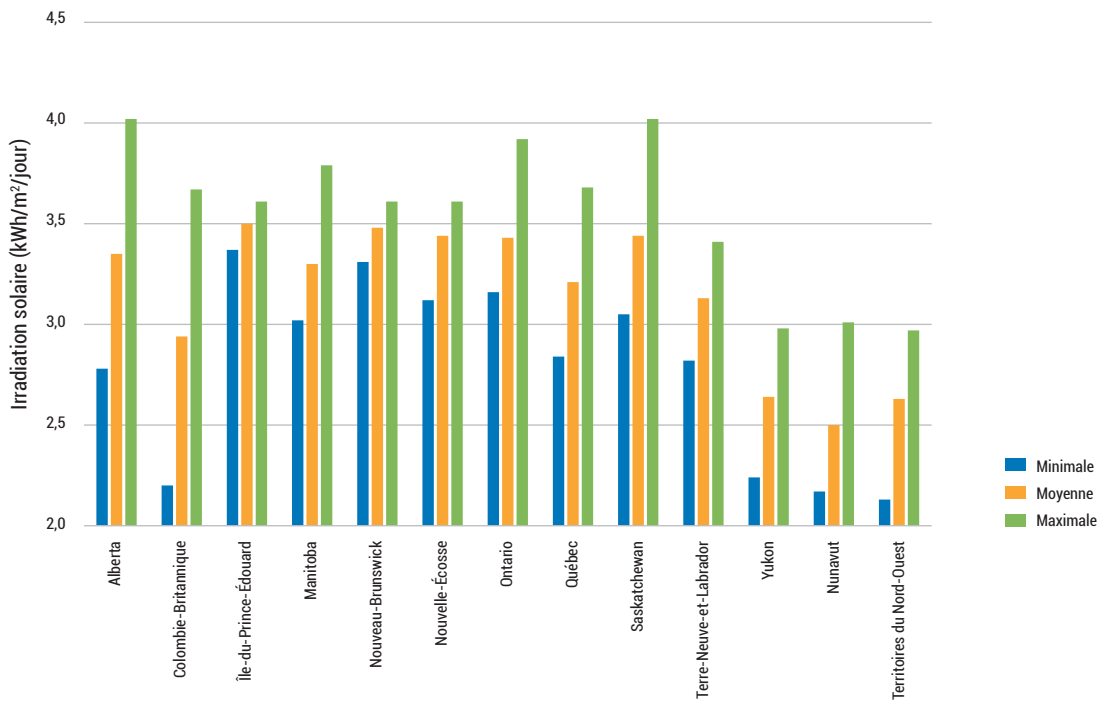
Toronto	Calgary	Regina	Montréal	Saskatoon	Winnipeg	Edmonton
3,82	3,77	3,73	3,68	3,64	3,63	3,54

Figure 3-1 Irradiation moyenne annuelle au Canada au sud du 60^e parallèle nord [16]



Source : Global Solar Atlas 2.0

Figure 3-2 Irradiation solaire moyenne journalière des provinces et des territoires du Canada [16] [156]



3.1.2

Puissance installée des systèmes solaires PV

La puissance installée cumulée des systèmes solaires photovoltaïques au Canada est passée de 0,5 GW en 2011 à plus de 3,0 GW en 2019 (Figure 3-3). À la fin de l'année 2019, la puissance installée cumulée des systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau était estimée, au pays, à 3,3 GW, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 354 MW par an depuis 2011 [157].

En 2019, la puissance installée raccordée au réseau électrique intégré variait toutefois considérablement selon les provinces et les territoires [5]. L'Ontario qui mène loin devant affichait une puissance installée de 3 135 MW, suivie de l'Alberta, avec 94 MW, et du Manitoba avec 35 MW (Figure 3-4).

Le marché canadien des installations solaires photovoltaïques est essentiellement composé d'une combinaison d'installations de production distribuée, telles que des installations résidentielles et commerciales, et de grandes centrales solaires. Ainsi, à la fin de 2019, la puissance installée des systèmes solaires PV au Canada atteignait 1 178 MW pour les installations de production distribuée et 2 148 MW pour les installations de production centralisée [97].

Le marché des installations solaires photovoltaïques hors réseau demeure pour sa part marginal comparé aux installations reliées aux réseaux électriques intégrés [153], notamment en raison de leur faible puissance installée. Le marché du solaire PV hors réseau est essentiellement constitué de résidences isolées (chalets) et d'infrastructures de télécommunications. Le marché hors réseau non résidentiel touche principalement les stations de pompage d'eau, les signaux routiers, les bouées de navigation, les répéteurs de télécommunications et de surveillance et les systèmes de contrôle industriels [158].

Selon l'Association canadienne de l'énergie renouvelable, le marché canadien des applications solaires thermiques et thermique à concentration demeure très restreint comparativement au solaire photovoltaïque. Il reste relativement peu documenté et ne fait pas l'objet d'un suivi serré⁸.

65 % de la production solaire du Canada provient de distribution centralisée alors que 35 % proviennent de distribution décentralisée.

8. Source : Conversation avec Nicholas Gall, directeur, Ressources d'énergie distribuées de l'Association canadienne de l'énergie renouvelable, 3 juillet 2020.

Figure 3-3 Évolution de la puissance installée cumulée décentralisée et centralisée d'énergie solaire photovoltaïque au Canada entre 2011 et 2019 [157]

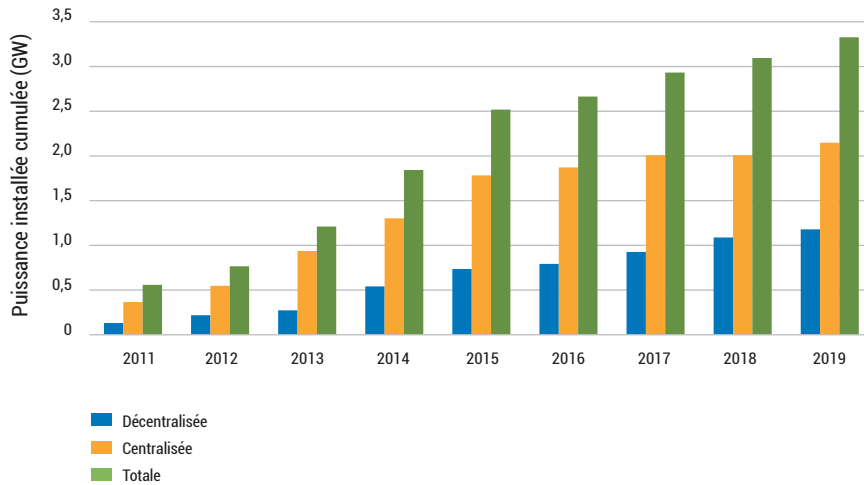
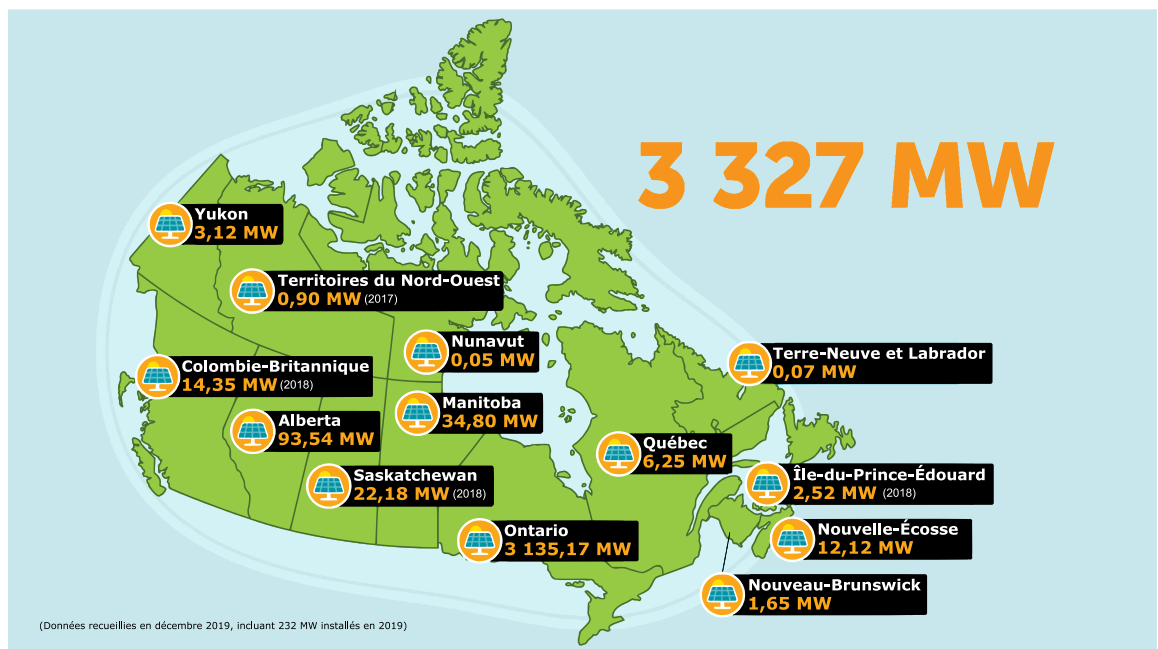


Figure 3-4 Puissance installée cumulative de solaire PV relié au réseau dans les provinces et les territoires du Canada en 2019 [97]



Source : Ressources naturelles Canada, 2020

Outre la plus grande puissance installée, l'Ontario détenait en 2019 les cinq plus importantes installations solaires PV en opération au Canada (Tableau 3-II) qui totalisent 447,6 MW [96]. La province est de nouveau suivie par l'Alberta, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique (Tableau 3-II) qui exploitent des installations qui atteignent respectivement 32 MW, 10 MW et 1,05 MW.

L'Alberta arrive toutefois bonne première en matière de projets en développement [96], suivie par l'Ontario, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique (Tableau 3-III). En effet, les différents projets d'installations solaires PV permettront la mise en service de 4 959 MW en Alberta, de 727 MW en Ontario et de 71 MW en Saskatchewan.

Tableau 3-II Quelques centrales solaires PV raccordées aux réseaux électriques au Canada

Centrale	Province	Développeur	Puissance installée (MW)
Sol-Luce Kingston Solar PV Park	Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • CarbonFree Technology Inc • Samsung Renewable Energy Inc. 	140,0
Grand Renewable Energy Park	Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • Samsung Renewable Energy Inc 	133,6
Windsor Solar Park	Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • CarbonFree Technology Inc. • Connor, Clark & Lunn Infrastructure Ltd • Samsung Renewable Energy Inc. 	60,0
Southgate Solar Park	Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • CarbonFree Technology Inc. • Connor, Clark & Lunn Infrastructure Ltd • Samsung Renewable Energy Inc. 	60,0
Loyalist Solar Park	Ontario	<ul style="list-style-type: none"> • BluEarth Renewables Inc 	54,0
Suffield Solar Park [159]	Alberta	<ul style="list-style-type: none"> • Canadian Solar Inc. (développeur) • BluEarth Renewables Inc. (propriétaire) 	32,0
Brooks 1 Solar Power Plant	Alberta	<ul style="list-style-type: none"> • Borea Construction ULC • Elemental Energy Inc. • GTE Solar Inc. 	17,0
Kingston Gardiner Highway 2 South Power Plant	Saskatchewan	<ul style="list-style-type: none"> • Firelight Infrastructure Partners L.P. (propriétaire) 	10,0
SunMine-Kimberley Park	Colombie-Britannique	<ul style="list-style-type: none"> • Teck Resources Limited (propriétaire) 	1,1

Tableau 3-III Projets solaires PV en développement au Canada

Centrale	Province	Développeur	Puissance installée (MW)
Solar Krafte Rainier Park	Alberta	Solar Krafte Utilities Inc.	450,0
Travers Solar Park	Alberta	Greengate Power Corporation	400,0
Solar Krafte Brooks Solar PV Plant	Alberta	Solar Krafte Utilities Inc.	400,0
Saamis Solar Park	Alberta	DP Energy Ireland Ltd	200,0
Vauxhall Solar Farm	Alberta	Solar Krafte Utilities Inc.	150,0
Airport City Solar Park	Alberta	AlpinSun	120,0
Trout Lake Solar Energy Centre	Ontario	NextEra Energy Canada LP	75,0
Riverview Solar Park	Saskatchewan	BluEarth Renewables Inc.	40,0
Fortis Alberta West Brooks DER Solar Park	Colombie-Britannique	FortisAlberta Inc.	19,2

Étude de cas

L'Ontario : une province pionnière

En 2019, l'Ontario détenait approximativement 94 % des installations solaires PV au Canada, en plus d'avoir à son actif près de 73 % de l'augmentation de la puissance solaire totale installée au pays [157]. Les différents incitatifs provinciaux mis en place au cours de la dernière décennie ont permis à l'Ontario de décupler, durant cette période, le nombre de ses installations solaires photovoltaïques [158]. Avec son plan environnemental, l'Ontario a réduit de 22 % ses émissions de gaz à effet de serre (GES) depuis 2005, tandis que celles du Canada augmentaient de 3 % durant cette même période [160]⁹, en dépit de l'objectif canadien de réduire de 30 % ses émissions par rapport à 2005 avant 2030. L'Ontario possède donc la plus forte croissance d'énergie propre au Canada avec des revenus de près de 19,8 milliards de dollars et des entreprises qui emploient 130 000 travailleurs [160][161].

Description du réseau de distribution

L'électricité de cette province est régie par la Commission de l'énergie de l'Ontario (Ontario Energy Board), une entité indépendante qui élabore les nouvelles politiques réglementaires du secteur énergétique et qui établit le prix de l'électricité afin que celui-ci soit équitable pour les consommateurs [162]. Elle régleme tous les niveaux, allant de la production à la distribution de l'électricité. C'est également la Commission qui s'occupe de délivrer les permis de distribution, de transport et de production d'électricité aux différents propriétaires et exploitants du réseau ontarien afin que ceux-ci puissent opérer sur ce réseau [162]. Le plus grand producteur d'électricité de la province est l'Ontario Power Generation (OPG), une entreprise provinciale publique qui œuvre dans tous les secteurs de production, incluant l'énergie solaire.

Le transport de l'électricité jusqu'aux distributeurs est principalement assuré par Hydro One, une société semi-privée de la Couronne. La Société indépendante d'exploitation du réseau électrique (SIERE ou IESO en anglais) contrôle quant à elle le flux d'électricité sur tout le réseau électrique afin d'équilibrer l'offre et la demande et tente de prédire les besoins à court et à long terme [163]. L'Ontario possède donc un système où les producteurs, les transporteurs ainsi que les distributeurs d'électricité sont indépendants, mais tous régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Irradiation solaire

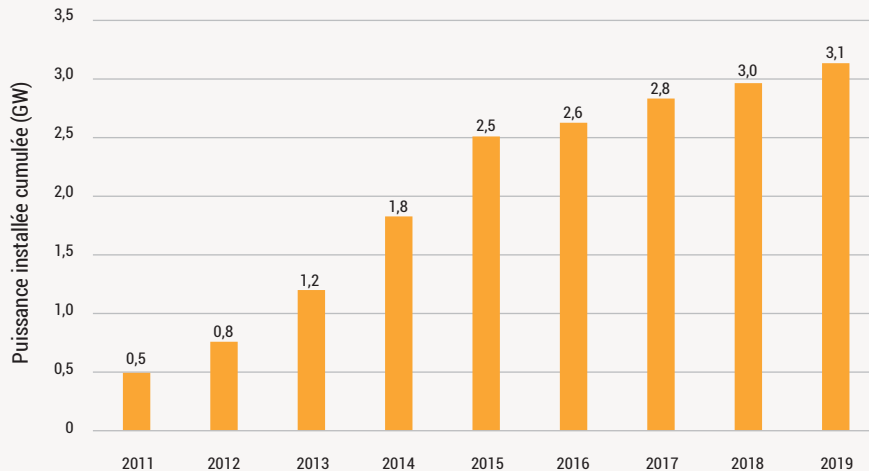
L'Ontario se situe en cinquième place parmi les provinces canadiennes en ce qui a trait à l'irradiation solaire disponible sur son territoire, avec une moyenne de 3,43 kWh/m²/jour [16]. Cette irradiation, très variable dans la province, est plus élevée dans les régions méridionales.

Évolution de la puissance installée

La Figure 3-5 présente l'évolution de la puissance solaire installée dans la province de l'Ontario à la suite des incitatifs gouvernementaux de tarifs de rachat d'électricité renouvelable (RESOP, FIT et microFIT) introduits par la Loi sur les énergies vertes (Green Energy Act). Sur une décennie, l'Ontario a multiplié par plus de six son parc solaire. Toutefois, cette croissance tend à s'amoinrir avec la fin des programmes adoptés dans les dernières années pour stimuler le déploiement de cette technologie. En 2019, le programme microFIT avait permis l'installation, principalement résidentielle, d'approximativement 0,3 GW de puissance, ce qui représente près de 10 % de la puissance cumulée en Ontario [157].

9. Cette baisse d'émissions n'est pas seulement due à l'intégration du solaire, mais à la somme des mesures prises par la province pour réduire ses émissions de GES.

Figure 3-5 Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Ontario, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157]



Principaux moteurs de développement

Au cours des deux dernières décennies, plusieurs incitatifs financiers ont propulsé le développement et l'installation de panneaux solaires en Ontario. Parmi ceux-ci, la Loi sur les énergies vertes, établie en 2009, a littéralement lancé le marché PV en Ontario et par ricochet, au Canada. Au départ, cette loi octroyait à tout citoyen un incitatif à la production de 80,2 ¢/kWh pour une période de 20 ans pour toutes nouvelles installations sur toit de 10 kW ou moins et jusqu'à 44,3 ¢/kWh pour des systèmes de l'ordre du mégawatt [164]. Cette loi a été modifiée au cours de la décennie 2010 pour diminuer ces incitatifs et a finalement été abrogée en 2019. Néanmoins, les programmes Feed-In Tariff qui en ont découlé ont permis l'installation de plusieurs centaines de mégawatts.

L'Ontario s'est doté d'un programme de mesurage net qui permet aux particuliers d'obtenir un crédit sur leur facture d'électricité pour leur production d'énergie renouvelable

résultant de l'installation de technologies telles que les panneaux solaires [165]. De plus, l'Ontario a mis en place un programme qui permet de diminuer le coût des intérêts sur le prix d'une installation PV. Le programme Property Assessed Clean Energy (PACE) permet en outre d'obtenir un prix d'installation PV plus bas dans cette province qu'ailleurs au Canada, avec une moyenne de 2,46 \$/W [165].

Il est à noter qu'avec un tarif moyen d'environ 12,5 ¢/kWh, les Ontariens profitent d'un tarif d'électricité qui est relativement bas par rapport à la moyenne canadienne (17,4 ¢/kWh). Conséquemment, l'économie associée à la production d'énergie solaire y est moins élevée qu'elle pourrait l'être ailleurs au Canada dans une province où les tarifs sont plus élevés [165]. Depuis quelques années, les clients de l'Ontario peuvent également bénéficier d'un tarif déterminé selon l'heure de la journée et variant de 10,1 ¢/kWh à 20,8 ¢/kWh [166]. Avec le coût à la baisse des systèmes PV, ces clients se retrouvent en bonne position pour jouir des bénéfices économiques de l'autoproduction.

Étude de cas L'Ontario : une province pionnière (suite)

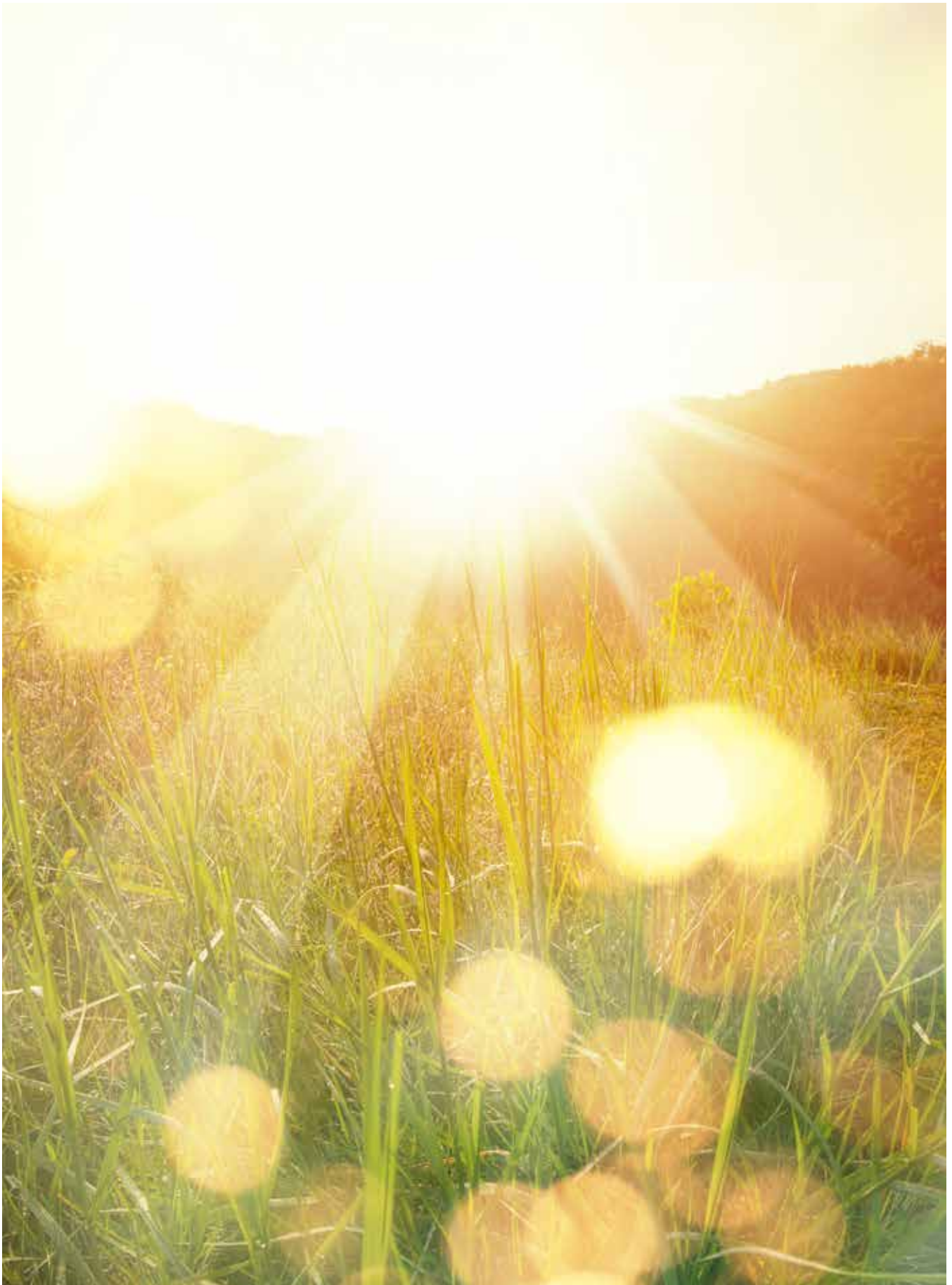
Étapes de développement

- 2006 – Lancement du Renewable Energy Standard Offer Programme (RESOP) destiné à fournir un régime de prix stables sur une période de 20 ans pour l'électricité et les projets en lien avec les énergies renouvelables [158].
- 2009 – Début de la Loi sur les énergies vertes dont l'objectif est de promouvoir la production d'énergie renouvelable et la création d'emplois dans ce domaine [167].
- 2009 – Début du programme Feed-In Tariff (FIT) qui garantit aux installations produisant plus de 10 kW d'énergie renouvelable un prix pour l'énergie fournie et un contrat s'étendant sur une période de 20 ans [158].
- 2009 – Début du programme microFIT qui s'applique aux installations produisant moins de 10 kW d'énergie verte [158]. Celui-ci s'applique principalement aux résidences privées [158].
- 2010 – Début du Green Energy Investment Agreement (GEIA) entre l'Ontario, Samsung et Korea Electric Power Corporation. Le but premier est de développer 2,5 GW d'énergie solaire et éolienne dans la province, en plus de créer plusieurs emplois [158].
- 2014 – Début du programme Large Renewable Procurement (LRP) qui remplace le programme FIT pour les projets générant plus de 500 kW [158].
- 2016 – Annulation du programme LRP et arrêt de nouveaux contrats pour le programme FIT [158].
- 2017 – Arrêt du programme microFIT [158].
- 2017 – Début du programme GreenON qui offre des incitatifs financiers pour améliorer l'efficacité énergétique des résidences privées [168].
- 2018 – Nouvel investissement de 2 millions de dollars pour les entreprises locales œuvrant dans les énergies renouvelables [161].
- 2019 – Annulation du programme GreenON [168].
- 2019 – Fin de la Loi sur les énergies vertes [169].

Perspectives

L'atteinte des cibles de réduction de GES et d'intégration des énergies renouvelables fixées par le Canada exigera une augmentation de l'investissement octroyé pour les systèmes solaires PV et les autres technologies [158]. Il faudra diminuer et remplacer la part du chauffage au gaz naturel de la province puisque cette source de chauffage est la plus couramment utilisée en Ontario avec près de 3,6 millions de ménages et 160 000 entreprises [170]. L'annulation, en Ontario, des programmes FIT et LRP a mené à un ralentissement du déploiement du solaire PV au moment où il aurait dû y avoir une croissance accrue [158]. Cependant, malgré le ralentissement

dans ce secteur en Ontario, la croissance dans les énergies renouvelables pourrait contribuer au PIB de la province, jusqu'à la hauteur de 1 milliard de dollars, en plus de fournir plus de 10 000 emplois entre 2017 et 2021 [161]. La SIERE prévoit pour les prochaines années des surplus d'électricité en Ontario, et ce, au moins jusqu'en 2023 lorsque quelques contrats de production expireront et que certaines centrales nucléaires devront être rénovées [163]. Malgré les pertes de capacité engendrées par ces changements, la SIERE évalue que l'Ontario a assez de ressources pour subvenir aux besoins de la province au cours de la prochaine décennie avec les installations existantes [163].



Étude de cas

L'Alberta : une province aux grandes ambitions

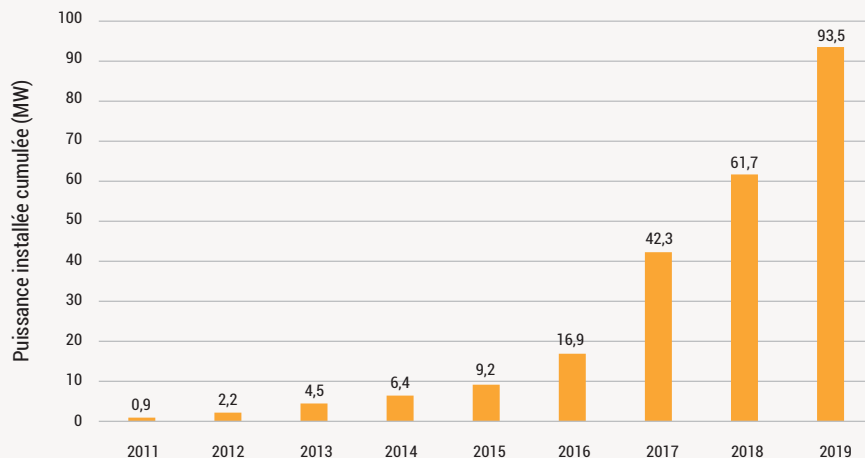
Irradiation solaire

Avec une irradiation solaire qui atteint 4,02 kWh/m²/jour dans le sud, mais seulement 2,78 kWh/m²/jour près des Rocheuses canadiennes et dans le nord, l'Alberta est la province, à égalité avec la Saskatchewan, qui enregistre les irradiations solaires les plus élevées au Canada. Les villes principales de l'Alberta, soit Calgary et Edmonton, jouissent respectivement d'une irradiation solaire de 3,77 kWh/m²/jour et 3,54 kWh/m²/jour.

Évolution de la puissance installée

L'Alberta occupe la seconde place en termes de puissance solaire au Canada avec une puissance installée de 93,5 MW en 2019 [157]. Au cours des dix dernières années, la puissance installée cumulée y a été multipliée par 100 (Figure 3-6). En 2018, l'énergie solaire comptait pour moins de 1 % de la production électrique de la province principalement assurée par des centrales thermiques au gaz naturel (49 %) et au charbon (43 %) [171].

Figure 3-6 Puissance installée cumulée d'énergie solaire en Alberta, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157]



Étapes de développement

- 1996 – Début de la dérégulation du marché de l'électricité avec l'Electric Utilities Act [172].
- 2000 – Le gouvernement instaure l'Energy Tax Refund pour contrer la hausse des prix de l'électricité [173].
- 2001 – Dérégulation complète du marché de l'électricité [172].
- 2003 – En accord avec l'Electric Utilities Act, la dérégulation du marché de l'électricité est confirmée avec la création des marchés « spot » sous l'Alberta Electric System Operator (AESO), un opérateur du système indépendant qui gère le prix de l'électricité [173].
- 2008 – L'Alberta introduit la Micro-Generation Regulation qui permet à un client possédant une unité de production d'énergie de moins de 1 MW de se connecter et de vendre de l'énergie au système électrique interconnecté. Le bilan énergétique se fait annuellement [173].
- 2010 – Le gouvernement demande à l'Alberta Utilities Commission de réaliser une étude sur des initiatives clés en matière de conservation, de sources d'énergie renouvelables et de processus de réglementation [173].
- 2015 – Le gouvernement s'engage, avec le Climate Leadership Plan, à assurer la transition du charbon en alimentant 30 % de son réseau électrique par des énergies renouvelables d'ici 2030 [173].
- 2016 – Différents programmes sont annoncés sous le Climate Leadership Plan, dont un plan de 9 M\$ pour installer des panneaux solaires sur le toit des écoles participantes. Un investissement de 5 M\$ est aussi annoncé pour les municipalités (Alberta Municipal Solar Program) et les fermes (Growing Forward 2) [173].
- 2016 – Le gouvernement propose de fixer le prix maximal de vente d'électricité (officialisé en 2017) et de créer pour 2021 un « marché de capacité » pour l'électricité afin de pouvoir garantir ce prix maximal aux consommateurs [173].
- 2016 – Modification de la réglementation Micro-Generation Regulation qui augmente la limite de 1 MW à 5 MW [173].
- 2017 – Lancement du Renewable Electricity Program. Le programme, qui permettra d'installer 5 GW d'énergie renouvelable d'ici 2030, est un concours pour la production d'électricité renouvelable à partir de grandes centrales. Les projets retenus pour les rondes 1 à 3 d'une puissance de 600 MW (2017), 360 MW (2018) et 400 MW (2018) sont cependant tous éoliens [173].
- 2017 – Lancé en juin, le Residential and Commercial Solar Program accorde un incitatif financier pour l'installation de panneaux solaires pour les OSBL et les organismes de charité (1,00 \$/W), les propriétaires de maison (0,90 \$/W) et les entreprises (0,75 \$/W) [174].
- 2019 – Le gouvernement avise l'AESO qu'il ne reconduira pas le Renewable Electricity Program, donc aucun nouveau concours n'est annoncé [173].
- 2019 – Le « marché de capacité » est annulé en juillet. En octobre, l'Electricity Statutes (Capacity Market Termination) Amendment Act est introduit pour stimuler seulement un « marché de l'énergie » [173].
- 2019 – Fin du prix maximal de vente d'électricité, en décembre, pour l'option de tarif régulier [175].

Étude de cas

L'Alberta : une province aux grandes ambitions (suite)

Perspectives

Deux projets solaires majeurs sont en cours de développement en Alberta. Travers Solar, dans le comté de Vulcan, aura une puissance installée de 400 MW et une superficie de 19 km². Il permettra, dès 2021, d'alimenter 100 000 foyers [176] et deviendra la plus grande centrale solaire PV au Canada. En 2020, l'Ontario possédait les deux seules grandes centrales PV du pays de plus de 100 MW, soit Grand Renewable Energy Park et Sol-Luce Kingston [177]. Le second projet en développement est situé près de l'aéroport international d'Edmonton. Airport City Solar aura une puissance de 120 MW et permettra d'alimenter en électricité entre 27 000 et 28 000 foyers. Mené en partenariat avec Alpin Sun, ce projet vise à mettre en service la plus grosse centrale solaire au monde construite à proximité d'un aéroport. Le parc, d'une superficie de 2,5 km², devrait être opérationnel en 2022 [178].

L'Alberta prévoit de diminuer sa production de gaz à effet de serre à travers l'atteinte de trois grands objectifs [180] :

- Diminuer les émissions annuelles de méthane du pétrole et du gaz en amont de 45 % par rapport au niveau de 2014 pour 2025;
- Réduire l'utilisation de 5 GW de centrales au charbon pour 2030. Ces 5 GW ont produit, en 2018, 43 % de l'électricité en Alberta [171];
- Produire 15 %, 20 %, 26 % et 30 % de l'électricité demandée à partir d'énergie renouvelable pour 2022, 2025, 2028 et 2030 en installant un total de 5 GW de puissance renouvelable à l'horizon 2030 [181].

Selon Rystad Energy [179], 83 % des nouvelles infrastructures solaires et éoliennes à usage commercial construites au pays seront installées en Alberta au cours des cinq prochaines années. Rystad Energy estime ainsi que la puissance solaire installée en Alberta atteindra 1,8 GW en 2025.

3.1.3 Cadre réglementaire et politiques

Cadre réglementaire

Les provinces et les territoires canadiens ont juridiction en matière d'énergie et d'électricité et par conséquent, le cadre réglementaire varie d'une région à l'autre. En général, les provinces ont concédé ces autorités à des régulateurs et à des sociétés d'État mandatés d'administrer le secteur de la distribution de l'électricité. Le Québec, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique et le Manitoba sont dotés de sociétés d'État actives, alors que Terre-Neuve-et-Labrador, l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse, l'Ontario et l'Alberta confient la responsabilité du secteur de la distribution de l'électricité à une combinaison de sociétés privées et de sociétés d'État [182].

Politiques

Au Canada, chaque province et territoire est donc responsable de ses approvisionnements énergétiques. Ainsi, ces juridictions déterminent leurs objectifs en matière de développement du secteur des énergies renouvelables. Les principaux incitatifs au développement de la filière renouvelable, et plus particulièrement du solaire photovoltaïque, demeurent d'abord les cibles de diminution des émissions à gaz à effet de serre (GES). De plus, dans le but de sécuriser les approvisionnements énergétiques, des cibles d'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux électriques sont habituellement identifiées.

Selon la Constitution canadienne, le marché de l'électricité au Canada est géré exclusivement par les provinces, à l'exception du secteur nucléaire, de l'exportation et de la transmission d'énergie interprovinciale [183]. Le gouvernement fédéral n'a donc pas le pouvoir d'imposer des objectifs d'installation d'énergie solaire dans les provinces.

Sous l'Accord de Paris, le gouvernement fédéral s'est engagé à minimiser son impact sur l'environnement en réduisant ses émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 en 2030 et d'être carboneutre en 2050 [184].

Les provinces et les territoires canadiens se sont également engagés à réduire leurs émissions de GES. Voici les faits saillants de leurs engagements :

- **Colombie-Britannique** : réduction des émissions de GES de 40 % sous les niveaux de 2007 en 2030, de 60 % en 2040 et de 80 % en 2050 [185].
- **Ontario** : réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 en 2030 [186].
- **Québec** : réduction des émissions de GES de 20 % sous les niveaux de 1990 en 2020, de 37,5 % en 2030 et carboneutre en 2050 [187].
- **Nouvelle-Écosse** : réduction des émissions de GES de 53 % sous les niveaux de 2005 en 2030 et carboneutre en 2050 [188].
- **Île-du-Prince-Édouard** : réduction des émissions de GES de 40 % sous les niveaux de 2005 en 2030 [189].
- **Terre-Neuve-et-Labrador** : réduction des émissions de GES de 10 % sous les niveaux de 1990 en 2020, 30 % sous les niveaux de 2005 en 2030 et de 75 % à 85 % sous les niveaux de 2001 en 2050 [190].
- **Yukon** : réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2010 en 2030 [191].
- **Territoires du Nord-Ouest** [192] : réduction des émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 en 2030.
- **Alberta** : réduction des émissions de méthane de 45 % d'ici 2025 [193]. Absence de cibles claires et récentes sur la réduction des GES à moyen ou long terme.
- **Saskatchewan** : réduction des émissions de GES de 80 % sous les niveaux de 2007 pour 2050 [186].
- **Manitoba** : réduction des émissions de GES de 50 % sous les niveaux de 2005 pour 2050 et carboneutralité pour 2080 [194].
- **Nouveau-Brunswick** : réduction des émissions de GES de 35 % sous les niveaux de 1990 pour 2030 et de 80 % sous les niveaux de 2001 pour 2050 [195].
- **Nunavut** : carboneutre en 2050 [196].

Afin de respecter leurs engagements de réduction des émissions de GES, les provinces et les territoires canadiens ont élaboré des objectifs de production de l'électricité à travers l'exploitation des sources d'énergie renouvelables au détriment des sources fossiles. Ci-après, un résumé de certains objectifs d'exploitation des sources d'énergie renouvelable.

Plusieurs provinces se sont fixé des cibles d'intégration des énergies renouvelables :

- **Alberta** [181] : 30 % de la production d'électricité de sources renouvelables en 2030.
- **Saskatchewan** : 40 % à 50 % de la production d'électricité de sources non émettrices de GES en 2030 [197], alors que SaskPower, principal fournisseur d'électricité en Saskatchewan, annonce que 50 % de sa production proviendra d'énergie renouvelable en 2030 [198].
- **Nouveau-Brunswick** : 40 % de la production d'électricité de sources renouvelables en 2020.
- **Yukon** : continuer d'assurer au moins 93 % de la production d'électricité de sources renouvelables sur le réseau électrique principal et remplacer 30 % de l'électricité produite par le diesel pour les communautés hors réseau par de l'énergie renouvelable [191].
- **Nouvelle-Écosse** : 40 % de la production d'électricité de sources renouvelables entre 2020 et 2022 [199].
- **Québec** : augmenter de 25 % la production totale d'énergie renouvelable d'ici 2030 par rapport à 2013 [200] et approvisionner les réseaux autonomes d'Hydro-Québec à 70 % d'énergie renouvelable d'ici 2025 [201].

3.2 État du marché

3.2.1

Les acteurs de l'industrie solaire PV au Canada

La croissance de la filière photovoltaïque au cours des dernières décennies a favorisé l'émergence, au Canada, d'une grappe industrielle pour sa production (Tableau 3-IV), sa fabrication et sa mise en service (Tableau 3-V) ainsi que pour la recherche (Tableau 3-VI). Ces entreprises canadiennes et internationales poursuivent une même mission : contribuer à l'émergence et à la mise en service, au pays, d'une filière solaire performante et concurrentielle. Les tableaux suivants dressent un portrait global de quelques-uns des grands acteurs de l'industrie solaire au Canada pour différents secteurs de la filière.

Tableau 3-IV Développeurs et producteurs d'énergie solaire PV au Canada

Compagnie	Projets actifs			Projets en développement		
	Nombre de projets	Puissance installée (MW)	Province	Nombre de projets	Puissance installée (MW)	Province
ATCO Energy	0	0	-	8	219,7	AB
BluEarth Renewables Inc.	1	54,0	ON	3	79,0	AB, SK
C&B Alberta Solar Development ULC	0	0	-	4	84,8	AB
Canadian Solar Inc.	36	378,0	ON	3	67,0	AB
CarbonFree Technology Inc.	3	260,0	ON	0	0	-
DP Energy Ireland Ltd	0	0	-	3	262,0	AB
EDF Renewables Canada Inc.	3	52,0	ON	1	10,0	AB
Elemental Energy Inc.	0	0	-	2	42,0	AB
First Solar Inc.	5	114,3	ON	0	0	-
Fortis Inc.	0	0	-	11	200,0	AB
FortisAlberta Inc.	0	0	-	30	609,0	AB/CB
Greengate Power Corporation	0	0	-	6	574,0	AB
Hanwha Q CELLS	6	86,0	ON	0	0	-
Innogy SE	0	0	-	2	57,0	AB
NextEra Energy Canada LP	0	0	-	3	295,0	AB/ON
Northland Power Inc.	7	75,4	ON	0	0	-
Penn Energy Renewables Ltd	7	89,6	ON	0	0	-
Recurrent Energy, LLC	20	221,0	ON	0	0	-
Samsung Renewable Energy Inc.	4	394,0	ON	0	0	-
SkyPower Global	7	66,0	ON	0	0	-
Solar Krafte Utilities Inc.	0	0	0	8	1 211,0	AB
Suncor Énergie Inc.	0	0	-	4	340,0	AB
SunEdison Inc.	15	138,0	ON	0	0	-

Tableau 3-V Filière industrielle et de service en solaire PV au Canada

Secteur d'activité	Produit ou service	Compagnie
Matières premières	Matériaux pour panneaux solaires à couches minces	<ul style="list-style-type: none"> • 5N Plus Inc. (QC)
Industrie manufacturière	Fabrication de modules	<ul style="list-style-type: none"> • Canadian Solar Inc. (ON) • Heliene Inc. (ON) • Silfab Solar Inc. (ON) • Stace Inc. (QC)
	Onduleurs	<ul style="list-style-type: none"> • Eaton Corporation (ON) • Schneider Electric/Xantrex Technology Inc. (ON/CB)
	Structures	<ul style="list-style-type: none"> • Samco Solar (ON) • Schletter Canada Inc. (ON)
	Constructeurs	<ul style="list-style-type: none"> • Black & McDonald Limited (ON) • Borea Construction ULC (QC) • Canadian Solar Inc. (ON) • Execon Roofing and Solar (ON) • PCL Construction (AB) • RES Canada Inc. (QC)
Services	Opération et maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Boralex Inc. (QC) • Capstone Infrastructure Corporation (ON) • Innergex énergie renouvelable Inc. (QC) • Kruger Inc. (QC) • Rock Paper Sun Ltd (SK) • SkyFire Energy Inc. (AB)
	Firmes-conseils	<ul style="list-style-type: none"> • Alltrade Industrial Contractors Inc. (ON) • ArntjenSolar NA Inc. (ON) • Aspin Kemp & Associates Inc. (IPE) • CIMA+ Canada Inc. (ON) • Hatch Ltd (ON) • Inferno Solar Ltd (AB) • N-Sci Technologies Inc. (ON) • PCL Construction (AB) • RESCo Energy Inc. (ON) • SNC-Lavalin Inc. (QC) • WSP Global Inc. (QC)

Tableau 3-VI Centres de recherche en solaire PV au Canada

Type d'organisation	Nom de l'organisation
Universités	<ul style="list-style-type: none"> • Université de l'Alberta (AB) • Université de Calgary (AB) • Université Carleton (Carleton Sustainable Energy Research Centre) (ON) • Université de la Colombie-Britannique (Clean Energy Research Centre – CERC) (CB) • Université Concordia (QC) • Université d'Ottawa (SUNLAB Solar Research Lab) (ON) • Université de Sherbrooke (QC) • Université de Toronto (Institute for Sustainable Energy) (ON) • Université de Victoria (CB) • Université de Waterloo (Waterloo Institute for Nanotechnology) (ON) • Université du Yukon (YT)
Collèges/CCTT	<ul style="list-style-type: none"> • Cégep de la Gaspésie et des Îles (Nergica) (QC) • Centennial College (ON) • Lakeland College (Renewable Energy Learning Centre) (AB) • St. Lawrence College (ON)
Centres de recherche publics	<ul style="list-style-type: none"> • CanmetÉNERGIE à Varennes, Ressources naturelles Canada (QC) • Centre national d'essais d'équipements solaires (ON) • Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) (QC) • Laboratoire des technologies de l'énergie (LTE) (QC)

3.2.2 Moteurs de croissance et barrières de l'industrie solaire PV au Canada

A. Moteurs de croissance

Plusieurs leviers ont permis à l'industrie solaire de croître rapidement durant les dernières décennies, et ce, tant à l'international qu'au Canada. Le principal moteur de cette croissance est l'application de politiques et d'incitatifs gouvernementaux afin de réduire les émissions de GES. Ceux-ci ont favorisé le développement de cette filière en ajoutant des contraintes environnementales qui limitent l'utilisation des énergies fossiles [55]. Ces incitatifs favorisent une croissance de l'énergie solaire PV et facilitent l'intégration de cette technologie sur le réseau [202]. C'est notamment ces incitatifs qui ont permis aux États-Unis, à l'Europe et à la Chine de créer un marché en forte croissance qui, à son tour, a permis de diminuer les coûts de fabrication et de rendre compétitive cette

technologie dans le secteur de la production électrique [55]. En effet, ces politiques ont permis des investissements accrus qui ont encouragé le développement de cette technologie et qui ont contribué à la baisse du prix des modules PV. Cela démontre bien l'interconnectivité des aspects économiques, politiques et technologiques reliés à l'exploitation de cette ressource. Parmi les autres moteurs de croissance, soulignons le prix, au kilowattheure, du solaire comparé aux technologies actuelles et l'augmentation graduelle de la demande mondiale de l'électricité qui permettent de stimuler continuellement le développement de cette industrie et de favoriser une place toujours plus grande du solaire PV sur le marché.

L'industrie solaire canadienne ne fait pas exception. L'énergie solaire a été initialement propulsée par des motivations environnementales, mais elle est maintenant devenue une source d'énergie très compétitive. Les lois et les programmes fédéraux, mais aussi les programmes provinciaux, ont favorisé le développement, l'intégration et le déploiement de cette technologie. Ces politiques canadiennes et provinciales ainsi que les autres principaux vecteurs de croissance sont abordés afin de mieux comprendre le portrait actuel de l'industrie solaire PV au Canada.

Politiques et incitatifs fédéraux canadiens

Les politiques et les motivations gouvernementales jouent un grand rôle dans le développement, mais également dans la commercialisation des panneaux solaires. Elles permettent en effet un essor rapide du marché solaire comme l'ont démontré des pays tels que l'Allemagne et les États-Unis [203]. Comme il a été mentionné préalablement, le Canada s'est engagé à respecter les termes de l'Accord de Paris et à minimiser son impact sur l'environnement avec des cibles de réduction des émissions de GES de l'ordre de 30 % sous les niveaux de 2005 pour 2030 [204]. Afin d'atteindre ces objectifs, plusieurs politiques et programmes ont été mis en place. En voici quelques exemples.

- **Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques**

Plan d'action qui vise à atteindre les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre tout en stimulant l'économie du pays. Il inclut le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone d'un montant de 2 G\$ [205].

- **Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone**

Fixe un prix sur la pollution en imposant une taxe de 10 \$/tonne de CO₂ en 2018 qui augmente de 10 \$/année pour atteindre 50 \$/tonne en 2022 et de 15 \$/année pour les années subséquentes pour potentiellement atteindre 170 \$/tonne en 2030 [206][207]. Ce modèle est flexible et permet aux provinces d'élaborer leur propre modèle de tarification.

- **Système de tarification fondé sur le rendement**

Met en œuvre un système de tarification fondé sur le rendement qui s'applique aux industries polluantes et instaure un incitatif financier afin que celles-ci réduisent leurs émissions de GES [208].

En plus de ces politiques, il existe des programmes qui favorisent l'intégration des énergies renouvelables en régions isolées et qui facilitent la transition des industries vers des sources d'énergie propres. Encore une fois, ces programmes ne visent pas directement le secteur solaire, mais englobent plutôt tout le secteur des énergies renouvelables.

- **Programme ARDEC Nord**

Vise à stimuler l'utilisation de sources locales d'énergie renouvelables et l'efficacité énergétique dans le but de diminuer et d'éliminer la dépendance des collectivités nordiques au diesel pour la production d'électricité [209].

- **Aide financière pour la mise en œuvre de la norme ISO 50001**

Aide financière pour les organisations à but et sans but lucratif qui veulent souscrire volontairement à la norme ISO 50001 afin d'améliorer leur consommation énergétique. Le gouvernement fédéral offre une aide financière couvrant jusqu'à 60 % des coûts admissibles pour les organisations à but lucratif, et jusqu'à 75 % des coûts admissibles pour les organismes sans but lucratif, jusqu'à concurrence de 40 000 \$ par installation [210].

- **Fonds stratégique pour l'innovation**

Appuie les projets de transformation et de collaboration, encourage la recherche et le développement qui accélère la commercialisation de produits et de services novateurs et fait progresser la recherche dans le secteur des énergies renouvelables [211].

- **Énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées**

Appuie une série de projets afin de réduire la dépendance des collectivités rurales et éloignées au diesel [212].

Politiques et incitatifs provinciaux

Bien que les politiques présentées à la précédente section aient pour objectif de favoriser la réduction des émissions de GES, celles-ci ne ciblent pas directement le secteur de l'énergie solaire. Effectivement, ce sont les provinces et les territoires canadiens qui réglementent et qui ont juridiction sur leur réseau électrique. De plus, chaque province et chaque territoire a son propre objectif de réduction de GES (voir section 3.1.3). Conséquemment, les incitatifs visant à mieux intégrer les énergies renouvelables au Canada varient d'une province ou d'un territoire à l'autre.

Chaque province ou territoire s'est doté d'un programme de mesurage net propre à sa région. La limite de puissance sur le réseau varie grandement d'une juridiction à l'autre. Par exemple, la limite pour l'Alberta est de 5 MW tandis que celle du Nunavut est de seulement 15 kW. Les autres provinces et territoires oscillent plutôt entre 50 kW et 200 kW. De même, le rabais octroyé sur le kilowattheure d'électricité varie largement d'un territoire à l'autre. Dans le cas de l'Alberta, ce rabais dépend également des besoins sur le réseau [213]. Outre cette mesure, les provinces et territoires ont adopté certains programmes pour favoriser l'installation de panneaux solaires [213].

Alberta

- Alberta's Climate Leadership Plan qui octroie 9 M\$ aux municipalités afin d'installer des panneaux solaires sur le toit des écoles participantes.
- Alberta Municipal Solar Program qui permet un investissement additionnel de 5 M\$ dans les municipalités pour l'installation de panneaux solaires.
- Alberta's Residential and Commercial Solar Program qui octroie des rabais pour l'installation de panneaux solaires pour les projets résidentiels et commerciaux.

Colombie-Britannique

- La Colombie-Britannique accorde une exemption de taxes provinciales pour l'achat de panneaux solaires ou de l'équipement nécessaire à leur utilisation.
- Le district régional de Nanaimo octroie une prime de 250 \$ aux propriétaires qui désirent acheter et installer des panneaux solaires pour leur résidence privée.

Île-du-Prince-Édouard

- Pour le moment, il n'y a aucun incitatif autre que le mesurage net.

Manitoba

- Residential Earth Power Loan qui permet un prêt d'environ 3 \$/W afin de financer l'installation de panneaux solaires. La durée maximale du prêt est de 15 ans. Les montants du prêt varient entre 500 \$ et 30 000 \$.

Nouveau-Brunswick

- Le Programme d'amélioration énergétique des immeubles commerciaux permet d'octroyer, pour les commerces, des incitatifs financiers allant jusqu'à 3 000 \$ pour l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique et jusqu'à 75 000 \$ pour des rénovations permettant d'économiser sur l'électricité, incluant l'installation de panneaux solaires.
- Le Programme écoénergétique pour les maisons couvre entre 0,20 \$/W et 0,30 \$/W pour les frais encourus par l'installation des panneaux solaires.

Nouvelle-Écosse

- SolarHomes Rebate octroie un rabais de 0,60 \$/W pour l'achat et l'installation de panneaux solaires jusqu'à concurrence d'un montant total de 6 000 \$.

Nunavut

- Pour le moment, il n'y a aucun incitatif autre que le mesurage net.

Ontario

- Pour le moment, il n'y a aucun incitatif autre que le mesurage net.

Québec

- Crédit d'impôt RénoVert vise à encourager les particuliers à rendre leur propriété plus écoresponsable avec une incidence sur le plan énergétique ou environnemental. Cela inclut l'installation de panneaux solaires. Le crédit maximal est de 10 000 \$.
- Le programme Chauffez vert octroie une subvention afin de remplacer les systèmes fonctionnant avec de l'énergie fossile.

Saskatchewan

- Power Generation Partner Program (PGPP) permet aux clients de vendre ou d'utiliser l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite. Les clients générant entre 100 kW et 1 MW peuvent vendre toute leur production à SaskPower.
- Solar or Wind-powered Water Pump Grant for Farms offre jusqu'à 500 \$ de bourse pour l'achat et l'installation de panneaux solaires pour les systèmes de pompage d'eau sur les fermes.

Terre-Neuve-et-Labrador

- Pour le moment, il n'y a aucun incitatif autre que le mesurage net.

Territoires du Nord-Ouest

- Alternative Energy Technology Program (AETP) permet l'intégration d'énergies renouvelables pour les résidents et les commerces. Le programme octroie jusqu'à 20 000 \$ pour les projets résidentiels et 50 000 \$ pour les industries, les organismes et les communautés autochtones.

Yukon

- Un programme résidentiel, Good Energy Residential Incentives Program, permet l'intégration d'énergies renouvelables, incluant des panneaux solaires, en offrant jusqu'à 5 000 \$ pour couvrir le coût du matériel pour l'installation.
- Les résidents et les projets à l'extérieur des municipalités peuvent souscrire au programme d'électrification rurale et de télécommunications qui permet d'acquies ces services à des prix abordables s'ils sont alimentés avec des systèmes renouvelables, comme des panneaux solaires.

Baisse du coût de la technologie

Comme démontré à la section 2.1.1, le coût des technologies solaires est en continuelle diminution tandis que leur rendement augmente. Aux États-Unis, entre 2015 et 2018, le prix des batteries de stockage a diminué de près de 70 % [214]. Bien que ce coût varie en fonction de la région et de l'application, le stockage est de plus en plus jumelé avec les technologies renouvelables afin d'augmenter leur fiabilité et leur résilience sur le réseau intégré [214]. Cette tendance, qui devrait se maintenir dans la prochaine décennie, jumelée à la hausse du coût de l'électricité font en sorte que la technologie solaire devient de plus en plus abordable. Ainsi, dans plusieurs provinces canadiennes et sous certaines conditions, le coût du kilowattheure solaire PV est maintenant inférieur à celui du réseau pour les systèmes¹⁰ de 6 kW et plus. Il est à prévoir que

10. L'onduleur est inclus dans le système PV, mais pas le système de stockage.

ce seuil de rentabilité diminuera au cours des prochaines années, rendant cette technologie encore plus attrayante pour les secteurs commercial et résidentiel [215].

Demande énergétique croissante

La demande électrique grandissante est également un moteur de croissance pour les technologies solaires. Cette demande devrait croître de 1 % par année jusqu'en 2040, alors que la part d'hydroélectricité devrait passer de 55 % à 51 % [216]. Une baisse de production électrique à partir de l'énergie nucléaire est également envisagée pour cette même période. De plus, l'électrification des secteurs résidentiel (chauffage), commercial, industriel et des transports pourrait augmenter davantage les besoins électriques au cours des prochaines décennies [217], ce qui laissera une place grandissante pour d'autres sources d'énergies renouvelables telles que l'éolien, le solaire et la biomasse [216].

Modèle entrepreneurial

Les développeurs de la filière de l'énergie solaire peuvent également avoir une incidence importante sur le déploiement de cette technologie. Ainsi, certains entrepreneurs favorisent la mise en place de panneaux solaires en finançant les particuliers pour l'acquisition des systèmes solaires afin d'alléger l'investissement initial. Ces entreprises peuvent également varier les produits et les services offerts et individualiser l'offre d'achat pour les besoins particuliers des clients [218]. Finalement, plusieurs développeurs participent également à l'émergence de nouvelles technologies permettant d'offrir une meilleure intégration et une réponse plus appropriée sur les réseaux électriques [218]. C'est le cas, par exemple, de certaines fonctions avancées d'onduleurs solaires

B. Barrières et défis

Il existe également des barrières et des défis qui complexifient ou contrecarrent le développement de la filière solaire à l'international, comme au Canada. Une de ces principales barrières est le manque d'incitatifs stables et à long terme pour le développement de l'industrie solaire et son utilisation dans plusieurs pays. Des chercheurs de la Suède et de l'Espagne ciblent, entre autres, le manque d'incitatifs et la suppression de certaines politiques pour expliquer la faible croissance de cette ressource dans certains pays européens [219]. Cette étude identifie également des barrières liées à l'industrie, telles que le manque de collaboration entre les différentes filières de l'industrie solaire et un manque d'infrastructures nationales [219]. Également, la technologie solaire diffère des sources d'énergie plus traditionnelles puisqu'elle doit être conçue et personnalisée pour chaque client, particulièrement dans le contexte résidentiel et commercial. En effet, l'emplacement, l'orientation, la variété de la qualité et de l'efficacité des produits ainsi que le nombre de panneaux vont être distincts selon l'espace disponible et les besoins des particuliers [219][220]. Cette complexité est souvent associée à un manque de compréhension et d'informations auprès des clients qui se traduit par une barrière pour le marché solaire [220]. Ces principaux obstacles qui circonscrivent également le déploiement de la technologie solaire au Canada sont détaillés ci-dessous.

Manque d'incitatifs financiers pour le développement de l'industrie solaire

La barrière financière est souvent identifiée comme le plus grand obstacle au développement de cette technologie [220]. Cela est particulièrement vrai pour les pays ou les provinces où le tarif d'électricité est plus bas et pour le secteur résidentiel. Effectivement, lorsque le tarif d'électricité est faible, l'investissement initial pour l'installation

des panneaux solaires peut sembler élevé et le retour sur l'investissement peut-être loin dans le temps [220]. Ce phénomène est exacerbé dans les pays et les régions où l'irradiation solaire est moins élevée, et conséquemment, le retour sur l'investissement est encore plus tardif [220].

Le manque d'incitatifs et d'objectifs stables et constants ou tout simplement l'annulation de politiques favorisant son utilisation viennent également peser négativement sur la filière solaire [219]. Cela crée un climat d'incertitude pour le marché et retarde ou allonge les délais pour la mise en place de cette technologie [219]. Il y a donc une inertie de la filière solaire lorsque les incitatifs sont limités, inadéquats ou inexistantes [220]. Par exemple, l'Ontario a connu une forte croissance de la puissance photovoltaïque installée lorsque la province a adopté, au tournant de la dernière décennie, des programmes incitatifs l'établissant comme chef de file au Canada. Toutefois, avec l'annulation de ces programmes, la croissance s'est grandement atténuée, comme le démontre la Figure 3 5.

Le manque d'appels d'offres dédiés à la construction de nouvelles centrales nuit également à l'expansion de la filière solaire. Actuellement, l'implantation de l'éolien est généralement moins chère [34] et par conséquent, le solaire peut avoir du mal à s'imposer dans certaines juridictions lors des appels d'offres. Cela est d'autant plus vrai lorsque la province se trouve en situation de surplus énergétiques, ce qui limite le nombre d'appels d'offres.

Avec le prix de la technologie en constante décroissance et l'ajout de politiques et d'incitatifs financiers, le solaire PV est de plus en plus attrayant économiquement, ce qui laisse présager un amenuisement de la barrière économique au cours des prochaines années [220]. La section 4.2.1 détaille cette prévision des coûts de production solaire pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel au cours des prochaines décennies.

Perception du public sur la technologie solaire

Deux autres facteurs sont identifiés comme des freins aux technologies solaires. Le premier est l'aspect visuel qui préoccupe certains acheteurs résidentiels. Ceux-ci s'inquiètent que les panneaux solaires soient inesthétiques et contrarient le voisinage en gâchant l'aspect harmonieux du quartier [220]. Toutefois, plusieurs manufacturiers et développeurs ont créé, avec l'aide d'architectes, des modules et des structures pouvant s'intégrer harmonieusement aux toits et aux autres surfaces des bâtiments. Le concept « Building Integrated PV – BIPV » est très populaire dans plusieurs pays d'Europe et aux États-Unis.

Le second facteur, plus important, est la perception que les clients ont de la fiabilité, du coût d'investissement et de la production des systèmes solaires. Le manque d'information est flagrant dans la sphère publique en ce qui a trait aux coûts réels de ces systèmes et de leur installation, ainsi qu'en matière d'incitatifs financiers proposés aux clients éventuels [221]. L'information est souvent désuète et le public ignore que le prix de la technologie solaire a diminué considérablement dans les dernières années au point où celle-ci est devenue concurrentielle face aux autres sources d'énergie [221]. Cela est particulièrement vrai dans les régions où cette technologie est peu implantée ou inexistante. Cette absence de déploiement contribue à la perception que cette technologie n'est pas encore au point. Les clients ne comprennent pas que l'énergie solaire peut compléter leur approvisionnement énergétique sans supplanter la technologie déjà présente [220]. En somme, l'industrie solaire évolue plus rapidement que ce que les citoyens imaginent [215].

Chaîne de valeur fragmentaire

De mauvaises relations entre les différents acteurs de l'industrie solaire, mais également avec toutes les parties prenantes, ont souvent nui au déploiement de la technologie solaire [221]. Au Canada, la chaîne de valeur de l'énergie solaire est principalement composée des gouvernements et des municipalités qui émettent les normes et les standards à respecter, des entreprises manufacturières et de services, des investisseurs et des clients (résidentiel, commercial ou collectivité) [222]. La présence d'incohérences ou de redondances dans les informations fournies par les différents intervenants crée de la confusion chez les futurs clients. Une personne intéressée doit, entre autres, se renseigner sur les politiques incitatives à plusieurs niveaux, soit fédérales, provinciales et municipales. Cette complexité ajoute à la mauvaise perception que le public entretient envers la filière solaire au Canada et contribue au ralentissement du déploiement de la technologie au pays.

Connexion au réseau électrique

Connecter des panneaux solaires au réseau est une tâche relativement complexe qui ne peut être réalisée sans l'intervention d'un électricien professionnel. En outre, il faut choisir et se procurer les différents équipements (panneaux photovoltaïques, onduleurs) qui sont souvent vendus séparément. Il faut également se conformer aux différentes normes des juridictions municipales et provinciales. De plus, les limites de puissance connectée au réseau varient d'une province à l'autre et dépendent également de la capacité d'accueil des réseaux de distribution [221]. La « Canadian Solar Industries Association » note des inconsistances dans les procédures et les régulations pour se connecter au réseau comme des éléments freinant le déploiement des panneaux PV [221]. Elle indique aussi que la lourdeur administrative, les frais élevés et

inconstants ainsi que les temps d'approbation qui s'étirent agissent comme barrières et limitent la connexion au réseau [221].

Gestion de la source variable

Au Canada, l'approvisionnement en électricité est majoritairement assuré par des centrales électriques (hydro, nucléaire, charbon, etc.). Ces dernières sont constituées de machines électriques synchrones qui sont directement connectées sur le réseau électrique [223]. Ces ressources ont l'avantage d'être fiables et prévisibles. Le nombre croissant de ressources renouvelables qui s'intègrent au réseau électrique, comme les panneaux solaires photovoltaïques, ajoute des sources de production qui ne sont pas configurées pour offrir un débit constant et prévisible [223]. Effectivement, l'énergie solaire, et même éolienne, subit des fluctuations naturelles qui ne permettent pas aux exploitants d'avoir un contrôle direct sur la production d'électricité. Ces variations, qui peuvent être rapides, imposent l'utilisation d'autres sources de production ou de systèmes de stockage pour équilibrer l'offre et la demande. Ce problème peut d'autant plus être exacerbé par les pointes de demande énergétique qui se traduisent par un besoin accru de production non variable pour pouvoir répondre aux règles de répartition [223]. L'ajout de systèmes de stockage engendre aussi des coûts supplémentaires. Même si la disponibilité de la ressource renouvelable peut être prévisible, elle n'en demeure pas moins variable en raison de facteurs extérieurs et météorologiques.



4. Le solaire PV au Québec

L'énergie solaire photovoltaïque prend très lentement, voire difficilement racine en sol québécois, comme en témoigne son faible poids dans le mix énergétique provincial. En effet, l'énergie solaire PV représente moins de 1 % du portefeuille québécois. Bien que le mouvement en faveur du bâtiment durable ait contribué, ces dernières années, à stimuler le recours au solaire PV, il reste que plusieurs facteurs ralentissent le déploiement de cette filière. Parmi ceux-ci, citons l'abondance et le faible coût de l'hydroélectricité provenant du bloc patrimonial, l'insuffisance des programmes de soutien gouvernementaux et la timidité des mesures incitatives. Cependant, la réduction des coûts associés à l'énergie solaire PV, qui a été observée au cours des deux dernières décennies et qui devrait se poursuivre d'ici 2030, la rend attrayante pour l'approvisionnement énergétique. Pour que le solaire PV puisse être considéré comme un atout pour la transition énergétique au Québec, il convient de prendre en compte le potentiel solaire du territoire, mais également les différentes politiques et mesures incitatives favorisant son déploiement. La perspective demeure, évidemment, de contribuer à la mise en place d'une économie sobre en carbone.

4.1 | Survol de la situation

4.1.1 Irradiation solaire

Au Québec, l'irradiation solaire se situe entre 2,84 kWh/m²/jour et 3,68 kWh/m²/jour (Figure 4-1.). Au Canada, le Québec occupe le cinquième rang en termes de potentiel d'énergie solaire après l'Alberta (4,02 kWh/m²/jour), la Saskatchewan (4,02 kWh/m²/jour), l'Ontario (3,92 kWh/m²/jour) et le Manitoba (3,79 kWh/m²/jour) [16].

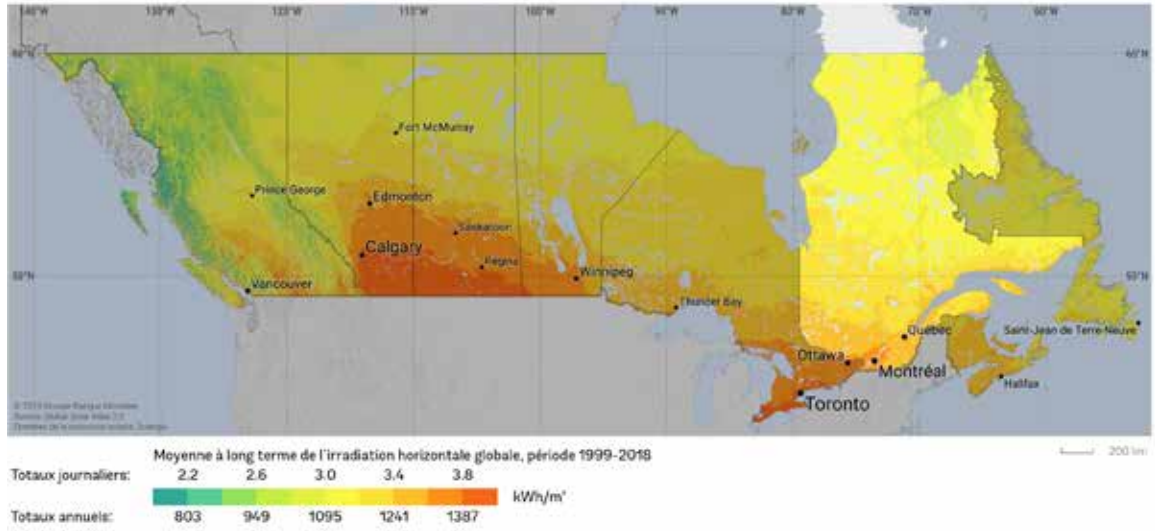
Malgré les pertes énergétiques dues à l'accumulation de la neige qui peuvent atteindre 5 % annuellement¹¹, le potentiel solaire au Québec demeure intéressant. Ainsi, chaque kilowatt de puissance installée dans le sud du Québec peut produire jusqu'à 1 250 kWh par année, ce qui est comparable à

ce qui est mesuré en Ontario, mais inférieur à ce qui est observé dans le sud de la Californie [224].

À titre de comparaison, malgré une irradiation solaire légèrement inférieure à celle du sud du Québec, l'Allemagne s'est propulsée au quatrième rang mondial des producteurs d'énergie solaire PV avec une puissance installée de 49 GW en 2019. Cette production correspond approximativement à 9,2 % du mix énergétique annuel du pays [113] dont la puissance installée pourrait atteindre 98 GW en 2030 [225].

11. Ces résultats ont été obtenus par une analyse menée par Nergica sur le système solaire PV installé sur son site de recherche [24].

Figure 4-1 Irradiation moyenne annuelle au Québec au sud du 60° parallèle nord [kWh/m²/jour] [16]



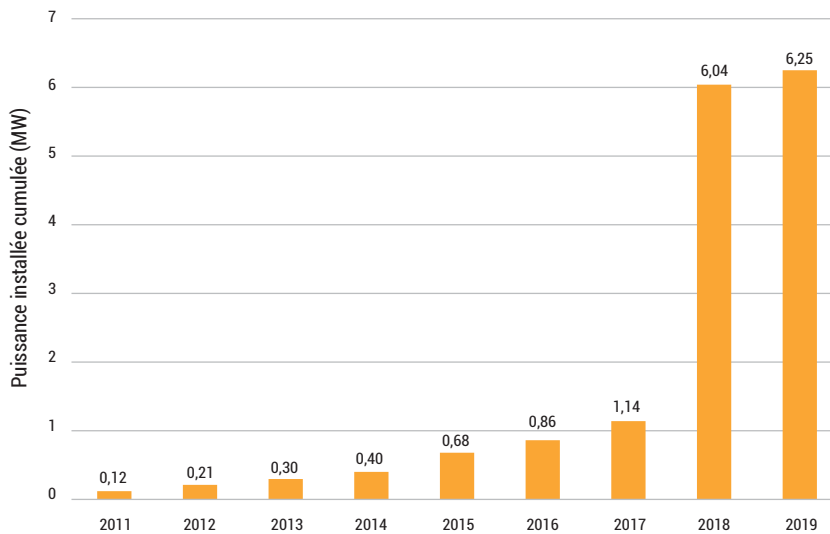
Source : Global Solar Atlas 2.0

Tableau 4-1 Irradiation solaire moyenne journalière de quelques villes du Québec [16][227]

Ville/Village	Irradiation solaire [kWh/m ² /jour]
Cap-aux-Meules	3,34
Gaspé	3,45
Kuujuuaq	3,11
Laval	3,71
Montréal	3,64
Québec	3,58
Rimouski	3,45
Saguenay	3,41
Salluit	2,92
Sept-Îles	3,38
Sherbrooke	3,54
Val-d'Or	3,45

Le Tableau 4-1 présente l'irradiation solaire moyenne journalière de quelques villes du Québec et permet de visualiser la variabilité de ce potentiel dans la province. En moyenne, pour tout le territoire de Québec, l'irradiation solaire est d'approximativement 3,21 kWh/m²/jour. Il faut toutefois noter que l'irradiation solaire est plus élevée dans les régions méridionales et que celle-ci diminue à mesure qu'on se dirige vers le nord. Ce potentiel d'énergie solaire correspond, en moyenne annuelle, à une production de 1 183 kWh/kW d'énergie [226].

Figure 4-2 Puissance installée cumulée d'énergie solaire au Québec, de 2011 à 2019, excluant les microréseaux non connectés au réseau [157]



4.1.2 Puissance installée des systèmes solaires PV

Avec seulement 6,25 MW de puissance totale installée en date de 2019, l'énergie solaire PV demeure marginale au Québec, comparativement à d'autres provinces du Canada. Cependant, la province compte actuellement une puissance installée cumulée d'énergie solaire PV de près de 30 fois la puissance installée en 2012 (Figure 4-2). Elle occupe ainsi le septième rang au Canada en termes de puissance installée cumulée, après l'Ontario (3 135,17 MW), l'Alberta (93,54 MW), le Manitoba (34,80 MW), la Saskatchewan (22,18 MW), la Colombie-Britannique (14,35 MW) et la Nouvelle-Écosse (12,12 MW) [157].

Bien qu'elle soit peu répandue, la production solaire PV décentralisée existe bel et bien au Québec. En mars 2019, le bilan d'Hydro-Québec faisait état de plus de 700 autoproducteurs d'énergie solaire PV inscrits au programme de mesurage net [228]. Ces chiffres n'incluent pas les producteurs non reliés au réseau électrique intégré, comme les chalets ou encore les réseaux autonomes. En 2018, les autoproducteurs ont injecté dans le réseau d'Hydro-Québec 991,8 MWh d'électricité [228], soit presque le double de la quantité retournée sur le réseau québécois un an plus tôt et dix fois plus qu'en 2013 [228].

Au Québec, les initiatives prises jusqu'à maintenant en matière de solaire portent essentiellement sur des installations photovoltaïques reliées au réseau électrique intégré d'Hydro-Québec.

- Parmi celles-ci, citons l'installation solaire de la bibliothèque de Varennes, d'une puissance installée de 110,5 kW et la petite centrale solaire thermique intégrée au bâtiment de CanmetÉNERGIE, également à Varennes, qui a été couplée à un système d'éjecto-compression (thermocpression) pour produire de la chaleur et du froid [229].
- La plus grande installation solaire de recherche appliquée au Canada demeure celle installée en 2019 à l'Université de Sherbrooke. Cette installation dédiée au développement de technologies liées à l'énergie solaire PV et à la validation des futures technologies de production et de stockage est composée de 3 000 panneaux solaires d'une capacité totale de 1 MW, soit 15 % de la pointe de consommation énergétique du campus principal [230][231].
- Aussi, la Maison Simons a ouvert, en 2018, le premier magasin de détail canadien avec une consommation énergétique nette zéro. Plus de 3 300 modules photovoltaïques y ont entre autres été installés pour une capacité totale de 1,06 MW [232]. Cet établissement est situé aux Galeries de la Capitale, à Québec.
- Il faut également mentionner la centrale solaire thermique à concentration Alain-Lemaire de Cascades, à Kingsey Falls, qui est la première installation de capteurs à concentration solaire paraboliques en sol québécois. Avec ses 1 490 m² de surface réfléchive, ce parc permet de récupérer entre 50 % et 60 % de l'énergie thermique du soleil [229][233].

À l'été 2020, Hydro-Québec a amorcé l'installation de deux centrales solaires d'une puissance totale de 9,5 MW [234]. Ce projet de centrales solaires de La Citière (8,0 MW) et de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) (1,5 MW) qui sont respectivement situées à La Prairie et à Varennes pourra, une fois réalisé, alimenter l'équivalent de près de 1 000 clients résidentiels [234][235]. Ces parcs solaires PV produiront de l'électricité par l'intermédiaire de près de 30 000 modules solaires, combinaison de panneaux monofaces, bifaces et de suiveurs à axe simple qui pourront s'orienter avec le soleil. Outre l'objectif de fournir de l'électricité au réseau électrique, ces sites permettront d'accroître les connaissances d'Hydro-Québec quant à la production photovoltaïque, de déterminer si cette technologie est bien adaptée au climat québécois, d'évaluer les effets du PV sur la gestion du réseau et d'élaborer de nouvelles stratégies pour la transition énergétique des prochaines années [234].

Des systèmes solaires PV autonomes sont également mis en service à travers la province. C'est le cas à Kuujjuaq et à Quaqtaq où des panneaux solaires PV ont été déployés dans l'optique de réduire la consommation d'énergie fossile de ces communautés et de permettre l'étude de l'impact de l'intégration de l'énergie solaire photovoltaïque sur les réseaux autonomes en conditions nordiques [236]. Un premier projet subventionné par le programme ARDEC Nord a permis l'installation de 70 kW de panneaux solaires PV à Kuujjuaq [237]. Quaqtaq a par la suite mis en service 21 kW de solaire PV à même le site de la centrale thermique en 2018 et 24 kW additionnels sur le toit de quatre résidences l'année suivante [238]. Ce village nordique bénéficie également du premier système de stockage composé d'une batterie de 600 kWh déployé dans un réseau autonome d'Hydro-Québec [238]. Ces installations visent deux objectifs : l'évaluation des performances techniques de l'énergie solaire PV et sa rentabilité dans les réseaux autonomes.

4.2 État du marché

L'évaluation des coûts de production tout comme les programmes et les incitatifs mis en place pour favoriser l'exploitation du solaire PV figurent parmi les pierres angulaires du développement de la filière solaire québécoise. Nous verrons dans cette section comment ces facteurs influencent le déploiement du solaire PV au Québec.

4.2.1 Évaluation des coûts de production d'énergie solaire au Québec

Ces deux dernières décennies, le marché mondial de l'énergie solaire photovoltaïque a connu un développement important, que ce soit en termes de puissance installée ou de développement technologique. Cela a induit, ici comme ailleurs, une baisse significative des coûts du solaire PV.

Ces estimations incluent les coûts d'installation ainsi que les coûts des modules, des onduleurs, des accessoires et des supports. Elles n'incluent pas les frais reliés aux batteries.

La Figure 4-4 présente les coûts attendus du solaire pour 2020 et au-delà estimés par le NREL selon différents scénarios avancé, modéré et conservateur [242]. Chaque scénario dépend du niveau d'investissement en recherche et développement, de son avancement technologique et de la tarification mondiale. Par exemple, le scénario conservateur implique qu'il n'y aurait pas ou peu d'innovation technologique sur le marché et une diminution des fonds de recherche et développement au cours des prochaines années. Au contraire, le scénario avancé implique le succès, sur le marché, de nouvelles innovations, de nouvelles technologies et une augmentation des fonds de recherche et développement. Le scénario modéré, quant à lui, est basé sur l'adoption généralisée de la technologie de pointe d'aujourd'hui, un niveau attendu d'innovation et le maintien des fonds de recherche et développement actuels. Les projections de 2030 et 2050 obtenues de RNCAN se rapprochent du scénario modéré du NREL.

Selon une étude réalisée par Ressources naturelles Canada (RNCAN) en 2018, les coûts des systèmes PV et de l'électricité solaire au Québec varient en fonction de la puissance installée dans le secteur résidentiel. En effet, plus la puissance installée est élevée, moins le coût par watt est élevé. Par exemple, un système PV d'une puissance installée de 6 kW atteignait déjà, en 2018, le seuil de parité entre le kilowattheure solaire PV et le tarif d'électricité résidentiel au Québec (tarif D) sous certaines conditions [215]. Avec le coût de l'hydroélectricité qui a augmenté de 26 % en 20 ans [240] et celui du solaire qui diminue chaque année, le seuil de parité pour de plus petits systèmes PV sera atteint au cours des prochaines années dans le secteur résidentiel au Québec.

Les estimations de Ressources naturelles Canada, basées sur les données du National Renewable Energies Laboratory (NREL) des États-Unis, indiquent les coûts attendus pour le solaire PV en 2020 et au-delà (Figure 4-3).

Selon les données de RNCAN, le coût des systèmes solaires PV pourrait baisser, entre 2020 et 2050, de 52 %, 50 % et 41 % pour les

Figure 4-3 Prévisions de coûts des systèmes solaires PV au Canada selon RNCan, de 2020 à 2050 [97][241]

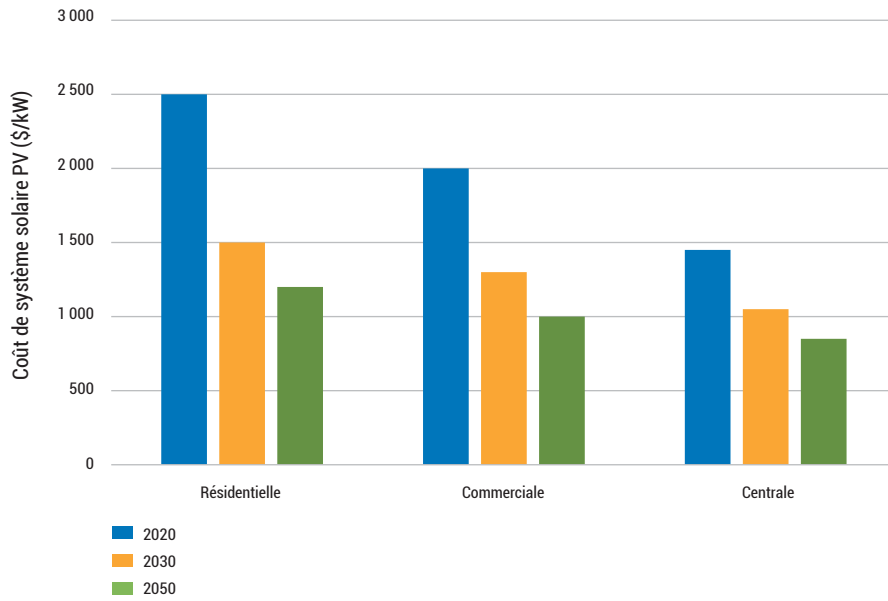
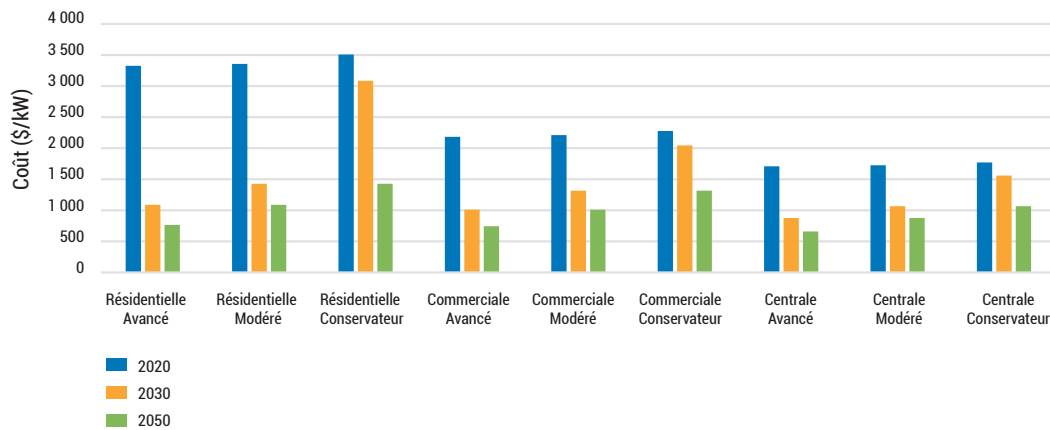


Figure 4-4 Prévisions de coûts des systèmes solaires PV selon le NREL pour différents scénarios, de 2020 à 2050 [242]¹²



12. Le taux de conversion est de 1,26 CAN/USD.

applications résidentielles, commerciales et grandes centrales. En 2020, le coût d'un système solaire PV de type résidentiel était 25 % supérieur au coût d'un système de type commercial et 72 % supérieur aux systèmes de grandes centrales. En 2050, les écarts de coûts entre ces mêmes systèmes passeront à 20 % et à 41 %.

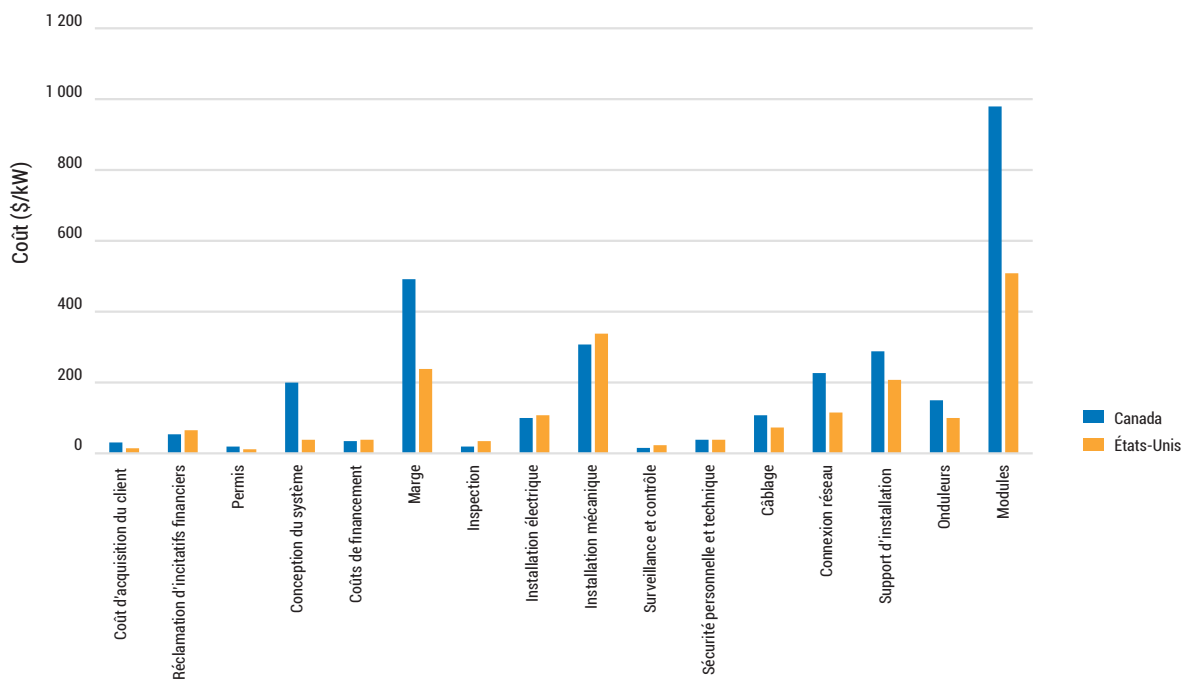
Selon les données obtenues par l'IRENA en 2018 [243], la différence majeure entre les coûts enregistrés au Canada et aux États-Unis provient essentiellement du prix des modules PV, du secteur de la conception des systèmes, des profits et des frais de connexion aux réseaux électriques (Figure 4-5).

Plusieurs facteurs expliquent les réductions de coûts des systèmes solaires PV¹³.

Premièrement, les efforts soutenus en matière de recherche et de développement ont permis d'améliorer la qualité des modules qui sont produits. L'efficacité accrue des modules est également un facteur clé de cette baisse de coûts puisque pour la même surface, les modules sont aujourd'hui plus efficaces et plus productifs.

Deuxièmement, le développement de la fabrication à grande échelle de modules solaires PV en Asie a permis une réduction de coûts des systèmes solaires PV. De plus, les grandes usines de fabrication automatisées favorisent des économies d'échelle qui permettent à leur tour d'importantes réductions de coûts.

Figure 4-5 Comparaison des coûts entre les États-Unis et le Canada par type de dépense [243]



13. Conversation avec Yves Poissant, gestionnaire de recherche et spécialiste principal – Technologies solaires photovoltaïques chez CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada, 17 juillet 2020.

Enfin, l'efficacité croissante en matière d'installation des systèmes contribue aussi à la diminution des coûts des systèmes solaires PV. Les experts de RNCAN observent en effet qu'environ la moitié du coût d'un système PV est associé à l'installation¹⁴.

Le Tableau 4-II présente le coût par kilowattheure du solaire PV au Québec pour différents types d'installations. Ces coûts sont basés sur les données de la Figure 4-3 en tenant compte qu'un système PV fonctionne 30 ans et produit environ 1 150 kWh/an au Québec, que sa puissance nominale se dégrade de 0,6 % par an et qu'il faut remplacer l'onduleur après 15 ans. Le coût du financement et le taux d'actualisation sont inclus dans ce calcul.

Entre 2020 et 2050, au Québec, les projections des coûts de production du solaire PV diminuent de 44 % à 50 % pour le résidentiel, de 44 % pour le commercial et de 17 % à 38 % pour les centrales. Cette baisse des coûts de production s'explique par la réduction des coûts des systèmes PV. Selon le NREL, les coûts de production du solaire varient énormément selon la ville et le scénario de développement envisagé. À des fins de visualisation, le Tableau 4-III présente les coûts minimums et maximums par secteur selon des prévisions faites par le NREL [242].

Tableau 4-II Prévisions des coûts de production du solaire PV au Québec, de 2020 à 2050

Type d'installation	Coûts de production du solaire PV (\$/kWh)		
	2020	2030	2050
Résidentielle (< 50 kW)	~ 0,09-0,10	~ 0,06	~ 0,05
Commerciale (< 1 MW)	~ 0,09	~ 0,06	~ 0,05
Centrale (> 1 MW)	~ 0,06-0,08	~ 0,05	~ 0,05

Tableau 4-III Prévisions des coûts de production du solaire PV selon le NREL, de 2020 à 2050 [242]¹⁵

Type d'installation		Coûts de production du solaire PV (\$/kWh)		
		2020	2030	2050
Résidentielle	Minimum	0,095	0,030	0,021
	Maximum	0,157	0,138	0,063
Commerciale	Minimum	0,065	0,026	0,018
	Maximum	0,109	0,098	0,058
Centrale	Minimum	0,030	0,014	0,010
	Maximum	0,051	0,045	0,029

14. Conversation avec Yves Poissant, gestionnaire de recherche et spécialiste principal – Technologies solaires photovoltaïques chez CanmetÉNERGIE, Ressources naturelles Canada, 17 juillet 2020.

15. Le taux de conversion est de 1,26 CAN/USD.

Tableau 4-IV Tarifs d'électricité au Québec en 2020 et projections 2030 et 2050 [244][245]^{16 17}

Type d'installation	Tarif 2020	Projection 2030	Projection 2050
Résidentielle (tarif D Hydro-Québec)			
1 ^{re} tranche : moins de 40 kWh/jour	0,0608 \$/kWh	0,0682 \$/kWh	0,0860 \$/kWh
2 ^e tranche : au-delà de 40 kWh/jour	0,0938 \$/kWh	0,1053 \$/kWh	0,1327 \$/kWh
Résidentielle (tarif DN Hydro-Québec)			
1 ^{re} tranche : moins de 40 kWh/jour	0,0608 \$/kWh	0,0682 \$/kWh	0,0860 \$/kWh
2 ^e tranche : au-delà de 40 kWh/jour	0,4143 \$/kWh	0,4651 \$/kWh	0,5860 \$/kWh
Commerciale (tarif G Hydro-Québec)			
1 ^{re} tranche : moins de 15 090 kWh/mois	0,0990 \$/kWh	0,1111 \$/kWh	0,1400 \$/kWh
2 ^e tranche : au-delà de 15 090 kWh/mois	0,0762 \$/kWh	0,0855 \$/kWh	0,1078 \$/kWh
Puissance au-delà de 50 kW/mois	17,64 \$/kW	19,80 \$/kW	24,95 \$/kW
Commerciale (tarif M Hydro-Québec)			
1 ^{re} tranche : moins de 210 000 kWh/mois	0,0503 \$/kWh	0,0565 \$/kWh	0,0710 \$/kWh
2 ^e tranche : au-delà de 210 000 kWh/mois	0,0373 \$/kWh	0,0419 \$/kWh	0,0528 \$/kWh
Prix de la puissance/mois	14,58 \$/kW	16,37 \$/kW	20,62 \$/kW
Industrielle (tarif L Hydro-Québec – puissance 5 000 kW ou +)			
Prix de l'énergie	0,0328 \$/kWh	0,0368 \$/kWh	0,0464 \$/kWh
Prix de la puissance/mois	12,90 \$/kW	14,48 \$/kW	18,25 \$/kW

Les tarifs d'électricité au Québec pour les principaux secteurs résidentiel, commercial et industriel sont présentés au Tableau 4-IV.

En 2020, le coût de production du solaire PV des installations résidentielles était largement comparable à la deuxième tranche de prix de l'électricité résidentielle proposée par Hydro-Québec, mais jusqu'à 60 % plus cher que la première tranche. Cela est important, car dans le cadre d'un programme d'autoproduction, les réductions de facturation d'énergie se font

principalement à partir de la deuxième tranche où pour chaque kilowattheure produit, il est possible d'économiser 0,0938 \$ et 0,4143 \$ respectivement pour le tarif D et DN au lieu de 0,0608 \$. Cela deviendra encore plus important entre 2030 et 2050, puisque le coût des systèmes solaires PV aura diminué, alors que les tarifs d'électricité seront fort probablement supérieurs à ce qu'ils sont aujourd'hui.

16. Un mois est défini par Hydro-Québec comme une période de 30 jours.

17. Les projections sont basées sur un taux d'inflation de 1,16 %/an à partir des données de Statistique Canada des 20 dernières années.



Le Québec s'est peu intéressé jusqu'à maintenant à l'énergie solaire. Pas étonnant, puisque le Québec enregistre des tarifs d'électricité parmi les plus bas en Amérique du Nord, en plus de connaître une situation de surplus énergétique qui devrait se prolonger jusqu'en 2026. En effet, à partir du 1^{er} avril 2019, le tarif de l'énergie hydroélectrique s'élevait à environ 0,073 \$/kWh pour les clients résidentiels [246], alors que le prix de l'énergie solaire, incluant le coût d'un système PV et de son installation, variait entre 0,081 \$/kWh et 0,105 \$/kWh selon la taille du système solaire [215]. Hydro-Québec estime par ailleurs que le coût de l'énergie solaire résidentielle, pour des systèmes PV variant entre 2 kW et 4 kW, pourrait concurrencer les tarifs de l'hydroélectricité pour le marché résidentiel à l'horizon 2025 [277].



Pour le secteur commercial, la première tranche du tarif G d'Hydro-Québec était 10 % plus onéreuse en 2020 que le coût d'un système PV commercial. Cependant, à partir de la deuxième tranche de consommation, l'électricité fournie par Hydro-Québec était moins chère de 15 % qu'un système PV commercial. Par contre, les projections de 2030 et 2050 pour le solaire peuvent être intéressantes pour un commerce avec une différence de coût de l'électricité de 20 % à 50 % de moins selon la tranche, si les tarifs d'Hydro-Québec restent constants. En comptant l'inflation, le solaire commercial reviendrait alors entre 30 % et 65 % moins cher pour 2030 et 2050.

Pour un commerce ayant une consommation typique correspondant au tarif M d'Hydro-Québec, le coût en 2020 et 2030 du solaire commercial n'est pas intéressant, mais commence à l'être en 2050 en tenant compte de l'inflation. En effet, le solaire reviendrait entre 5 % et 30 % moins cher, selon la tranche d'énergie, que l'hydroélectricité fournie par Hydro-Québec.

Finalement, le coût de l'énergie pour le tarif L d'Hydro-Québec est moins cher que le coût d'une centrale solaire projeté en 2030 et 2050, même en tenant compte de l'inflation. De plus, un rabais de 20 % sur la facture d'électricité est actuellement offert aux entreprises qui répondent aux critères du Programme de rabais d'électricité applicable aux consommateurs facturés au tarif L [247]. Ce programme, mis en place en mars 2016, a été renouvelé en 2019 jusqu'en décembre 2023. Par ailleurs, contrairement aux tarifs G et M, les frais de puissance du tarif L d'Hydro-Québec sont basés sur une puissance minimale que le client exige et qu'Hydro-Québec s'engage à lui fournir, capacité qu'une centrale solaire pourrait difficilement garantir.

Il est important de noter qu'en 2020, Hydro-Québec était en période de surplus énergétique, mais qu'elle prévoit d'être en déficit en 2027 [248]. Le prix de l'électricité pourrait donc être plus élevé dans le futur que celui sur lequel s'appuie cette étude. En effet, selon le *Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec*, le coût marginal de l'électricité pour 2020 est de 0,045 \$/kWh pour la période hivernale et de 0,028 \$/kWh pour la période estivale. Le coût marginal estimé pour 2027 s'élève à 0,084 \$/kWh, selon le niveau d'indexation de 2020 [248].

4.2.2 Programmes de production et incitatifs pour l'énergie solaire au Québec

Hydro-Québec permet, à travers ses différents programmes, la connexion sur son réseau des systèmes de production décentralisée d'origine renouvelable, comme l'énergie solaire PV.

Ainsi, un client d'Hydro-Québec peut être autoproducteur d'électricité en installant un système de production pour combler une partie ou la totalité de ses besoins énergétiques.

Au Québec, il existe deux options d'autoproduction, soit le mesurage net et l'autoproduction sans compensation.

A. Autoproduction avec mesurage net

L'option d'autoproduction avec mesurage net permet à un autoproducteur de produire sa propre électricité et d'injecter ses surplus dans le réseau d'Hydro-Québec afin d'obtenir des crédits [249]. Si la puissance fournie par le système d'autoproduction ne répond pas aux besoins énergétiques du client, il peut alors s'alimenter à partir du réseau d'Hydro-Québec.

Il existe deux options de mesurage net : l'option I et l'option III. L'option I est destinée aux clients résidentiels ou agriculteurs au tarif D ou DM d'Hydro-Québec [250] et aux clients d'affaires petites puissances au tarif G (sans appel de puissance) d'Hydro-Québec [251]. Cette option de mesurage net permet au client de réduire sa facture d'électricité grâce aux kilowattheures qui lui sont crédités lorsqu'il produit plus qu'il ne consomme, et de profiter de la fiabilité du réseau d'Hydro-Québec.

L'option III vise les clients résidentiels aux tarifs D, DM ou DN et les clients d'affaires au tarif G dont l'électricité est fournie par un réseau autonome. À part les réseaux de Schefferville et du Lac-Robertson, les surplus envoyés

sur le réseau sont crédités dans une banque de surplus à un tarif qui dépend du type de centrale alimentant le réseau.

Pour les deux options, la puissance maximale installée ne peut pas dépasser la totalité des besoins du client ou être plus élevée que 20 kW pour une alimentation monophasée ou 50 kW pour une alimentation triphasée [249]. Les clients résidentiels doivent être propriétaires et occupants des lieux. Les clients d'affaires doivent être propriétaires et exploitants. Afin d'être injectée sur le réseau de distribution, l'énergie doit être produite à partir d'une source renouvelable comme le solaire photovoltaïque, l'éolien, l'hydroélectricité, la géothermie ou la bioénergie.

Le programme d'autoproduction avec mesurage net est une manière utile de privilégier l'utilisation du solaire sur le réseau d'Hydro-Québec. Il offre le choix aux clients d'Hydro-Québec de produire leur propre puissance, tout en assurant la sécurité d'alimentation que procure le réseau.

B. Autoproduction sans compensation

Tout comme le programme d'autoproduction avec mesurage net, le programme d'autoproduction sans compensation permet à un client de produire sa propre électricité tout en étant raccordé au réseau d'Hydro-Québec. Avec l'autorisation d'Hydro-Québec, le client peut injecter de l'électricité dans le réseau d'Hydro-Québec si sa production énergétique dépasse ses besoins. Dans ce cas-ci cependant, aucune compensation financière ne sera versée au client pour l'électricité fournie au réseau [252].

Tout client d'Hydro-Québec possédant une source de production d'énergie peut soumettre une demande pour devenir autoproducteur sans compensation, sauf s'il répond aux critères d'autoproducteur avec compensation. Le client continue de recevoir sa facture d'Hydro-Québec pour l'électricité fournie.

C. Programmes incitatifs

Bien que Transition énergétique Québec du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) offre de nombreux programmes pour soutenir les citoyens et les entreprises dans leur projet de transition vers les énergies renouvelables, un seul programme résidentiel et d'affaires offert par cette dernière permet une aide financière pour l'installation du solaire. Les programmes Chauffez vert [253] (Tableau 4-V) et ÉcoPerformance [254] (Tableau 4-VI) offrent une aide financière pour remplacer un système de chauffage qui utilise du combustible fossile (mazout léger

ou propane) par un équipement neuf utilisant une source d'énergie renouvelable admissible, comme le solaire. L'hydroélectricité est également admissible à ce programme.

Selon le plan directeur 2018-2023 de Transition énergétique Québec [255] maintenu par le MERN, le solaire PV est en période d'évaluation de scénario pour son intégration dans le réseau d'Hydro-Québec et dans les réseaux autonomes. Cela peut expliquer le manque d'incitatifs à l'installation d'énergie solaire mis en place au Québec durant cette période.

Tableau 4-V Aide financière accordée par le programme Chauffez vert

Type d'habitation	Type de système de chauffage	
	Mazout léger	Propane
Maison individuelle	1 275 \$	850 \$
Maison jumelée ou en rangée	875 \$	650 \$
Maison mobile	1 075 \$	600 \$
Duplex ou triplex	875 \$ × nombre de logements admissibles*	650 \$ × nombre de logements admissibles*
Immeuble résidentiel à logements multiples	550 \$ × nombre de logements admissibles*	225 \$ × nombre de logements admissibles*

* Un logement est considéré comme admissible s'il a pour système de chauffage le système à combustible visé par le démantèlement.

Tableau 4-VI Aide financière accordée par le programme ÉcoPerformance, volet Petits commerces, institutions et industries¹⁸

Combustible fossile	Consommation [litre]	Aide financière [\$ / litre]	Coût admissible [%]
Mazout léger (n° 1 ou n° 2)	500 à 20 000	2,00	75
Propane	750 à 30 500	1,30	75

18. Pour une consommation de combustible fossile plus élevée, voir le volet Implantation du programme ÉcoPerformance.



5. L'énergie solaire et la transition énergétique au Québec

Le Québec occupe une superficie de 1,7 million de kilomètres carrés, 92 % de ce territoire faisant partie du domaine de l'État. Des 8,575 millions de Québécois et de Québécoises que compte la province [256], 80 % vivent dans la partie sud, principalement le long du fleuve Saint-Laurent [257]. Le reste est disséminé dans les nombreuses régions du Québec. Une minorité de cette population vit dans des villages nordiques ou des milieux insulaires hors-réseau qui regroupent près de 35 000 habitants [258]. Ces particularités géographiques expliquent le fait que l'approvisionnement énergétique du Québec est assuré par deux types de réseaux électriques, soit un réseau électrique intégré à l'échelle nationale et des réseaux autonomes desservant une ou plusieurs collectivités. Ces réseaux autonomes sont alimentés par des centrales thermiques au diesel qui produisent chaque année plus de 223 000 tonnes de GES [259], alors que l'électricité produite et distribuée sur le réseau intégré d'Hydro-Québec est propre à 99 % [260].

Le Québec compte 22 réseaux autonomes [261] dont l'opération est placée sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution (HQD). En 2019, 23 centrales au diesel, dont 3 centrales d'urgence situées dans la région Basse-Côte-Nord, et 2 centrales hydrauliques dont la puissance installée atteignait 165 MW alimentaient les réseaux autonomes [201]. Les réseaux autonomes placés sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution sont majoritairement situés au Nunavik. Ils comptent une puissance totale de 32,5 MW [258] (Tableau 5-1). Les quatre autres réseaux autonomes sont situés aux Îles-de-la-Madeleine, en Basse-Côte-Nord, à Schefferville et en Haute-Mauricie. Ils cumulaient en 2016 une puissance totale respective de 68,2 MW, 41,7 MW, 17,0 MW et 5,4 MW [258].

Tableau 5-1 Profils énergétiques des collectivités du Nunavik en 2016 [264]

	Charge maximale (kW)	Charge moyenne journalière (kW)	Émissions CO ₂ (t)
Akulivik	742	*	2 445
Aupaluk	375	206	1 135
Inukjuak	1 823	1 174	6 371
Ivujivik	460	270	1 667
Kangihsualujuaq	907	536	3 373
Kangihsujuaq	959	*	3 186
Kangirsuk	681	405	2 599
Kuujuaq	3 576	2 408	12 680
Kuujuarapik/Whapmagoostui	2 030	1 372	6 384
Puvirnituq	2 020	1 323	7 216
Quaqtaq	575	331	1 814
Salluit	1 428	930	5 178
Tasiujaq	452	*	*
Umiujaq	558	327	2 046

* Données non disponibles.

La demande énergétique du Nunavik ne se résume pas aux seuls besoins des collectivités. En effet, l'industrie minière présente au Nunavik exige d'importants apports en matière d'énergie. À titre d'exemple, la mine Raglan de Glencore [262], située à Kattiniq, consomme plus de 40 millions de litres de diesel par année pour l'exploitation du nickel. Elle produit à elle seule autour de 120 000 tonnes de GES par année, soit presque le double que ce qu'émettent les 14 collectivités du Nunavik réunies [262]. Depuis 2018, la mine Raglan a intégré à son réseau autonome deux éoliennes de 3 MW chacune [263]. Avec une charge de pointe de 18 MW en hiver, ces éoliennes permettent de diminuer de 10 % par année la consommation de diesel.

La Loi sur la Régie de l'énergie accorde aux clients des réseaux autonomes le même tarif que pour ceux du réseau électrique intégré. La seule exception s'applique au nord du 53^e parallèle, où la tarification en vigueur s'appuie sur le tarif DN [264]. Puisque les coûts de production de l'électricité au Nunavik sont de loin supérieurs aux coûts associés au réseau intégré, le tarif DN se veut dissuasif pour les clients résidentiels. En effet, cette tarification a comme objectif de rendre inabordable le coût du chauffage électrique [265]. La tarification pour la seconde tranche d'énergie dans les réseaux autonomes coûte en effet 41,43 ¢ du kilowattheure, soit plus de quatre fois le tarif pour le réseau intégré. Cela s'explique par l'utilisation du carburant qui peut représenter jusqu'à 65 % du coût de l'exploitation des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle [264]. Pour le chauffage, les réseaux autonomes doivent donc se tourner vers le mazout plutôt que vers l'électricité. Dans ces conditions, l'autoproduit en réseau autonome pourrait donc bénéficier d'un

tarif intéressant pour l'électricité produite et injectée sur le réseau.

Dans un tel contexte, et conformément aux objectifs de la politique énergétique 2030, le gouvernement du Québec souhaite réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés [266]. Pour y arriver, il souhaite augmenter de 25 % la production totale des énergies renouvelables et éliminer complètement l'utilisation du charbon thermique. Le gouvernement prévoit par ailleurs de mettre en œuvre des projets de conversion des réseaux autonomes pour augmenter à 20 % la proportion de l'électricité de sources renouvelables offerte

aux collectivités non raccordées au réseau électrique intégré d'Hydro-Québec [266]. Le gouvernement souhaite en outre faire de l'énergie solaire une source d'occasions d'affaires pour le Québec [266].

L'énergie solaire PV combinée à l'hydroélectricité et à l'éolien pourrait permettre au Québec d'atteindre ses objectifs en matière de transition énergétique et placer la province parmi les leaders nord-américains dans le domaine des énergies renouvelables.

5.1 Les atouts du solaire PV pour le Québec

Sachant que l'irradiation solaire moyenne du Québec équivaut à 3,21 kWh/m²/jour, il devient dès lors intéressant de considérer les avantages et les atouts de cette source d'énergie renouvelable. Les avantages diffèrent toutefois entre les réseaux autonomes et le réseau électrique intégré. Effectivement, implanter l'énergie solaire PV sur le réseau électrique intégré permet, entre autres, de développer un savoir-faire québécois à travers une filière industrielle dynamique tout en répondant aux besoins énergétiques sans cesse croissants dans la province. Une croissance de 9 % de la demande est en effet prévue à l'horizon de 2029 [248]. Parmi les avantages, soulignons également le développement de la recherche et du stockage, la création de partenariats ainsi que la revalorisation de terrains difficilement développables. En ce qui a trait aux réseaux autonomes, c'est plutôt la réduction des émissions de GES et des coûts d'électricité qui sont considérés comme des atouts.



5.1.1 Les atouts de l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré

A. Développement de la recherche et de l'innovation

Avec une puissance installée de 36 700 MW d'hydroélectricité, une centrale thermique de 411 MW à Bécancour et 10 683 MW provenant d'autres sources de production d'électricité, Hydro-Québec compte seulement 6,25 MW d'énergie solaire PV raccordés à son réseau électrique intégré [97] [267]. Toutefois, la mise en service des centrales solaires PV de Varennes et de La Prairie [201] qui totalisent 9,5 MW (Tableau 5-II) permettra à Hydro-Québec de doubler, voire un peu plus, sa puissance PV installée. Ces centrales solaires permettront entre autres de développer des connaissances sur la production de l'énergie solaire PV et sur sa complémentarité avec les autres sources de production. De plus, Hydro-Québec souhaite évaluer la production centralisée d'énergie solaire au Québec et approfondir les connaissances sur les effets de la production solaire sur le réseau électrique et sur la gestion du parc de production. Par ailleurs, ces deux projets serviront à déterminer les technologies photovoltaïques qui sont les mieux adaptées aux conditions particulières du Québec et du réseau d'Hydro-Québec.

B. Réduction du coût de l'électricité solaire

Selon Statistique Canada, le coût de l'hydroélectricité a augmenté de 26 % en 20 ans [240], tandis que celui du solaire PV continue de diminuer annuellement. Le seuil de parité est ainsi en voie d'être atteint pour le solaire PV dans le secteur résidentiel au Québec. En effet, en 2018, le coût du kilowattheure solaire était déjà inférieur à celui provenant du réseau électrique intégré (tarif D, 2^e tranche de 9,38 ¢/kWh) pour une installation solaire PV d'une puissance installée de 6 kW et plus [215]. Ce coût décroît par ailleurs pour les projets de plus grande envergure. La disponibilité des programmes, comme le mesurage net, combinée à l'augmentation des coûts de l'énergie favorisera certainement une croissance des installations solaires PV sur le réseau électrique intégré d'Hydro-Québec. Ainsi, dans son plan de projection pour 2029, Hydro-Québec prévoit une production solaire PV de l'ordre de 0,4 TWh [248], soit une puissance installée d'environ 330 MW. Ces nouvelles installations aideront à démarrer et à développer une chaîne de valeur pour l'industrie solaire québécoise.

Tableau 5-II Caractéristiques des centrales solaires PV de Varennes et de La Prairie [235]

Municipalité	Puissance installée (MW)	Production annuelle estimée (GWh)	Superficie (m ²)
La Prairie	8,0	13,0	150 000
Varennes	1,5	2,6	56 000

Par ailleurs, le solaire pourrait aussi, dans la prochaine décennie, devenir moins cher que l'éolien pour les projets de plus grande envergure. Effectivement, l'Energy Information Administration, aux États-Unis, évalue que déjà en 2025, il sera plus rentable (en fonction du LCOE) d'installer des panneaux PV que des éoliennes [268]. Cette tendance devrait se maintenir pour les années subséquentes, et ce, jusqu'à l'horizon 2050 [268]. En supposant qu'une chaîne de valeur québécoise bien structurée soit mise en place, une tendance similaire devrait s'observer au Québec.

C. Décentralisation de la production d'électricité

Depuis quelques années, la production décentralisée de l'énergie ne cesse de gagner du terrain partout dans le monde. Ainsi, l'énergie solaire pourrait jouer un rôle important dans l'atteinte de l'objectif visant à diversifier le mix énergétique du Québec et à faire face à la croissance de la demande énergétique qui devrait augmenter, entre 2019 et 2029, de 15,9 TWh [248]. Cela correspond à une augmentation de 1 % par année. L'installation de nouvelles centrales solaires PV au Québec permettrait de décentraliser la production

d'énergie majoritairement générée dans le Nord québécois et transmise sur de longues distances par des lignes à haute tension (jusqu'à 765 kV). Les quelque 32 000 km de lignes à haute tension qui composent le réseau de transport subissent des pertes qui sont estimées à plus de 5 % [269]. Celles-ci sont principalement dues à l'effet Joule produit par la résistance électrique, aux appareillages shunt et à l'effet couronne [269].

L'utilisation de systèmes solaires PV installés directement chez les clients et les commerces amènerait une décentralisation qui permettrait de désengorger le réseau de distribution et de réduire les différentes pertes. La décentralisation permettrait en outre d'éviter l'installation de nouvelles lignes haute tension provenant de futures centrales hydroélectriques. Les systèmes PV décentralisés autoriseraient également une réduction du stress sur le réseau de transport d'électricité puisqu'ils contribueraient à la baisse de pointe de la demande électrique à certains moments de la journée [270]. L'intégration de systèmes de stockage contribuerait également à cette réduction du stress sur le réseau.



D. Exportation d'une électricité propre

Le Québec est un grand exportateur d'énergie en Amérique du Nord. En effet, de 2016 à 2019, le Québec a exporté annuellement plus de 30 TWh [271]. Ses principaux clients sont la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York, les États-Unis ainsi que les provinces de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, au Canada. La Figure 5-1 illustre l'étendue du réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec en Amérique du Nord [272].

Hydro-Québec a par ailleurs obtenu, en 2018, un nouveau contrat d'approvisionnement en énergie propre destiné au Massachusetts, et ce, à partir de 2022 [201]. Ce contrat, d'une durée de 20 ans, permettra l'exportation de 9,45 TWh par année moyennant une nouvelle interconnexion de 1 200 MW. Cette dernière doit être construite entre le poste des Appalaches, près de Thetford Mines au Québec, et Lewiston, dans l'État du Maine [201]. Aux États-Unis, plus de 30 États ont passé une loi qui les oblige à générer un pourcentage de leur électricité à partir de sources renouvelables [273]. Toutefois, certains de ces États ne reconnaissent pas le caractère renouvelable de l'hydroélectricité, particulièrement celle produite par les grandes centrales hydroélectriques [274], bien que cela tende à changer. Par exemple, depuis 2020, l'État de New York reconnaît le caractère renouvelable de l'hydroélectricité sous des critères très stricts afin de réduire son empreinte écologique [275]. À titre d'exemple, un des critères est que le barrage doit déjà être existant en date de 2020.

Incorporer des énergies renouvelables comme le solaire PV pourrait donc ouvrir la porte à l'exportation d'électricité à un plus grand nombre de clients aux États-Unis puisque le portrait de la production énergétique de ce pays va changer au cours de la prochaine décennie. En effet, la part d'électricité propre produite aux États-Unis devrait passer de près de 20 % en 2020 à approximativement 38 % en 2050 [276]. Ceci est principalement dû à l'intégration d'énergie solaire, éolienne

et hydroélectrique qui atteindraient respectivement 46 %, 33 % et 14 % du secteur de l'électricité propre produite en 2050 [276].

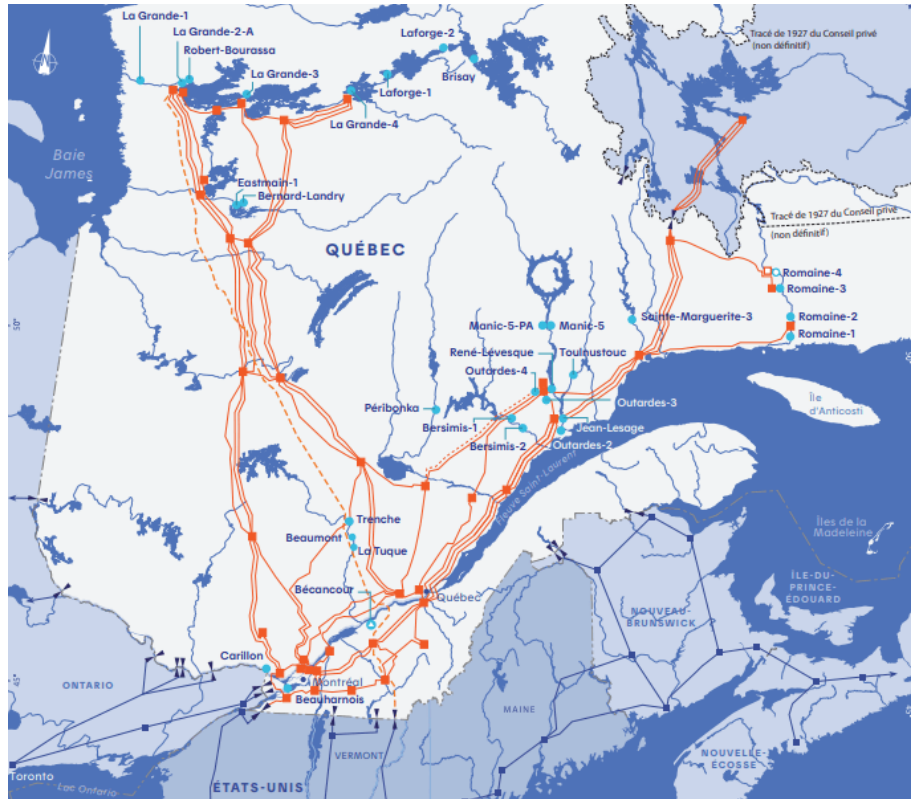
Les huit conseils régionaux de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) sont des organismes qui s'occupent d'établir les normes et les critères concernant la planification, l'exploitation et la maintenance en ce qui a trait à la production, la distribution et le transport d'électricité en Amérique du Nord. Les conseils qui régissent les États voisins du Québec, soit le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le Pennsylvania, Jersey, Maryland Power Pool (PJM), prévoient que la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devrait plus que doubler par rapport à 2020 à l'horizon 2050 dans le nord-est des États-Unis (Figure 5-2).

Avec de vastes territoires non utilisés et un potentiel solaire intéressant, le Québec est en mesure d'utiliser les technologies du solaire PV pour combler, au cours des prochaines années, une partie des nouveaux besoins énergétiques de ses voisins. De surcroît, le réseau de transport déjà existant et toujours en croissance pourrait alléger cette intégration et aider les États-Unis à atteindre ou dépasser leurs cibles au cours des prochaines années.

Aux États-Unis, la pointe de demande annuelle se situe l'été, pendant la journée, au moment où les besoins en climatisation sont plus élevés, ce qui correspond au profil naturel de la production solaire [278].

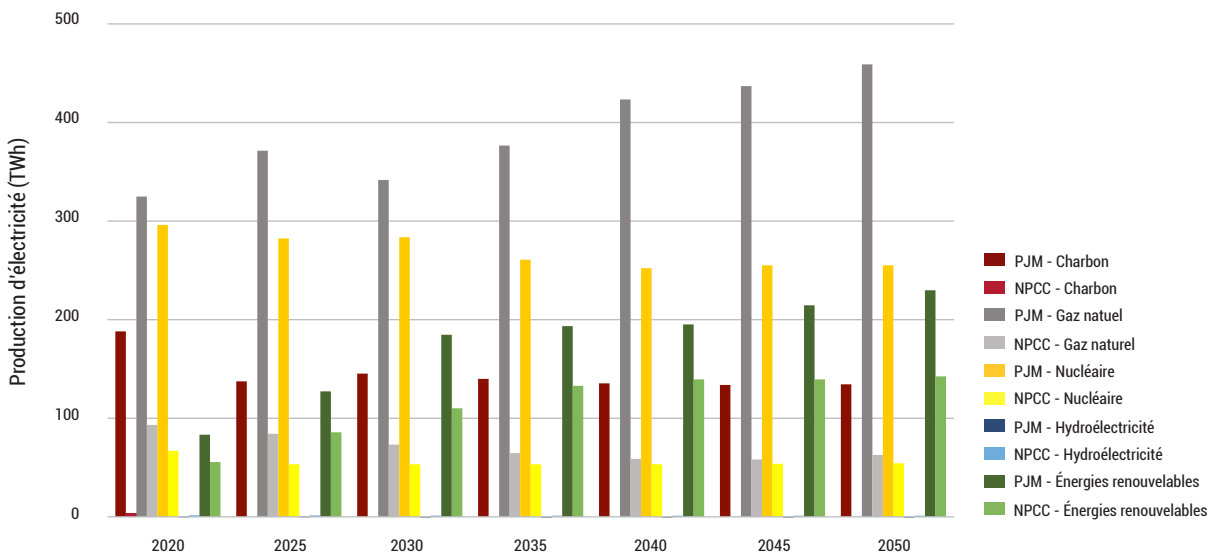
En dépit des importants volumes d'exportation d'énergie, Hydro-Québec enregistre en 2020 un surplus énergétique annuel de 32 TWh [279]. Si la croissance économique et l'électrification sectorielle du Québec demeurent stables, les approvisionnements disponibles et à venir suffiront pour répondre à la demande énergétique jusqu'en 2026, et jusqu'en 2025 en terme de puissance [248].

Figure 5-1 Réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec en Amérique du Nord [272]



Source : Hydro-Québec

Figure 5-2 Portrait de la production d'électricité par source d'énergie selon deux conseils régionaux de la NERC [276]



Note : Certaines données sont minimales. Par conséquent, elles n'apparaissent pas clairement dans le graphique.

E. Environnement

L'ajout de barrages hydroélectriques occasionne sur les terres avoisinantes des inondations qui détruisent des habitats naturels et certains écosystèmes [280]. Le cours de la rivière est également bouleversé par ces changements, ce qui force certaines populations à se déplacer sur de nouveaux territoires [280]. Ces impacts environnementaux non négligeables associés à la construction des barrages font en sorte que certains États américains ne reconnaissent pas le caractère propre de l'hydroélectricité [274]. Bien que le déploiement de panneaux solaires prenne beaucoup d'espace, ces installations n'endommagent pas l'environnement. Cela représente certainement un atout pour l'énergie solaire au Québec, par rapport à l'hydroélectricité.

F. Aménagement du territoire

Comparée aux éoliennes, l'installation de centrales solaires photovoltaïques nécessite une plus grande superficie pour une même puissance installée. Toutefois, les systèmes solaires photovoltaïques peuvent être installés à des endroits très variés allant des toits des bâtiments aux terrains vagues jusqu'aux étendues d'eau [103]. L'installation de panneaux solaires permet de revaloriser des terrains autrement difficiles à développer, comme les terrains à proximité des aéroports et le bord des routes, mais aussi les terrains laissés à l'abandon, comme d'anciennes mines ou des sols contaminés [155]. Certains de ces territoires ont l'avantage d'être proches des grands centres et donc près de la demande énergétique. Mis à part les secteurs situés à proximité des grands centres urbains, le Québec possède de vastes territoires et de nombreuses zones industrielles qui peuvent être exploités. Bien que la taille des centrales solaires puisse être relativement élevée, ces dernières ont un impact sonore moins important que d'autres technologies, comme les éoliennes.

5.1.2

Opportunités et perspectives pour l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré

A. Vers une amélioration de la sécurité alimentaire du Québec

La crise associée à la pandémie de la COVID-19, en 2020, force le gouvernement du Québec à réfléchir à la dépendance de la province face à de nombreux biens essentiels importés, dont la nourriture [281]. Dans un contexte où le Québec dispose de surplus énergétiques à des tarifs parmi les plus bas en Amérique du Nord, l'installation de nouvelles serres agricoles destinées à la production maraîchère à l'année s'avère une voie intéressante pour permettre au Québec de développer une certaine autosuffisance alimentaire. Pour stimuler cette croissance, la Régie de l'énergie a approuvé, le 1^{er} décembre 2020, un tarif préférentiel qui permettra à plus de 1 000 producteurs en serre d'avoir accès à une énergie propre et abordable [282]. Par ailleurs et selon le *BCMI Cannabis Report*, il manquerait au Québec 800 magasins de vente (sur une trentaine de magasins actuellement ouverts) pour répondre à la demande de cannabis [283]. Bien que le Québec ne soit actuellement plus en état de pénurie de cannabis, il serait pertinent de miser sur la disponibilité de l'énergie et sur les tarifs avantageux pour inciter les producteurs à rester au Québec.

Le gouvernement du Québec souhaite doubler le volume des aliments produits en serre d'ici cinq ans avec un investissement avoisinant les 91 millions de dollars. Les entreprises qui feront un investissement d'au moins 3 millions de dollars bénéficieront d'une aide financière pouvant couvrir jusqu'à 40 % de leur consommation énergétique. De plus, la mise en place d'un tarif préférentiel de 5,59 ¢/kWh pour toutes les serres du Québec aidera à accroître l'autonomie alimentaire des Québécois [284].

B. Développement de l'industrie 4.0

Le développement de l'industrie 4.0 basée sur l'informatique et la robotique pourrait aussi constituer une occasion favorable pour le déploiement de la filière solaire québécoise. En effet, de plus en plus d'industries ont besoin de centres de données dans le cadre de leur travail. En 2018, une étude a estimé que l'ensemble des centres de données répartis sur la planète a consommé, en globalité, 205 TWh, ce qui correspond à environ 1 % de l'énergie produite dans le monde [285]. Les centres de données utilisent de l'énergie principalement pour le fonctionnement des serveurs et pour la climatisation destinée à leur refroidissement. Puisque la demande énergétique des centres de données est plus élevée en été et pendant la journée, l'énergie solaire PV pourrait s'avérer un sérieux atout pour répondre à ce nouveau besoin énergétique.

Il existe plusieurs facteurs qui font du Québec une place de choix pour l'implantation des centres de données. Parmi ceux-ci figurent d'abord les coûts et la fiabilité de l'électricité, avec des tarifs qui commencent à 3,98 ¢/kWh (transport et distribution inclus) [286]. Figure ensuite le fait que la région de Montréal est devenue la plaque tournante de l'industrie numérique (intelligence artificielle, édition de logiciels et infonuagique).

Puissance maximale pour un centre de données [287] :

- 50 MW en 2017
- 350 MW en 2023

C. Électrification des transports

La démarche d'électrification des transports entreprise par le Québec risque fort d'augmenter la charge du réseau électrique. En effet, depuis le 11 janvier 2018, la norme véhicules zéro émission (VZE) impose aux constructeurs automobiles de vendre un certain ratio de véhicules légers à zéro émission. La cible à atteindre est de 100 000, 300 000 et 1 000 000 de véhicules électriques sur les routes à l'horizon de 2020, 2026 et 2030 [200]. De plus, le Québec prévoit interdire la vente de véhicules neufs à essence dès 2035 [288]. La Régie de l'énergie a donné son feu vert au déploiement de 1 600 bornes de recharges rapides dans la province au cours des 10 prochaines années [289]. Les bornes rapides permettent de recharger 80 % de la batterie d'un véhicule électrique en 30 minutes en été et en 45 minutes en hiver.

Hydro-Québec anticipe un impact important de l'électrification des transports au Québec. En effet, la société d'État estime que les besoins énergétiques des véhicules électriques pourraient atteindre, à l'horizon 2029, environ 3,3 TWh annuellement [287].



D. Besoins énergétiques croissants

Avec l'électrification du secteur des bâtiments et des industries, il deviendra nécessaire d'augmenter la production d'électricité à partir de sources propres telles que l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire. De plus, afin d'atteindre les cibles de réduction de GES de la province, il faudra électrifier davantage ces secteurs. En effet, des mesures comme la tarification du carbone promeuvent la conversion du chauffage au gaz naturel vers du chauffage électrique [290]. Déjà, dans son plan d'approvisionnement 2020-2029, Hydro-Québec estime que 15,9 TWh supplémentaires seront nécessaires pour répondre à ses besoins énergétiques pour la fin de la décennie [248]. À cela s'ajoute une augmentation des exportations vers les autres provinces et les États-Unis afin de les appuyer dans l'atteinte de leurs propres cibles de réduction de GES [290]. Cette augmentation des besoins énergétiques ouvre la porte à l'intégration de l'énergie solaire afin de répondre à cette demande croissante.

En 2020, Hydro-Québec a annoncé de nouveaux appels d'offres pour l'année 2021 afin de répondre à la future demande énergétique. Bien que la filière éolienne sera privilégiée, il s'agira d'appels d'offres ouverts à toutes formes d'énergies renouvelables [291].

E. Hydrogène vert

L'hydrogène, une fois produit, peut agir comme vecteur énergétique. Il est entre autres employé dans les véhicules électriques munis d'une pile à combustible et destinés à remplacer les véhicules utilisant des combustibles fossiles [292]. L'hydrogène vert est le produit de l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité de sources renouvelables exclusivement. Cela assure un procédé de fabrication carboneutre, puisqu'il n'émet aucun gaz à effet de serre [293]. Par contre, en 2020,

la méthode la plus couramment utilisée pour produire de l'hydrogène était le reformage du gaz naturel. En plus de dépendre de ressources fossiles, cette méthode n'est pas carboneutre. En janvier 2021, le gouvernement du Québec a alloué 15 M\$ pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène vert. Cette enveloppe sert principalement à appuyer les projets de démonstration technologique dans les secteurs industriels et du transport lourd [292] [293]. Cette croissance dans la production d'hydrogène vert au Québec entraînera une demande supplémentaire de production à partir d'énergies renouvelables comme le solaire PV.

5.1.3

Les atouts de l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes

A. Réduction du coût de l'électricité

Le prix moyen de production de l'électricité dans les réseaux autonomes qui approvisionnent les villages du Nunavik s'élevait à 0,588 \$/kWh en 2018 [259], soit plus de neuf fois le tarif en vigueur pour les clients alimentés par le réseau électrique intégré d'Hydro-Québec. L'industrie solaire PV pourrait constituer un atout important dans l'objectif de réduire les coûts énergétiques des réseaux autonomes, comme le démontre la section 4.2.1. Toutefois, il est nécessaire de prendre en compte les coûts d'installation des systèmes solaires PV dans les villages nordiques du Québec.

B. Réduction des GES

L'implantation de systèmes solaires PV dans les villages nordiques au nord du Québec (Nunavik) est un atout pour la réduction des émissions des GES. Comme mentionné préalablement, ces collectivités autonomes sont approvisionnées en électricité par des centrales thermiques au diesel qui produisent chaque année plus de 223 000 tonnes de GES [259]. Les panneaux solaires PV

permettent de réduire la consommation des carburants fossiles pour la production de l'énergie, particulièrement l'été où la période d'ensoleillement quotidienne est plus élevée. Soulignons que ces villages nordiques n'utilisent pas l'électricité pour combler leurs besoins en chaleur, mais plutôt du mazout qui produit également des émissions de GES. L'utilisation des technologies solaires photovoltaïques dans les villages nordiques contribuera à l'objectif de réduire ces émissions de GES en favorisant l'utilisation d'une énergie propre et renouvelable au détriment des carburants fossiles (diesel, mazout, etc.). À des fins comparatives, les panneaux photovoltaïques émettent approximativement 40 g éq. CO₂/kWh au cours de leur cycle de vie [294]. La vaste majorité de ces émissions est due à l'extraction du matériel et à la production. En contrepartie, les émissions des génératrices diesel sont estimées à 1 270 g éq. CO₂/kWh [295]. Une fois installés, les systèmes solaires PV exigent peu de logistique comparativement aux centrales thermiques qui nécessitent l'importation du diesel jusqu'au réseau pour fonctionner, ce qui augmente encore plus leur empreinte carbone. Chaque litre de diesel remplacé par du solaire PV est un litre non déplacé.

C. Meilleur rendement des panneaux solaires en climat froid

La production des systèmes solaires PV dépend de plusieurs facteurs, dont la température à leur surface et le niveau d'ensoleillement. Ce dernier est principalement influencé par la latitude et l'angle d'installation des panneaux [296]. Toutefois, le facteur de réflexion (effet albédo) de l'environnement immédiat a également une incidence sur le rendement des modules solaires. Un sol enneigé réfléchissant les rayons lumineux augmente la production du système PV. Cela est particulièrement vrai dans le cas des modules solaires bifaciaux qui peuvent absorber la lumière réfléchiée sur leur face arrière, alors que l'avant absorbe la lumière directe [297]. Évidemment, la neige ne doit

pas recouvrir la surface des modules solaires PV au risque d'interrompre toute production électrique. L'utilisation d'un angle d'installation prononcé permet toutefois de limiter l'accumulation de neige [297]. Une analyse de performances réalisée par Nergica [24] dans le cadre d'une étude sur le potentiel solaire photovoltaïque en climat froid a confirmé que des températures froides augmentaient le rendement des panneaux solaires photovoltaïques.

La Finlande a démontré la faisabilité en matière d'utilisation d'un système hors réseau pour alimenter une maison en climat nordique. Pour y arriver, 21 kW de panneaux solaires photovoltaïques ont été installés sur le toit et jumelés à un système de stockage à l'hydrogène, à des batteries et à un système de chauffage de 6 kW. Les batteries sont utilisées pour le stockage à court terme tandis que le système de stockage à l'hydrogène est employé pour le long terme. Toutefois, ce dernier élément occupe beaucoup d'espace dans une maison et le foyer ne doit pas subir d'importantes périodes de pointes de demande [298].

Pour qu'un module solaire PV soit efficace, il ne doit pas être couvert par la neige. L'angle d'inclinaison doit donc permettre à celle-ci de glisser. Afin de maximiser la production énergétique annuelle, il est recommandé de positionner les modules solaires PV face à l'équateur et de les incliner à l'angle de la latitude du site où ils sont installés. Au Québec, les modules solaires PV doivent donc idéalement être installés à moins de 30 degrés du plein sud avec un angle d'inclinaison qui varie, comme les latitudes, entre 45° et 62° (plus ou moins 15 degrés) afin de maximiser la production annuelle.

D. Facilité de déploiement par rapport à l'éolien

La simplicité de l'opération et de la maintenance des installations solaires PV font en sorte que l'énergie solaire s'avère, par rapport à la production éolienne, une intéressante source d'appoint pour diminuer la consommation de diesel et les émissions de GES et pour sécuriser l'approvisionnement énergétique [297]. L'installation des systèmes solaires PV au Nunavik pose son lot de difficultés, comme l'installation, dans le pergélisol et la roche, de structures suffisamment solides pour résister aux vents et aux blizzards du Nord québécois. Toutefois, cette barrière est habituellement contournable. L'installation de turbines éoliennes au Nunavik pose d'autres défis autrement plus difficiles à résoudre, comme l'absence de route d'accès pour se rendre aux sites les plus appropriés pour les éoliennes ou le fait que les composantes de ces éoliennes sont de grande taille et doivent absolument être livrées par bateau [297]. Dans le cas de la mine Raglan qui possède deux éoliennes, il a fallu inventer une nouvelle technique de construction adaptée au pergélisol pour ériger les éoliennes et les fixer solidement au sol [297]. Cette difficulté logistique, jumelée au fait que les éoliennes doivent résister à des conditions climatiques difficiles (givre, blizzards et des froids allant jusqu'à -40 °C) rend l'exploitation de l'énergie éolienne complexe dans le nord du Québec [297].

E. Un potentiel solaire inexploité

Les régions du Québec, qu'elles soient situées au sud ou au nord, bénéficient d'une intéressante irradiation solaire comparable à celle de pays instigateurs de l'industrie solaire (Tableau 5-III).

Tableau 5-III Irradiation solaire de différentes municipalités au Québec, en Allemagne et au Japon [299]

Ville/Village	Latitude nord [°]	Irradiation solaire [kWh/m ² /jour]
Cap-aux-Meules	47	3,33
Schefferville	54	3,50
Kuuujuaq	58	2,88
Whapmagoostui	55	3,06
Eisleben (Allemagne)	51	2,99
Tokyo (Japon)	35	3,88

5.1.4 Opportunités et perspectives pour l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes

A. Atteindre les cibles de la politique énergétique 2030

Dans son plan d'action destiné à faire du Québec un chef de file nord-américain dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) souhaite réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés, en plus d'augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables [266]. Le gouvernement provincial a mis en place, en 2017, Transition énergétique Québec qui depuis 2018 est intégrée au MERN. Ce sous-ministériat chargé de coordonner la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires

à l'atteinte des cibles en matière énergétique a entre autres été mandaté pour rédiger le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique du Québec 2018-2023* [300]. Le plan directeur prévoit notamment, pour les réseaux autonomes, une démarche en trois étapes principales :

1. Intensifier la recherche et le développement;
2. Intégrer les énergies renouvelables aux centrales thermiques de production d'électricité en réseau autonome;
3. Intensifier les activités en efficacité énergétique.

La recherche et l'utilisation, dans les réseaux autonomes, des énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien, la bioénergie ou l'hydroélectricité au fil de l'eau sont donc d'actualité pour le Québec. En plus du

raccordement de certaines régions au réseau de distribution intégré d'Hydro-Québec, différents projets d'intégration des énergies renouvelables, dont des projets de solaire avec stockage ont déjà été réalisés ou sont prévus pour la prochaine décennie (Tableau 5-IV).

La diversification et le renouvellement des infrastructures des réseaux autonomes qui dépendent largement du diesel et du mazout représentent d'intéressantes opportunités pour l'atteinte des objectifs gouvernementaux. Effectivement, pour atteindre ses objectifs, Hydro-Québec ciblait l'intégration de 20 % d'énergies renouvelables alimentant les réseaux autonomes pour l'année 2020 [266]. L'intégration de panneaux solaires dans les réseaux autonomes contribue à l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement québécois de réduire son empreinte carbone.

Tableau 5-IV Projets réalisés ou prévus dans les réseaux autonomes [248] [261] [301]

Obedjiwan	Discussions en cours pour la construction d'une centrale à la biomasse.
Quaqtaq	<ol style="list-style-type: none"> 1. Installation de panneaux solaires d'une puissance totale de 21 kW qui permet une diminution annuelle de la consommation de diesel de près de 5 000 litres (2018). 2. Déploiement du premier système de stockage dans un réseau autonome d'Hydro-Québec avec une batterie de 600 kWh développée par l'IREQ (2018). 3. Ajout de 24 kW de solaire PV sur le toit de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci (2019).
La Romaine et la communauté d'Unamen Shipu	Raccordement au réseau de distribution principal d'Hydro-Québec en 2021.
Tasiujaq	Construction en 2022 d'une centrale hybride thermique et solaire.
Inukjuak	Construction d'une centrale au fil de l'eau et mise en service à la fin de 2022.
Îles-de-la-Madeleine	Installation de 6,4 MW d'énergie éolienne en 2020. Raccordement par câbles sous-marins au réseau de distribution principal d'Hydro-Québec en 2025.
Nunavik	Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments nordiques.
Whapmagoostui/Kuujuarapik	HQD est en discussion avec les communautés crie et inuite concernant un contrat d'achat d'énergie éolienne. Le début des livraisons est prévu pour la fin de l'année 2023.
Île d'Anticosti	HQD a entamé des discussions avec les parties prenantes pour un projet de production d'électricité à partir d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière pour le réseau de Port-Menier.

B. Marché fragmentaire des petites et moyennes éoliennes

Les besoins énergétiques des réseaux autonomes nécessitent l'utilisation d'éoliennes de petites ou de moyennes tailles afin de compenser l'utilisation du diesel et de respecter les normes aériennes imposées par la présence d'un aéroport dans le village. Par exemple, des éoliennes d'une puissance nominale variant entre 100 kW et 300 kW sont mieux adaptées pour ce type de régions, parce que leur taille est moins grande et que le transport des pièces et l'installation se font plus aisément et avec moins de ressources [302]. Toutefois, ce type d'éolienne

est plus rare puisque les principaux acteurs de l'industrie éolienne se concentrent de plus en plus sur des systèmes plus imposants (jusqu'à plus de 3 000 kW), délestant les systèmes de plus petites tailles [302][303]. Des entreprises se spécialisant dans le marché des éoliennes de plus petites tailles ont d'ailleurs fait faillite au cours des dernières années. C'est le cas de Northern Power Systems (2019) et de Endurance Wind Power (2016) [304] [305]. Ce faisant, ce type d'éolienne est moins commercialisé et plus difficile à trouver. Le marché croissant des panneaux solaires peut donc aider à pallier ce manque de ressource actuelle, sans toutefois remplacer l'installation d'éoliennes.

5.2 Les barrières au solaire au Québec

Bien que l'énergie solaire PV possède de multiples avantages à la fois pour le réseau électrique intégré et pour les réseaux autonomes, il existe encore de nombreuses barrières au Québec. Ainsi, il est nécessaire de prendre en compte ces barrières afin de pouvoir effectuer une intégration massive de l'énergie solaire PV, que ce soit sur le réseau électrique intégré ou sur les réseaux autonomes.

5.2.1 Barrières au développement de l'énergie solaire PV pour le réseau électrique intégré

Situation de surplus énergétiques

Selon son plan d'approvisionnement 2020-2029 [248], Hydro-Québec a suffisamment de puissance et d'énergie pour répondre aux besoins des Québécois respectivement jusqu'en 2026 et 2027. En effet, la société d'État prévoit que ses surplus actuels, de l'ordre de 32 TWh, diminueront graduellement face au développement économique du Québec [279][261]. Il faut noter que ces surplus varient annuellement et dépendent notamment de la pluviométrie et de l'hydraulicité [279]. Ces surplus limitent l'intégration de nouvelles technologies sur le réseau puisqu'Hydro-Québec a suffisamment de ressources pour répondre à la demande énergétique. À cela s'ajoute une perte de vente d'électricité anticipée de l'ordre de 0,4 TWh d'énergie à

l'horizon 2029 qui sera due à la production des systèmes solaires photovoltaïques connectés sur son réseau électrique intégré.

Toutefois, la société d'État prévoit pour 2029 une augmentation des besoins énergétiques de 15,9 TWh (9 %), principalement pour l'électrification des transports et des nouveaux marchés (centres de données et serres). Cette augmentation dépend de plusieurs facteurs, comme l'accélération de technologies sobres en carbone et le changement de comportements (transports collectifs, intégration d'économie circulaire et aménagement du territoire) [290]. Avec l'électrification du secteur des bâtiments, des industries et du transport au détriment du gaz naturel et des produits pétroliers, cette barrière devrait s'amenuiser. Effectivement, avec l'augmentation de la tarification carbone qui s'applique au gaz naturel, le chauffage dans les secteurs commercial et institutionnel s'électrifiera au cours des prochaines décennies, ce qui accroîtra la demande [290]. À cela s'ajoute une augmentation des exportations pour appuyer d'autres provinces et États dans leurs efforts de réduction des émissions de GES [290].

Il est intéressant de signaler qu'un an plus tôt, en 2019, la production anticipée provenant des systèmes solaires PV connectés au réseau était plutôt évaluée à 1,3 TWh plutôt que 0,4 TWh [306]. Hydro-Québec prévoit effectivement une intégration moins rapide des systèmes PV sur le réseau. Cette réévaluation s'appuie sur ce qui se fait dans d'autres juridictions et sur le déploiement moins rapide qu'anticipée de cette technologie au Québec [248].

Énergie propre et renouvelable – l'hydroélectricité

Avec une consommation énergétique estimée à 95 % d'origine hydroélectrique [307], considérée comme propre et renouvelable, il est difficile pour le Québec de privilégier d'autres sources d'énergie renouvelables, comme l'énergie solaire photovoltaïque, autrement que pour diversifier le mix énergétique et intégrer de

nouvelles technologies au réseau. De plus, en 2017, avec l'Energy Policy Act, la chambre des représentants des États-Unis a reconnu l'hydroélectricité comme une source d'énergie renouvelable, malgré le fait que certains États américains ne reconnaissent pas le caractère renouvelable de celle-ci [308][274]. En effet, il n'y a aucun avantage environnemental à remplacer une puissance hydroélectrique par une puissance solaire, contrairement à l'Alberta, ou ailleurs, où le solaire remplace des centrales thermiques au charbon ou au gaz.

Il reste donc à explorer le potentiel de l'énergie solaire là où le réseau d'Hydro-Québec n'est pas présent, par exemple sur les sites miniers ou dans les collectivités hors réseau. Ce potentiel est cependant très limité en termes de puissance installée. Il pourrait néanmoins améliorer le bilan environnemental d'entreprises consommant beaucoup d'énergie ou améliorer la qualité de vie des collectivités autonomes.

Le cadre réglementaire et normatif de l'énergie

Avec un marché régulé dont Hydro-Québec détient le monopole de distribution, l'intégration de nouvelles installations de plus de 50 kW sur le réseau électrique intégré d'Hydro-Québec doit impérativement provenir de nouveaux contrats d'achat d'électricité de la part de la société d'État. Les producteurs indépendants doivent répondre à un appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité [309]. De plus, Hydro-Québec doit autoriser le raccordement des différents équipements à son réseau afin de s'assurer que ceux-ci respectent les exigences. L'intégration de nouvelles centrales doit donc nécessairement s'harmoniser aux besoins d'Hydro-Québec. Ce modèle d'affaires diffère de ce qui est fait ailleurs en Amérique du Nord. Par exemple, dans un effort de sortir d'un monopole de l'électricité, l'Alberta a instauré, avec l'Electric Utilities Act, les contrats d'approvisionnement en électricité (Power Purchase Arrangements-PPA).

Cela permet aux producteurs de vendre leur électricité directement à un consommateur, sans intermédiaire [310]. Un système plus déréglementé comme celui-ci facilite l'intégration de nouveaux producteurs d'énergie solaire sur le réseau et contribue à la croissance des énergies renouvelables, comme cela est le cas avec les projets en cours en Alberta.

L'intégration des nouvelles installations doit par ailleurs respecter de nombreuses normes [311], comme les normes E. 12-05 ou E. 12-07 pour les installations basse tension (750 V et moins) et la norme E. 12-01 pour les installations moyenne tension (entre 750 V et 44 000 V).

Manque d'incitatifs financiers

Comme le démontre la section 4.2.2, le Québec n'offrait pas beaucoup d'incitatifs en 2020 pour encourager les Québécois à faire la transition vers le solaire pour couvrir une partie de leurs besoins énergétiques. Comme ailleurs au Canada (section 3.2.2), ce manque d'incitatifs retarde ou allonge les délais pour la mise en place de cette technologie [219], en plus d'accroître le poids financier sur les clients.

Faible coût de l'électricité

Le prix moyen de l'électricité au Québec est d'approximativement 7,3 ¢/kWh, ce qui est le tarif le plus bas au Canada [312]. Il est alors moins intéressant pour les Québécois d'installer de l'énergie solaire, puisque le coût peut paraître élevé et le retour sur investissement lointain par rapport aux provinces voisines [220][313]. Cela est d'autant plus vrai pour les régions où l'irradiation solaire est moins élevée, ce qui allonge davantage le retour sur investissement pour les particuliers [220].

Limitation des exportations

L'architecture du réseau de transport d'Hydro-Québec pose également certaines limitations par rapport à l'exportation de l'électricité vers d'autres marchés. Par exemple, une nouvelle ligne de transmission d'une capacité de 1 200 MW entre le Québec et le Massachusetts est nécessaire pour répondre au contrat de vente d'électricité de 9,45 TWh/an durant 20 ans [271]. L'ajout de cette nouvelle ligne de haute tension n'est pas sans embûches [314]. Les opposants à l'installation de cette ligne de 233 km qui passe par l'État du Maine multiplient les moyens de contrer ce projet. La volonté d'un référendum jugé inconstitutionnel pour interdire ce projet en est un exemple [314]. Du côté de l'Ontario, les huit lignes d'interconnexion avec le Québec sont sous-utilisées en raison du choix politique du gouvernement ontarien de poursuivre l'exploitation du nucléaire afin de ne pas compromettre les 55 000 emplois liés à ce domaine d'activité [315].

Avec moins de projets industriels prévus sur la Côte-Nord et la fermeture des centrales thermiques et nucléaires, les cinq grandes lignes du corridor Manic-Québec ont vu leur transit d'énergie augmenter vers les grands centres [316]. Une nouvelle ligne de transmission haute tension est en construction depuis l'automne 2019 pour une mise en service prévue en 2022. Celle-ci relie le poste de Micoua, situé sur la Côte-Nord, au poste du Saguenay. Cette ligne permettra de désengorger les lignes du corridor Manic-Québec, en plus de réduire les pertes électriques sur le réseau.

Impact de l'installation solaire massive pour Hydro-Québec

Une intégration accrue de l'énergie solaire PV, notamment par les applications d'autoproduction, pourrait poser certains défis pour Hydro-Québec. Il est donc nécessaire de bien évaluer l'impact de cette intégration massive sur le réseau électrique afin de maintenir une bonne qualité de l'énergie [223]. Les centrales solaires PV de Varennes et de La Prairie [201] ont d'ailleurs comme objectif d'évaluer et d'approfondir les connaissances quant aux effets de la production solaire sur le réseau électrique et sur la gestion du parc de production [234].

De plus, le développement du solaire PV au Québec entraînerait nécessairement une baisse de l'énergie transitée par le réseau de transport et de distribution d'Hydro-Québec, car du point de vue du réseau, les consommateurs réduiraient leur consommation [317]. Or, les caractéristiques de l'énergie solaire PV soulevées dans les précédents chapitres nous montrent bien que la production serait plus importante en été qu'en hiver, ce qui, dans la situation du Québec, n'aiderait pas à résoudre le problème de pointe d'appel de puissance à l'hiver discuté précédemment [318].

En 2018, Hydro-Québec craignait l'arrivée d'une « spirale de la mort » à la suite de l'intégration massive du solaire sur le réseau électrique [317]. Les clients résidentiels pourraient alors produire une partie de leur consommation électrique et conséquemment, les revenus générés par Hydro-Québec seraient moindres. Cette hypothèse semble moins plausible dans la mesure où le Québec anticipe des besoins pour de nouveaux approvisionnements en terme de puissance en 2026-2027 et en énergie à 2027. En effet, la croissance des ventes d'électricité devrait atteindre, à l'horizon 2029, 15,9 TWh, dont 0,4 TWh de solaire PV [248].

5.2.2 Barrières au développement de l'énergie solaire PV pour les réseaux autonomes

Logistique

Les réseaux autonomes exploités par Hydro-Québec Distribution sont majoritairement situés dans des régions accessibles seulement par avion ou par bateau et non par la route. De ce fait, la gestion du transport de marchandises, du personnel et les coûts associés doivent être pris en compte dans l'analyse comparative des coûts d'implantation des technologies [319].

Technique

Avec la faible inertie qui caractérise souvent les réseaux autonomes, une intégration massive de l'énergie solaire PV pourrait constituer un défi en ce qui a trait à la fiabilité et à la résilience du réseau électrique. En effet, des fluctuations importantes de production électrique par rapport à la demande peuvent compromettre sérieusement la stabilité du réseau autonome. Pour contrer ce problème, Hydro-Québec, comme plusieurs opérateurs de réseaux autonomes dans le Nord canadien, limite donc l'intégration des énergies renouvelables sur ses réseaux électriques (Tableau 5-V).

Tableau 5-V Politiques et standards sur l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes selon certaines juridictions

Juridiction	Opérateur	Politique ou standard	Entrée en vigueur
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation & Northland Utilities Limited	La capacité maximale de production énergétique provenant de sources renouvelables variables dans les collectivités isolées alimentées par le diesel ou le gaz naturel est de 20 % de la demande moyenne annuelle de la communauté [320].	2014-01-31
Nunavut	Qulliq Energy Corporation	L'énergie renouvelable dans chaque communauté ne doit pas dépasser 7 % de la pointe moyenne annuelle de la charge de chaque réseau ou section du réseau [321].	2017-09-20
Yukon	ATCO Electric	Les énergies renouvelables pour lesquelles l'opérateur n'a aucun contrôle opérationnel sont limitées à 20 % de la puissance de la plus petite génératrice diesel installée dans la centrale [322].	Inconnue
Québec	Hydro-Québec (Hydro-Québec Distribution)	Les appels brusques de charge ne peuvent pas dépasser 10 kW ou 20 kVA sans une autorisation écrite d'Hydro-Québec [323].	Inconnue

Technologique

Comme la technologie PV est surtout utilisée dans les régions chaudes ou tempérées, elle doit être adaptée aux exigences et aux contraintes des climats froids comme celui qui prévaut dans le Nord québécois. La neige et les blizzards sont des conditions météorologiques courantes dans le nord du Québec qui diminuent la production énergétique des systèmes solaires PV. Aussi, l'espace disponible sur les toits est très limité au Nunavik. Effectivement, dans une région comme Quaqtq, il y a peu d'habitations et qui plus est, l'orientation des toits n'est pas optimale pour favoriser la production d'énergie solaire. Pour avoir une meilleure orientation, il faut placer les panneaux sur des supports autoportés. Cependant, le pergélisol et le roc peuvent entraîner des difficultés pour l'installation adéquate de ces supports. Enfin, dans le but de maximiser le retour sur investissement et les économies de carburant, il est nécessaire de faire un dimensionnement adéquat des systèmes à base d'énergies renouvelables.

Implication et acceptabilité dans les communautés

Pour qu'un projet d'intégration d'énergie renouvelable soit fructueux dans les collectivités autonomes, il doit intéresser, être accepté et impliquer la population locale. Dans le cas contraire, le projet pourrait être tout simplement abandonné par la collectivité. Hydro-Québec s'est dotée d'une nouvelle politique « Nos relations avec les autochtones » afin d'établir de meilleures relations avec les communautés et ainsi favoriser l'acceptabilité et l'intégration des projets dans leur milieu [324].

Un des aspects non négligeables de l'installation des énergies renouvelables concerne les revenus générés au sein des collectivités par la vente, à Hydro-Québec, du diesel destiné à produire l'électricité. En effet, les collectivités dans le nord du Québec gèrent l'approvisionnement en diesel pour Hydro-Québec Distribution qui exploite les réseaux autonomes. Ainsi, une intégration importante de l'énergie solaire PV sur les réseaux

autonomes aura comme conséquence, pour ces collectivités, une baisse des revenus liés à la vente du diesel à HQD.

Main-d'œuvre spécialisée et formation de la communauté

En raison des difficultés logistiques, techniques et technologiques, le déploiement de nouvelles technologies dans les réseaux autonomes, notamment au Nunavik, nécessite la plupart du temps l'expertise d'entreprises qualifiées. De ce fait, les collectivités locales ne sont généralement pas partie prenante des phases de conception et d'installation de ces projets. Ce manque d'effectif spécialisé en régions éloignées engendre des frais supplémentaires pour les entrepreneurs, puisqu'ils doivent déplacer la main-d'œuvre qualifiée à même le site afin de pourvoir à l'installation, la mise en service de l'appareillage et l'entretien ainsi que les réparations. Il est cependant possible de diminuer les coûts d'opération et de maintenance (O et M) en offrant une formation adéquate à la collectivité afin d'assurer la disponibilité, sur le site, d'une main-d'œuvre

qualifiée. La rétention de cette main-d'œuvre locale spécialisée en O et M pourrait cependant représenter un défi dans certaines régions et dans certains contextes particuliers.

Potentiel énergétique

Dans l'hémisphère nord, les maximums d'ensoleillement journaliers sont majoritairement enregistrés entre mars et septembre. Cependant, pour les régions nordiques comme le Nunavik, les pics de consommation d'énergie (incluant le chauffage) ont lieu au cours de l'hiver où les périodes d'ensoleillement sont très courtes. L'énergie solaire ne peut donc pas constituer un atout unique à la transition énergétique, mais peut s'avérer intéressante si elle est combinée avec un système de stockage ou avec d'autres formes d'énergie renouvelable. Cela augmente cependant les coûts d'installation et les investissements nécessaires.





6. Conclusion, perspectives et recommandations

L'énergie solaire photovoltaïque suscite un intérêt grandissant à travers le monde et le Québec n'est pas en reste face à cette situation. Avec les programmes mis en place, le Québec propose d'intéressantes options afin de réussir la transition énergétique vers une économie sobre en carbone. Cette étude avait comme objectif d'évaluer la manière avec laquelle l'énergie solaire PV pourrait se tailler une place de choix dans le mix énergétique québécois. Ainsi, une analyse globale du marché de l'énergie solaire à travers le monde a été réalisée afin de tirer les meilleures options applicables au Québec à partir des leçons apprises ici ou ailleurs.

6.1 Conclusion et perspectives

Le solaire PV : une énergie qui rayonne

L'énergie solaire PV a connu des développements importants au cours des dernières années grâce entre autres aux efforts consentis dans le but de lutter contre les changements climatiques en passant notamment par la réduction des émissions mondiales de GES. Ces développements peuvent se résumer comme suit.

- En 2019, l'énergie solaire a continué sur sa lancée avec l'ajout de 98,1 GW de puissance installée à l'échelle mondiale, ce qui représente une augmentation de 20 % par rapport à l'année précédente.
- En 2016, la puissance annuelle installée du solaire PV dépassait pour la première fois la puissance installée de l'énergie éolienne avec un ajout de puissance respectif de 79 GW et 50 GW. Cette tendance s'est d'ailleurs maintenue pour les années subséquentes.
- Le coût des technologies solaires PV a enregistré une réduction importante avoisinant les 85 % au cours des dix dernières années.
- À travers le monde, la Chine s'est distinguée au cours des dernières années avec un développement important qui s'est caractérisé par une évolution remarquable, tant au niveau de la fabrication de panneaux photovoltaïques, de la puissance installée que de la production énergétique. Cela lui a permis de se placer au rang de chef de file mondial avec une puissance installée cumulée, en date de 2019, de 205,5 GW, soit une augmentation de 17,2 % par rapport à 2018. Elle a été suivie par l'Europe avec 138,2 GW (augmentation de 16,2 % par rapport à 2018), le Japon avec 61,8 GW (augmentation de 11,4 % par rapport à 2018) et les États-Unis avec 60,5 GW (augmentation de 17,7 % par rapport à 2018).

La recherche et l'innovation au profit d'un développement accru de l'industrie solaire PV

La recherche et l'innovation dans l'industrie de l'énergie solaire PV ont permis un formidable développement technologique qui touche toute la filière, des procédés de fabrication jusqu'à l'implantation.

- Ces développements ont contribué à la fois à la réduction des coûts de fabrication des modules solaires PV et à l'augmentation de leur rendement : certaines cellules PV émergentes, comme la cellule multijonction à concentrateur PV, permettent aujourd'hui d'atteindre des taux de l'ordre de 46 %.
- D'autre part, de nouvelles techniques de fabrication ont été développées, comme la demi-cellule qui augmente le rendement des modules solaires PV de 1,5 % à 3,0 %, et le verre-verre qui augmente la durabilité des modules PV.
- Aussi, la technologie des panneaux bifaces, quoique plus coûteuse que celle des monofaces, permet d'augmenter jusqu'à 27 % l'efficacité relative d'une technologie de module PV en exploitant les rayons du soleil sur les faces avant et arrière du module. Cela permet donc d'installer une même production PV sur un espace plus restreint.
- De plus, de nouvelles techniques de déploiement émergent dans le monde, comme le BIPV qui utilise directement les modules PV comme matériaux de construction pour les toits ou les façades des bâtiments, et l'Agri-PV qui procure à la fois de l'ombrage et une production électrique pour le domaine de l'agriculture.

Les technologies des onduleurs solaires PV sont quant à elles appelées à jouer un rôle majeur dans le déploiement accru de l'énergie solaire PV sur les réseaux électriques. Certains services auxiliaires que peuvent fournir les onduleurs aideraient à améliorer l'intégration de l'énergie PV à travers, entre autres, la contribution à la régulation de la fréquence et de la tension.

- Le développement de nouveaux algorithmes permet la croissance des fonctions avancées des onduleurs solaires comme le « Frequency/Voltage ride through ». Cette fonction permet de maintenir les systèmes solaires connectés sur le réseau lors d'une variation faible ou importante de la fréquence ou de la tension. Leur utilisation permettrait d'augmenter la résilience des réseaux électriques en évitant l'effet domino.
- Les puissants algorithmes qui utilisent l'intelligence artificielle combinés aux avancées des technologies de l'information et des communications permettent une meilleure implantation des systèmes solaires. Cela contribue au changement de paradigme où le consommateur devient producteur et à l'émergence des réseaux électriques intelligents.

L'industrie solaire PV au Canada : des acquis et des développements en perspective

Au Canada, à la fin de 2019, la puissance installée cumulée du solaire PV était estimée à environ 3,3 GW, ce qui reste encore faible comparativement à d'autres sources d'énergie renouvelables telles que l'éolien (dont la puissance installée cumulée était de 13,4 GW à la fin de la même année).

Les politiques énergétiques à travers le pays influencent grandement le développement des énergies renouvelables comme l'énergie solaire PV. Ces politiques sont notamment motivées par les enjeux écologiques, avec des cibles ambitieuses en matière de diminution des émissions de GES. Cependant, puisque l'énergie relève des compétences provinciales et territoriales, on note que le Canada ne peut intervenir directement sur le marché de l'électricité. Le gouvernement fédéral peut toutefois établir des objectifs nationaux comme ceux définis dans le volet sur les énergies propres de la *Stratégie fédérale de développement durable* et du plan climatique canadien de sorte que, d'ici 2030, 90 % de son électricité produite proviennent de sources renouvelables ne produisant aucune émission.

- Chaque province ou territoire a déployé ses propres programmes, comme le mesurage net.

Ontario : un leader qui fait une pause

L'Ontario qui profite d'une irradiation solaire moyenne de 3,43 kWh/m²/jour a mis en place entre 2006 et 2018 de nombreux incitatifs et programmes de subvention. Ces différentes mesures lui ont permis de décupler le nombre d'installations pour passer au rang de leader canadien en matière de puissance installée cumulée de solaire PV. Entre 2011 et 2019, l'Ontario est passé de 460 MW à 3 135 MW de puissance installée cumulée. Cependant, à la suite de l'abrogation de différents programmes, à l'exception du mesurage net, un ralentissement important du déploiement de l'énergie solaire PV a été enregistré entre 2015 et 2018.

Plusieurs projets solaires PV dont la puissance installée avoisinerait les 75 MW sont néanmoins en développement.

Alberta : des perspectives lumineuses

L'Alberta jouit d'une irradiation maximale de 4,02 kWh/m²/jour. À titre de comparaison, l'Allemagne et la Californie, qui sont toutes deux grandes pionnières en termes d'installations solaires PV, reçoivent respectivement une irradiation maximale de 3,3 kWh/m²/jour et 6,0 kWh/m²/jour. Grâce à une politique énergétique ambitieuse et des investissements estimés à plusieurs millions de dollars, de nombreuses installations solaires PV sont en cours de développement. L'Alberta se retrouve au second rang en termes de puissance installée cumulée au Canada, juste après l'Ontario.

Les objectifs de l'Alberta en matière de puissance installée cumulée de solaire PV sont estimés à 1 800 MW d'ici 2025.

L'industrie solaire PV au Québec : un potentiel à exploiter

Il est vrai qu'avec un approvisionnement énergétique propre provenant à 95 % de l'hydroélectricité et à des coûts relativement faibles, il est plus difficile de promouvoir l'énergie solaire PV au Québec. Ainsi, l'énergie solaire PV représente moins de 1 % du mix énergétique québécois, avec une puissance cumulée de 6,25 MW en date de 2019.

Cependant, avec une augmentation de la demande énergétique qui, selon Hydro-Québec, pourrait atteindre 15,9 TWh à l'horizon 2029 par rapport à 2020, l'intérêt pour l'énergie solaire PV connaît un certain essor à travers la province.

- La baisse des coûts des technologies solaires PV devrait persister dans les prochaines années. Cela rendra cette énergie de plus en plus compétitive et donc de plus en plus attrayante pour les consommateurs. L'impact de cette attractivité commence déjà à être observé avec la puissance installée qui a quintuplée entre 2017 et 2019 et le nombre de clients inscrits aux programmes d'autoproduction qui s'élevait, en mars 2019, à plus de 700.
- Il est aussi prévu que d'ici 2030, le coût de production des installations solaires PV raccordées au réseau électrique intégré variera autour de 0,06 \$/kWh pour les secteurs résidentiel (< 50 kW) et commercial (< 1 MW) et autour de 0,05 \$/kWh pour les grandes centrales (> 1 MW). Le coût de production serait donc plus bas que les tarifs d'Hydro-Québec qui seront, quant à eux, appelés à augmenter au fil des ans.
- Les systèmes solaires PV autonomes font leur place dans les collectivités isolées et nordiques, comme à Quaqtaq et à Kuujuaq, où ils contribuent à diminuer la dépendance aux carburants fossiles tels que le diesel.

- En outre, deux nouveaux projets solaires PV totalisant une puissance 9,5 MW sont en cours de réalisation par Hydro-Québec. Ces centrales qui devraient être mises en service à l'horizon 2021 permettront notamment de poursuivre la recherche pour relever les différents défis liés à l'intégration massive de cette technologie sur le réseau électrique intégré.

Les projets en développement d'Hydro-Québec permettront au Québec d'augmenter sa puissance installée cumulée de solaire PV de 152 %, pour atteindre, en 2021, un total d'environ 16 MW. Afin de combler en partie la croissance énergétique à l'horizon 2029, Hydro-Québec prévoit l'ajout de 0,4 TWh d'énergie solaire PV pour les secteurs résidentiel et commercial. L'irradiation solaire moyenne de 3,21 kWh/m²/jour dont bénéficie le Québec lui permet de produire en moyenne 1 183 kWh/kWc d'énergie PV annuellement. Avec ce potentiel solaire, il faudrait donc installer une capacité de 330 MW, soit 40 MW de nouvelles installations annuellement au cours des huit prochaines années pour atteindre l'objectif de 0,4 TWh d'Hydro-Québec. Cette puissance devrait toutefois être plus importante pour pouvoir atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES et répondre aux prévisions de déficit énergétique à l'horizon 2027.

L'industrie du solaire PV en sol québécois fait face à de nombreuses barrières limitant son intégration massive.

A. Sur le réseau électrique intégré

- Le faible coût de l'énergie hydroélectrique provenant du bloc patrimonial.
- La situation actuelle de surplus énergétique et le manque d'incitatif gouvernemental (processus d'approvisionnement dédié pour l'implantation de grandes centrales solaires) sont parmi les principales causes du peu de développement de l'énergie solaire PV au Québec.

- Le cadre réglementaire et normatif de l'énergie limitant l'installation de nouvelles applications monophasées à 20 kW et triphasées à 50 kW sur le réseau électrique intégré pour le programme d'autoproduction avec mesurage net.
- L'architecture du réseau de transport impose aussi certaines contraintes, comme l'acceptabilité sociale face à l'ajout de nouvelles lignes.

B. Dans les réseaux autonomes

- L'accord des collectivités face à l'intégration de cette technologie (perte des revenus tirés de la vente du diesel pour l'approvisionnement des centrales thermiques).
- La limitation du taux de pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux autonomes imposée par Hydro-Québec Distribution afin de garantir la fiabilité d'approvisionnement des collectivités. Concrètement, les clients des réseaux autonomes doivent obligatoirement demander une autorisation écrite avant d'installer tout système dépassant les 10 kW ou 20 kVA.
- Le manque de main-d'œuvre locale qualifiée pour opérer et entretenir les installations solaires PV.
- Les coûts liés à la logistique des matériaux dans les régions isolées et nordiques peuvent rendre les projets solaires PV non rentables face à l'utilisation du diesel pour produire de l'électricité.

6.2 | Recommandations

Pour parvenir au développement d'une chaîne de valeur de l'industrie solaire PV susceptible de contribuer à la réussite de la transition énergétique du Québec, certains changements devront être apportés ou considérés par le gouvernement québécois.

Considérer l'énergie solaire PV dans les futurs approvisionnements énergétiques pour le Québec

Avec l'accroissement prévu de la demande énergétique de 1 % par année, soit une hausse de l'ordre de 15,9 TWh à l'horizon 2029, la nécessité de considérer l'énergie solaire PV comme une source de production d'énergie propre et compétitive devient de plus en plus importante pour répondre en partie à la future demande du Québec. À ce titre, voici quelques recommandations.

- Convaincre le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) et Hydro-Québec de la pertinence de considérer l'énergie solaire PV dans les plans d'approvisionnement à travers des outils, des rapports et des analyses, à l'instar de ce que propose la présente étude.
- Prévoir des appels d'offres spécifiques pour l'installation d'énergie solaire PV dans les futurs approvisionnements énergétiques du gouvernement du Québec et d'Hydro-Québec avec des cibles progressives, afin de :
 - Consolider et faire croître la chaîne de valeur et la filière industrielle solaire PV;
 - Continuer d'offrir une énergie abordable pour les Québécois et les Québécoises;
 - Profiter des avantages du solaire sur le réseau électrique, comme une production d'énergie locale, qui permettra d'éviter ou de diminuer les coûts liés à l'entretien des actifs (coûts et pertes énergétiques liés aux lignes de transport);
- Maximiser les retombées sur les collectivités à travers des projets solaires communautaires. Par exemple, les collectivités pourraient détenir jusqu'à 50 % du capital des projets et ainsi profiter des revenus générés.
- Promouvoir la réalisation de projets de centrales solaires PV raccordées au réseau électrique intégré d'Hydro-Québec pour développer une expertise québécoise de pointe concernant les défis techniques inhérents à l'implantation massive du solaire PV.
- Favoriser les projets de démonstration du solaire PV dans le Nord québécois afin de développer un savoir-faire qui permettra une meilleure intégration de cette technologie en climat nordique. Cela contribuerait à l'amélioration, entre autres, de l'approvisionnement des collectivités isolées du Québec et permettrait d'exporter cette expertise dans les collectivités isolées du Grand Nord canadien.
- Avec la diminution du coût des technologies de stockage, comme les batteries, qui est quasi identique à celle des modules PV, soit de 87 % entre 2010 et 2019, il serait encore plus pertinent de considérer l'énergie solaire PV jumelée aux systèmes de stockage par batteries qui peuvent offrir une complémentarité unique. Cette combinaison, bien que plus dispendieuse, permettrait au Québec de répondre aux besoins en puissance lors de demande de pointe. Par ailleurs, cette solution aiderait à éviter la problématique de découplage temporelle entre la production et la demande.

Le cadre réglementaire et normatif

Le Québec ainsi que les autres provinces et territoires canadiens devraient se munir de nouveaux cadres réglementaires permettant une plus grande intégration de l'énergie solaire PV.

- Étendre les programmes actuels en augmentant par exemple les limites de puissance (pour les programmes d'autoproduction).
- Favoriser, voire obliger :
 - Un minimum d'intégration de contenu local : achat de composants locaux lors de nouveaux projets solaires PV pour les différentes applications (résidentielles, commerciales et industrielles);
 - L'installation de solaire PV sur les nouvelles constructions pour les différentes applications (résidentielles, commerciales, etc.), comme c'est le cas dans l'État de la Californie – le BIPV pourrait s'avérer intéressant pour la construction de nouveaux édifices;
 - L'augmentation de la limite d'intégration sur les réseaux autonomes;
 - L'installation de systèmes de stockage par batterie pour certaines installations, afin de fournir des services auxiliaires au réseau électrique intégré.

Les incitatifs

- Mettre en place de nouveaux incitatifs financiers, comme des crédits d'impôt, pour favoriser la réalisation de projets solaires PV à travers la province.
- Augmenter les limites de puissance installée et les programmes existants, comme le mesurage net, pour les autoproducteurs (que ce soit pour les installations monophasées ou triphasées).

- Bonifier les programmes de subvention dans le domaine de la recherche et de l'innovation en lien avec le développement d'une expertise québécoise.

La recherche et l'innovation

En étudiant l'impact de l'implantation massive de l'énergie solaire PV sur le réseau électrique intégré et en réseaux autonomes, il sera plus facile d'en comprendre le fonctionnement et d'en optimiser le déploiement. Le développement de l'expertise québécoise devra entre autres passer par différentes mesures, dont :

- L'établissement d'une collaboration entre les différentes filières de l'industrie solaire PV afin de partager les avancements technologiques.
- L'éducation de la population sur les avantages du solaire PV par l'entremise de la formation de personnel hautement qualifié.
- La mise en valeur des programmes d'enseignement de niveau collégial et universitaire.
- La promotion de la recherche à travers des programmes de subvention pour la recherche et l'innovation au profit de l'industrie solaire québécoise.

Pour conclure, afin de permettre à l'énergie solaire de se tailler une place de choix dans le mix énergétique québécois, le gouvernement québécois devra revoir les normes et les réglementations liées à l'intégration du solaire photovoltaïque et instaurer de nouvelles mesures pour permettre l'implantation par des programmes et des incitatifs. Enfin, avec la compétitivité de l'énergie solaire PV par rapport aux autres sources d'énergie comme l'hydroélectricité et l'accroissement de la demande énergétique, il y a fort à parier que la filière solaire contribuera davantage au mix énergétique du Québec au cours des prochaines décennies.

7. Références

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Transformation énergétique mondiale : une feuille de route pour 2050, Résumé », 2018. [En ligne]. Disponible à : https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2018_summary_FR.pdf.
- [2] Régie de l'énergie du Canada, « Adoption des sources d'énergie renouvelable au Canada – Analyse des marchés de l'énergie », *Gouvernement du Canada*, 2020. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/electricite/rapport/adoption-sources-energie-renouvelable-canada-2017/adoption-sources-denergie-renouvelable-canada-analyse-marches-lenergie-solaire.html> (consulté le 18 mars 2021).
- [3] BP, « Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- [4] BP, « Energy Charting Tool - App », BP, 2020. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-charting-tool-desktop.html> (consulté le 29 septembre 2020).
- [5] Connaissance des énergies (CDE), « BP Statistical Review of World Energy 2020 : les chiffres clés de l'énergie dans le monde », 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/les-chiffres-cles-de-lenergie-dans-le-monde-en-2019-200617> (consulté le 10 décembre 2020).
- [6] J. G. J. Olivier et J. A. H. W. Peters, « Trends in Global CO₂ and Total Greenhouse Gas Emissions: Report 2019 », 2020. [En ligne]. Disponible à : https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2019-report_4068.pdf.
- [7] European Commission, « EDGAR v5.0 Global Greenhouse Gas Emissions », *EU Science Hub*, 2018. https://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=50_GHG (consulté le 8 janvier 2021).
- [8] European Commission, « Emissions Database for Global Atmospheric Research », *European Commission*, 2021. <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/EDGAR> (consulté le 8 janvier 2021).
- [9] E. Crippa, M., Oreggioni, G., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Lo Vullo, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J.G.J., Vignati, « Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries - 2019 Report », Luxembourg, 2019. doi: 10.2760/687800.
- [10] M. Damian, M. Abbas, et P. Berthaud, « L'accord États-Unis/Chine du 12 novembre 2014 n'est pas seulement " climatique " », *Économie appliquée Arch. l'Institut Sci. économique appliquée, Institut des Sci. mathématiques économique appliquées*, vol. 68 (2), ISMEA, p. 153-168, 2015, [En ligne]. Disponible à : <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-01194775>.
- [11] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Renewable capacity highlights », 2019. [En ligne]. Disponible à : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf.
- [12] E. Bellini, « World now has 583.5 GW of operational PV », *pv magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/04/06/world-now-has-583-5-gw-of-operational-pv/> (consulté le 17 septembre 2020).

- [13] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Solar Energy », *IRENA*, 2019. <https://www.irena.org/solar> (consulté le 18 septembre 2020).
- [14] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Renewable capacity statistics 2020 », 2020. [En ligne]. Disponible à : https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf.
- [15] S. Gualteros, « Webinaire : Solaire photovoltaïque et climat froid ». Gaspé, Qc, 2018, [En ligne]. Disponible à : <https://nergica.com/webinaire-energie-solaire-photovoltaïque-et-climat-froid/>.
- [16] Solargis, « Global Solar Atlas », *Energydata.inc*, 2020. <https://globalsolaratlas.info/> (consulté le 18 septembre 2020).
- [17] X. SUN, « Solar Technology Got Cheaper and Better in the 2010s. Now What? », *Greentech Media*, 2019. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-pv-has-become-cheaper-and-better-in-the-2010s-now-what> (consulté le 17 septembre 2020).
- [18] M. Woodhouse, B. Smith, A. Ramdas, et Robert Margolis, « Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Roadmap », 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72134.pdf>.
- [19] P. O'Connor, « What is the Learning Curve—and What Does it Mean for Solar Power and for Electric Vehicles? », *Union of Concerned Scientists*, 2016. <https://blog.ucsusa.org/peter-oconnor/what-is-the-learning-curve> (consulté le 17 septembre 2020).
- [20] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Renewable power generation costs in 2019 », Abu Dhabi, 2020. [En ligne]. Disponible à : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [21] N. W. Miller, S. Pajic, et K. Clark, « Concentrating Solar Power Impact on Grid Reliability », 2018. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70781.pdf>.
- [22] T. Sylvia, « The challenges and tricks of tacking on battery storage to solar projects », *pv magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/05/14/the-challenges-and-tricks-of-adding-battery-storage-to-existing-solar-projects/> (consulté le 11 décembre 2020).
- [23] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects », Abu Dhabi, 2019. [En ligne]. Disponible à : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf.
- [24] S. Gualteros et M. Provost, « Intégration de l'énergie solaire photovoltaïque en climat froid », Gaspé, Qc, 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://nergica.com/livre-blanc-solaire-climat-froid/>.
- [25] A. Sendy, « How long do solar panels actually last? », *SolarReview*, 2020. <https://www.solarreviews.com/blog/how-long-do-solar-panels-last> (consulté le 17 septembre 2020).
- [26] Socomec, « Cahier technique photovoltaïques 2010 », 2010. [En ligne]. Disponible à : https://sitelec.org/download_page.php?filename=socomec/photovoltaïque_2010.pdf.

- [27] V. Aggarwal, « How much energy does a solar panel actually produce? Electricity output explained », 2021. <https://news.energysage.com/what-is-the-power-output-of-a-solar-panel/> (consulté le 18 janvier 2021).
- [28] J. Clements, « Solar Farm Land Requirements: How Much Land Do You Need? », *Green coast*, 2019. <https://greencoast.org/solar-farm-land-requirements/> (consulté le 18 janvier 2021).
- [29] W. Porter, « Bifacial Modules: There are two sides to every solar panel », 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.firstsolar.com/es-CSA/-/media/First-Solar/Technical-Documents/Bifacial-Documents/Bifacial-Modules-2-Sides-To-Every-Solar-Panel-white-paper-burns-mcdonnell-09120.ashx>.
- [30] T. Lombardo, « Bifacial Solar Modules: Estimating Performance in the Field ». <https://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/20057/Bifacial-Solar-Modules-Estimating-Performance-in-the-Field.aspx> (consulté le 11 décembre 2020).
- [31] Solar World US, « Calculating the additional energy yield of bifacial solar modules », 2016. [En ligne]. Disponible à : <https://solaren-power.com/pdf/Calculating-Additional-Energy-Yield-Through-Bifacial-Solar-Technology.pdf>.
- [32] AleSpa, « Photovoltaik Dachanlage Hannover - Schwarze Heide - Leistung 1 MW ». https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_panel#/media/File:Photovoltaik_Dachanlage_Hannover_-_Schwarze_Heide_-_1_MW.jpg (consulté le 14 octobre 2020).
- [33] K. Pickerel, « USTR is seeking public comments on whether to continue bifacial solar panel tariff exemption », *Solar Power World*, 2020. <https://www.solarpowerworldonline.com/2020/01/ustr-is-seeking-public-comments-on-whether-to-continue-bifacial-solar-panel-tariff-exemption/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [34] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Renewable power generation costs in 2019 », Abu Dhabi, 2020. [En ligne]. Disponible à : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [35] D. Ovy, « How Long Do Solar Panels Last? », *Alternative Energies*, 2018. <https://www.alternative-energies.net/how-long-do-solar-panels-last/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [36] NASA, « State of the Art of Small Spacecraft Technology ». <https://www.nasa.gov/smallsat-institute/sst-soa/power> (consulté le 8 décembre 2020).
- [37] S. Gambone, « Solar Panel Degradation and The Lifespan of Solar Panels ». <https://www.paradisolarenergy.com/blog/solar-panel-degradation-and-the-lifespan-of-solar-panels> (consulté le 18 février 2021).
- [38] PV Europe, « Efficiency record for a PERC solar cell », *PV Europe*, 2020. <https://www.pveurope.eu/solar-generator/efficiency-record-perc-solar-cell> (consulté le 17 septembre 2020).
- [39] J. Svarc, « Most Efficient Solar Panels 2020 », *Clean Energy Reviews*, 2020. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels> (consulté le 17 septembre 2020).

- [40] The solar nerd, « What is a PERC solar cell? », *The solar nerd*, 2019. <https://www.thesolarnerd.com/blog/what-is-perc-solar-panel/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [41] GTM creative strategies, « Bifacial Plus Tracking Boosts Solar Energy Yield by 27 Percent », *Greentech Media*, 2018. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/bifacial-plus-tracking-boosts-solar-energy-yield-by-27-percent#gs.wLGHoLY> (consulté : le 5 octobre, 2020).
- [42] N. S. Pujari, G. Cellere, T. Falcon, F. Hage, M. Zwegers, et al., « International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV): Results 2017 including maturity report 2018 », 2018. [En ligne]. Disponible à : [https://pv.vdma.org/documents/105945/26776337/ITRPV Ninth Edition 2018 including maturity report 20180904_1536055215523.pdf/a907157c-a241-ee0-310d-fd76f1685b2a](https://pv.vdma.org/documents/105945/26776337/ITRPV+Ninth+Edition+2018+including+maturity+report+20180904_1536055215523.pdf/a907157c-a241-ee0-310d-fd76f1685b2a).
- [43] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « Best Research-Cell Efficiency Chart », *National Renewable Energy Laboratory*, 2019. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (consulté le 8 octobre 2019).
- [44] A. Extance, « The reality behind solar power's next star material », *Nature*, 2019. <https://www.nature.com/articles/d41586-019-01985-y> (consulté le 17 septembre 2020).
- [45] J. Marsh, « Half-cut solar cells: an overview », *Energysage*, 2018. <https://news.energysage.com/half-cut-solar-cells-overview/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [46] Pveasy, « Half-Cut Cell Panels », *Pveasy*, 2018. <https://www.pveasy.com.au/blog/2018/7/panels-with-half-cut-cells> (consulté le 17 septembre 2020).
- [47] O. Loidi, « The Future of Solar Energy: High Concentrated Photovoltaic (CPV) Cells ». <https://www.ennomotive.com/future-of-solar-energy/> (consulté le 11 décembre 2020).
- [48] A. Fawthrop, « Quantum dots breakthrough could change the face of solar technology », *NS Energy*, 2020. <https://www.nsenergybusiness.com/news/solar-technology-quantum-dots/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [49] PV-Manufacturing.org, « Glass-Glass PV Modules », *PV-Manufacturing*. <https://pv-manufacturing.org/glass-glass-modules/> (consulté le 17 septembre 2020).
- [50] M. Hutchins, « Beyond 40% – Fraunhofer ISE hits new module efficiency record », *pv magazine*. <https://www.pv-magazine.com/2018/11/26/beyond-40-fraunhofer-ise-hits-new-module-efficiency-record/> (consulté le 11 décembre 2020).
- [51] I. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems et avec le support de P. P. GmbH, « Photovoltaics Report », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [52] U.S. Department of Energy, « Solar Integration: Inverters and Grid Services Basics », *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy*. <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-integration-inverters-and-grid-services-basics> (consulté le 9 octobre 2020).

- [53] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « Advanced Inverter Functions to Support High Levels of Distributed Solar: Policy and Regulatory Considerations (Brochure) », Golden, novembre 2014. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62612.pdf>.
- [54] U. Mamadaminov, « Advanced Inverters and Their Functionalities for Distributed Solar Generation », *Dep. Electr. Eng. Renew. Energy, Oregon Inst. Technol.*, p. 1-13, 2015, [En ligne]. Disponible à : https://www.researchgate.net/publication/271829815_Advanced_Inverters_and_Their_Functionalities_for_Distributed_Solar_Generation.
- [55] P. Gunjan et R. Rodriguez Labastida, « Market Data : Solar PV Country Forecasts », Boulder, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://guidehouseinsights.com/reports/market-data-solar-pv-country-forecasts>.
- [56] M. Ragheb, « Solar Thermal Power and Energy Storage Historical Perspective », Urbana-Champaign, 2014. [En ligne]. Disponible à : https://www.solarthermalworld.org/sites/default/files/story/2015-04-18/solar_thermal_power_and_energy_storage_historical_perspective.pdf.
- [57] EDF R&D, « Le solaire thermodynamique à concentration », Paris, juin 2012. [En ligne]. Disponible à : https://www.edf.fr/sites/default/files/Lot_3/CHERCHEURS/Publications/technologievoilee01internet.pdf.
- [58] Connaissance des énergies (CDE), « Solaire thermodynamique (à concentration) », *Connaissance des Énergies*, 2016. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-thermodynamique-concentration> (consulté le 25 novembre 2020).
- [59] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Solar Explained: Solar Thermal Power Plants », EIA, 2020. <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/solar-thermal-power-plants.php> (consulté le 18 septembre 2020).
- [60] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Concentrating Solar Power », Abu Dhabi, 2012. [En ligne]. Disponible à : https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf.
- [61] M. Rycroft, « Linear Fresnel systems and the future for Concentrated Solar Power », Helioscsp, 2017. <http://helioscsp.com/linear-fresnel-systems-and-the-future-for-concentrated-solar-power/> (consulté le 18 septembre 2020).
- [62] R. Dieterich, « 24-Hour Solar Energy: Molten Salt Makes It Possible, and Prices Are Falling Fast », *Inside Climate News*, 2018. <https://insideclimatenews.org/news/16012018/csp-concentrated-solar-molten-salt-storage-24-hour-renewable-energy-crescent-dunes-nevada> (consulté le 18 septembre 2020).
- [63] A. M. Bonanos, M. C. Georgiou, K. G. Stokos, et C. N. Papanicolas, « Engineering aspects and thermal performance of molten salt transfer lines in solar power applications », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 154, p. 294-301, mai 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.03.091.
- [64] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Future of wind - deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects », Abu Dhabi, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>.
- [65] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Monthly Energy Review », 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/>.

- [66] Whole Solar, « The California Solar Mandate Rolls Out In 2020. Here's What Developers & Homebuyers Need To Know », *Whole Solar*, 2019. <https://www.wholesolar.com/blog/california-solar-mandate-compliance-guide> (consulté le 21 septembre 2020).
- [67] Solar Energy Industries Association (SEIA) et Wood Mackenzie Power & Renewables, « US Solar Market Insight », Wood Mackenzie Power & Renewables and SEIA, 2020. <https://www.woodmac.com/research/products/power-and-renewables/us-solar-market-insight/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [68] S. Fields, « 100 percent renewable targets », *energysage*, 2019. <https://news.energysage.com/states-with-100-renewable-targets/> (consulté le 18 septembre 2020).
- [69] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, « Solar Energy in the United States », *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy*. <https://www.energy.gov/eere/solarpoweringamerica/solar-energy-united-states> (consulté le 18 septembre 2020).
- [70] The Solar Foundation, « Solar Jobs Census 2019 », *The Solar Foundation*, 2019. <https://www.solarstates.org/#states/solar-jobs/2019> (consulté le 18 septembre 2020).
- [71] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Electric Power Annual », 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.eia.gov/electricity/annual/>.
- [72] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Electric Power Monthly », 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.eia.gov/electricity/monthly/>.
- [73] Solar Energy Industries Association (SEIA), « California Solar », 2020. <https://www.seia.org/state-solar-policy/california-solar> (consulté le 3 octobre 2020).
- [74] California ISO, « Energy and environmental goals drive change », *Tech. Rep.*, p. 4, 2016, [En ligne]. Disponible à : https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf.
- [75] Association American Public Power, « The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 », *American Public Power Association*. <https://www.publicpower.org/policy/public-utility-regulatory-policies-act-1978> (consulté le 13 janvier 2021).
- [76] International Energy Agency (IEA), « Energy Tax Act of 1978 », *IEA*, 2013. <https://www.iea.org/policies/4248-energy-tax-act-of-1978> (consulté le 18 septembre 2020).
- [77] S. Lazzari, « Energy Tax Policy: History and Current Issues », 2008. [En ligne]. Disponible à : https://www.everycrsreport.com/files/20081030_RL33578_cf4843f39394d8832539b0ad5bada9c1cb900cce.pdf.
- [78] DSIRE, « Renewable Electricity Production Tax Credit (PTC) », 2021. <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/734> (consulté le 18 février 2021).
- [79] D. Morain, « Assembly OKs Bill to Deregulate Electricity », *Los Angeles Times*, 1996. <https://www.latimes.com/archives/la-xpm-1996-08-31-mn-39301-story.html> (consulté le 18 septembre 2020).
- [80] DSIRE, « Net Metering Program Overview », *N.C. Clean Energy Technology Center*, 2018. <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/276> (consulté le 18 septembre 2020).

- [81] C. Lyons, « 20 Years of Net Energy Metering in California », *scottmadden*, 2020. <https://www.scottmadden.com/insight/20-years-net-energy-metering-california/> (consulté le 18 septembre 2020).
- [82] California Public Utilities Commission, « Renewables Portfolio Standard (RPS) Program », *California Public Utilities Commission*. <https://www.cpuc.ca.gov/rps/> (consulté le 13 janvier 2021).
- [83] Solar Energy Industries Association (SEIA), « Solar Investment Tax Credit (ITC) », *SEIA*, 2020. <https://www.seia.org/initiatives/solar-investment-tax-credit-itc> (consulté le 18 septembre 2020).
- [84] California Energy Commission, « California Energy Commission – Tracking Progress », Sacramento, 2018. [En ligne]. Disponible à : https://www.energy.ca.gov/sites/default/files/2019-12/energy_storage_ada.pdf.
- [85] S. Matasci, « California net metering: everything you need to know about NEM 2.0 », *energysage*, 2019. <https://news.energysage.com/net-metering-2-0-in-california-everything-you-need-to-know/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [86] Solar Energy Industries Association (SEIA), « Net Metering », *Solar Energy Industries Association*, 2020. <https://www.seia.org/initiatives/net-metering> (consulté le 21 septembre 2020).
- [87] Legislative Counsel Bureau, « SB-100 California Renewables Portfolio Standard Program: emissions of greenhouse gases. », 2018. [En ligne]. Disponible à : https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201720180SB100.
- [88] A. Morris, « Seeking the 2030 headline for California's energy storage industry », *Energy Storage*, 2020. <https://www.energy-storage.news/blogs/seeking-the-2030-headline-for-californias-energy-storage-industry> (consulté le septembre 18, 2020).
- [89] California Air Resources Board (CARB), « Staff Report. California 1990 Greenhouse Emissions Level and 2020 Emissions Limit », *Calif. Environ. Prot. Agency*, p. 1-35, 2007, [En ligne]. Disponible à : http://www.arb.ca.gov/cc/inventory/pubs/reports/staff_report_1990_level.pdf.
- [90] A. Borunda, « Why renewables aren't to blame for California's blackouts », 2020. <https://www.nationalgeographic.com/science/2020/08/why-renewables-arent-reason-california-blackouts/> (consulté le 14 décembre 2020).
- [91] E. Garcetti, « L.A.'s Green New Deal: Sustainable City pLAn », *Green New Deal pLAn*, 2019, doi: 10.2307/j.ctvd1c6zh.7.
- [92] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Solar Energy », *IRENA*, 2019. <https://www.irena.org/solar> (consulté le 21 septembre 2020).
- [93] Mordor Intelligence, « MEXICO SOLAR PHOTOVOLTAIC (PV) MARKET - GROWTH, TRENDS, AND FORECASTS (2020 - 2025) », *Mordor Intelligence*, 2019. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/mexico-solar-photovoltaic-market> (consulté le 4 octobre 2020).

- [94] Gouvernement de l'Ontario, « 4.0 Programme de tarifs de rachat garantis », *Ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines*, 2020. <https://www.ontario.ca/fr/document/la-realisation-de-projets-denergie-renouvelable-en-ontario-guide-destine-aux-municipalites/40-programme-de-tarifs-de-rachat-garantis> (consulté le 21 septembre 2020).
- [95] Gouvernement de l'Ontario, « Loi de 2009 sur l'énergie verte », *Gouvernement de l'Ontario*. <https://www.ontario.ca/fr/lois/loi/09g12> (consulté le 21 septembre 2020).
- [96] Global Data, « Global Data – Solar PV Power Plants ». 2020, [En ligne]. Disponible à : <https://www.globaldata.com/>.
- [97] C. Baldus-Jeursen, Y. Poissant, et N. Gall, « National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2019 », *Int. Energy Agency Technol. Collab. Progr. Sol. PV Power Syst.* (IEA PVPS), p. 34, 2020, [En ligne]. Disponible à : https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/03/NSR_Canada_2019.pdf.
- [98] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), « Renewables 2019 : Global Status Report », Paris, 2019. [En ligne]. Disponible à : http://www.globalwomennet.org/wp-content/uploads/2019/06/gsr_2019_full_report_en.pdf.
- [99] Energy Industry Review, « World's First Solar Power Plant in Chile to Deliver Grid Services Luz del Norte », *Energy Industry Review*, 2020. <https://energyindustryreview.com/renewables/worlds-first-solar-power-plant-in-chile-to-deliver-grid-services-luz-del-norte/> (consulté le 4 octobre 2020).
- [100] GlobalData Energy, « Renewable energy in Chile gets more attractive with its major capacity build-up during 2019-2030, says GlobalData », *Power Technology*, 2020. <https://www.power-technology.com/comment/renewable-energy-chile-attractive-capacity-build-up-2019-2030-globaldata/> (consulté le 4 octobre 2020).
- [101] R. A. Escobar et al., « Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements », *Sol. Energy*, vol. 121, p. 139-151, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.08.034.
- [102] Direction générale du Trésor, « Structure du marché de l'électricité au Chili », *Ministère de l'Économie, des Finances et de la Relance*, 2018. <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Pays/CL/structure-du-marche-de-l-electricite-au-chili> (consulté le 21 septembre 2020).
- [103] Hydro-Québec, « L'énergie solaire : État des connaissances et enjeux de développement durable », 2018. [En ligne]. Disponible à : <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/etat-connaissances-enjeux-dd-2018.pdf>.
- [104] L. Morais, « Brazil hits 6 GW of installed solar capacity », *Renewables Now*, 2020. <https://renewablesnow.com/news/brazil-hits-6-gw-of-installed-solar-capacity-706113/> (consulté : septembre 21, 2020).
- [105] P. Sánchez Molina, « Brazil hits 5 GW milestone », *pv magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/04/29/brazil-hits-5-gw-milestone/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [106] F. Simon, « Europe's solar PV sector reports 104% growth in 2019 », *Euractiv*, 2019. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/europes-solar-pv-sector-reports-104-growth-in-2019/> (consulté le 21 septembre 2020).

- [107] Energy of the European Union, « Renewable Energy Targets 2020 and 2030 », *Energy of the European Union*, 2018. <https://eeuropa.eu/renewable-energy-targets-2020-2030/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [108] B. Willis, « Germany Tariffs », *PV-Tech*, 2011. <https://www.pv-tech.org/tariffs/germany> (consulté le 21 septembre 2020).
- [109] International Energy Agency (IEA), « Trends In Photovoltaic Applications 2019 », 2019. [En ligne]. Disponible à : https://iea-pvps.org/trends_reports/2019-edition/.
- [110] B. Wehrmann, « Solar power in Germany – output, business & perspectives », *Clean Energy Wire*, 2020. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives> (consulté le 21 septembre 2020).
- [111] Fraunhofer-Gesellschaft, « Bienvenu sur le site web Energy-Charts », *Energy-Charts, Fraunhofer ISE*, 2020. <https://www.energy-charts.de/index.htm> (consulté le 11 décembre 2020).
- [112] S. Amelang et F. Eriksen, « Germany's electricity grid stable amid energy transition », *Clean Energy Wire*, 2020. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-electricity-grid-stable-amid-energy-transition> (consulté le 16 décembre 2020).
- [113] Fraunhofer-Gesellschaft, « Bienvenu sur le site web Energy-Charts », *Energy-Charts, Fraunhofer ISE*, 2020. <https://www.energy-charts.de/index.htm> (consulté le 11 décembre 2020).
- [114] J. Weis, « Solar Energy Support in Germany - A Closer Look », Cambridge, 2014. [En ligne]. Disponible à : <https://www.seia.org/sites/default/files/resources/1053germany-closer-look.pdf>.
- [115] Fraunhofer ISE, « Recent facts about photovoltaics in Germany », Fraunhofer ISE, vol. 1, no. 98, p. 92, 2020, [En ligne]. Disponible à : <http://pschuetzenduebe.webclient5.de/wp-content/uploads/130912-Recent-Facts-PV-Germany.pdf>.
- [116] T. Erge et al., « The German 1000-Roofs-Programme - a Resume of the 5 Years Pioneer Project for Small Grid-Connected PV Systems », *Helmholtz Zentrum Dresden Rossendorf*. <https://www.hzdr.de/publications/Publ-1637> (consulté le 6 janvier 2021).
- [117] J. Ayoub, L. Dignard-Bailey, et A. Fillion, « Photovoltaics for building: Opportunities for Canada », 2000. doi: 10.1016/b978-1-84569-671-9.50022-3.
- [118] International Energy Agency (IEA), « 100 000 Roofs Solar Power Programme », *IEA*, 2012. <https://www.iea.org/policies/3476-100-000-roofs-solar-power-programme?country=Germany&page=6> (consulté : le 13 janvier, 2021).
- [119] S. Enkhardt, « Germany eliminates 52 GW cap for solar incentives », *pV magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/05/19/germany-eliminates-52-gw-cap-for-solar-incentives/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [120] J. Dempsey et J. Ewing, « Germany, in Reversal, Will Close Nuclear Plants by 2022 », *The New York Times*, 2011. <https://www.nytimes.com/2011/05/31/world/europe/31germany.html> (consulté le 21 septembre 2020).

- [121] International Energy Agency (IEA), « Germany 2020 Energy Policy review », IEA, 2020. <https://www.iea.org/reports/germany-2020> (consulté le 4 octobre 2020).
- [122] C. Crowell, « GlobalData: Solar PV inverters market to decline at annual rate of 13.2 percent by 2023 », 2019. <https://solarbuildermag.com/inverters/globaldata-solar-pv-inverters-market-to-decline-at-annual-rate-of-13-2-percent-by-2023/> (consulté le 4 octobre 2020).
- [123] International Energy Agency (IEA), « Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015 », Paris, 2015. doi: 10.1787/renewmar-2015-en.
- [124] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), « Renewables 2020 Global Status Report », Paris, 2020. [En ligne]. Disponible à : https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf.
- [125] Lepetitjournal, « La centrale solaire la plus puissante au monde est en Inde », *Lepetitjournal*, 2020. <https://lepetitjournal.com/bombay/actualites/la-centrale-solaire-la-plus-puissante-au-monde-est-en-inde-272315> (consulté le 17 juillet 2020).
- [126] J. R. Martín, « PPA sign-off brings progress to ultra-cheap 900MW solar project in Dubai », 2020. <https://www.pv-tech.org/news/ppa-sign-off-brings-progress-to-ultra-cheap-900mw-solar-project-in-dubai> (consulté le 11 décembre 2020).
- [127] Renewable Energy World, « Alberta government signs PPA for 94 MW of subsidy-free solar - Renewable Energy World », 2019. <https://www.renewableenergyworld.com/2019/02/15/alberta-government-signs-ppa-for-94-mw-of-subsidyfree-solar/#gref> (consulté le 17 juillet 2020).
- [128] D. R. Tobergte et S. Curtis, « L'Afrique et les énergies renouvelables : les voies vers la croissance durable », *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, p. 1689-1699, 2013, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [129] L. Osborn, « Sunniest Places and Countries in the World », *Current Results*. <https://www.currentresults.com/Weather-Extremes/sunniest-places-countries-world.php> (consulté le 17 juillet 2020).
- [130] International Energy Agency (IEA), « Snapshot of Global PV Markets 2014 », 2015. [En ligne]. Disponible à : https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2014.pdf.
- [131] J. M. Tahoueu, « ÉGYPTTE : le projet solaire du gouvernement à Benban (1,65 GWc) reçoit un prix », 2020. <https://www.afrik21.africa/egypte-le-gouvernement-honore-dun-prix-pour-son-projet-solaire-de-benban-165-gwc/> (consulté le 19 février 2021).
- [132] M. Maishch, « Australia installs 2.13 GW of rooftop solar in 2019 », *pv magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine-australia.com/2020/01/15/australia-installs-2-13-gw-of-rooftop-solar-in-2019/><https://www.pv-magazine-australia.com/2020/01/15/australia-installs-2-13-gw-of-rooftop-solar-in-2019/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [133] D. Olson et B. E. Bakken, « UTILITY-SCALE SOLAR PV: FROM BIG TO BIGGEST », *DVN GL*, 2019. <https://www.dnvgl.com/feature/utility-scale-solar.html> (consulté le 21 septembre 2020).

- [134] Freedom Forever, « What's the maximum size solar system you can install? », 2019. <https://freedomforever.com/maximum-size-solar-system/> (consulté le 18 mars 2021).
- [135] International Renewable Energy Agency (IRENA), « Future of wind - deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects », Abu Dhabi, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>.
- [136] J. Marsh, « An overview of commercial and industrial (C&I) solar panel installations », 2020. <https://news.energysage.com/commercial-solar-panel-installations/> (consulté le 21 décembre 2020).
- [137] LAZARD, « Lazard's leveled cost of energy analysis version 7.0 - 13.0 ». Documents utilisés : version 7.0 à 13.0, <https://www.lazard.com/> (consulté le 14 octobre 2020).
- [138] International Energy Agency (IEA), « Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024 », Paris, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv#abstract>.
- [139] ABB, « Commercial/Industrial Reliable components certified to work in harsh environments », ABB, 2020. <https://new.abb.com/low-voltage/industries/solar/commercial-industrial> (consulté le 21 septembre 2020).
- [140] IEA, IRENA, UNSD, WB, et WHO, « Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2019 », Washington DC, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.irena.org/publications/2019/May/Tracking-SDG7-The-Energy-Progress-Report-2019>.
- [141] International Energy Agency (IEA), « Renewable Energy Market Update - Outlook for 2020 and 2021 », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update/2020-and-2021-forecast-overview>.
- [142] International Energy Agency (IEA), « Renewable Energy Market Update - Outlook for 2020 and 2021 », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update/2020-and-2021-forecast-overview>.
- [143] International Energy Agency (IEA), « Renewables 2019 - Analysis and forecast to 2024 », Paris, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv#abstract>.
- [144] Solar Energy Industries Association (SEIA) et Wood Mackenzie Power & Renewables, « US Solar Market Insight », *Wood Mackenzie Power & Renewables and SEIA*, 2020. <https://www.woodmac.com/research/products/power-and-renewables/us-solar-market-insight/> (consulté le 21 septembre 2020).
- [145] P. Maloney, « Competitive solar-plus-storage moves closer to reality », 2018. <https://www.utilitydive.com/news/competitive-solar-plus-storage-moves-closer-to-reality/523519/> (consulté le 14 décembre 2020).
- [146] Agence France-Presse, « Washington impose des taxes sur les panneaux solaires chinois », *La Presse*, janvier 22, 2018. <https://www.lapresse.ca/affaires/economie/energie-et-ressources/201801/22/01-5151046-washington-impose-des-taxes-sur-les-panneaux-solaires-chinois.php> (consulté le 21 septembre 2020).

- [147] NSERC Solar Building Research Network, « Building Integrated Combined Solar Thermal and Electric Generation Demonstration Project at Concordia University », p. 1-8, [En ligne]. Disponible à : http://www.solarbuildings.ca/en/projects_2.
- [148] S. Schindele *et al.*, « Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications », *Appl. Energy*, vol. 265, mai 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114737.
- [149] C. Rollet, « A good year for solar: Agrivoltaics in vineyards », *PV Magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/03/31/a-good-year-for-solar-agrivoltaics-in-vineyards/> (consulté le 04 octobre 2020).
- [150] M. Acharya et S. Devraj, « Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector ? », *Energy Resources Inst.*, p. 68, 2019, [En ligne]. Disponible à : <https://www.teriin.org/sites/default/files/2020-01/floating-solar-PV-report.pdf>.
- [151] Solar Energy Research Institute, « Where Sun Meets Water - Floating solar market report », World Bank, 2019, doi: 10.1596/32804.
- [152] T. Kenning, « Floating solar surpasses 1GW globally - *World Bank* », *Pv-Tech*, 2018. <https://www.pv-tech.org/floating-solar-surpasses-1gw-globally-world-bank/>. (consulté le 21 septembre 2020).
- [153] J. R. Martín, « BayWa r.e. adds to European floating solar momentum with double project completion », *Pv-Tech*, 2019. <https://www.pv-tech.org/news/baywa-r.e.-adds-to-european-floating-solar-momentum-with-dual-finish> (consulté le 4 octobre 2020).
- [154] J. Spaes, « Akuo en appelle à favoriser le solaire flottant », *pv magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.fr/2020/04/08/akuo-en-appelle-a-favoriser-le-solaire-flottant/>. (consulté le 4 octobre 2020).
- [155] Hodgson Russ Renewable Energy Alert, « Renewable Energy Projects and Brownfield Redevelopment in New York State – The Risk can be Worth the Increasing Reward », *Hodgson Russ*, 2020. <https://www.hodgsonruss.com/newsroom-publications-12264.html> (consulté le 13 janvier 2021).
- [156] Gouvernement du Canada, « RETScreen ». NRCan, [En ligne]. Disponible à : <https://www.rncan.gc.ca/cartes-outils-et-publications/outils/outils-modelisation/retscreen/7466>.
- [157] International Energy Agency (IEA), « National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2011 - 2019 ». Documents utilisés : 2011 à 2019, https://iea-pvps.org/national-survey-https://iea-pvps.org/national-survey-reports/?year_p=&country=44&order=DESC&keyword= (consulté le 4 novembre 2020).
- [158] C. Baldus-Jeursen, Y. Poissant, et W. Johnston, « National Survey Report of PV Power Applications in Canada 2018 », 2018. [En ligne]. Disponible à : https://www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/national_survey_report_of_pv_power_application_in_canada-2018.pdf.

- [159] Canadian Solar, « CANADIAN SOLAR SELLS SUFFIELD SOLAR PROJECT TO BLUEARTH RENEWABLES: Leading the Resurgence of Utility-Scale Solar Energy in Alberta », *Canadian Solar*, 2020. <https://investors.canadiansolar.com/news-releases/news-release-details/canadian-solar-sells-suffield-solar-project-bluearth-renewables> (consulté le 13 janvier 2021).
- [160] Ontario Ministry of Environment, « A Made-in-Ontario Environment Plan », Ontario - *Climate Change*, 2019. <https://www.ontario.ca/page/climate-change> (consulté le 23 septembre 2020).
- [161] Ontario, « Ontario Launches Program to Expand Clean Energy Technology Across the Globe », *Ontario*, 2018. <https://news.ontario.ca/en/bulletin/49304/ontario-launches-program-to-expand-clean-energy-technology-across-the-globe> (consulté le 23 septembre 2020).
- [162] Commission de l'Énergie de l'Ontario, « Mission et mandat », *Ontario Energy Board*, 2020. <https://www.oeb.ca/fr/propos-de-nous/mission-et-mandat> (consulté le 8 octobre 2020).
- [163] Independent Electricity System Operator (IESO), « The IESO's Annual Planning Outlook in Six Graphs », *IESO*, 2020. <http://www.ieso.ca/Powering-Tomorrow/Data/The-IESOs-Annual-Planning-Outlook-in-Six-Graphs> (consulté le 8 octobre 2020).
- [164] G. Boutin et J. Worren, « Solar Incentives: Could Ontario Be the Next Germany? », *Renewable Energy World*, 2019. <https://www.renewableenergyworld.com/2009/04/13/solar-incentives-could-ontario-be-the-next-germany/#gref> (consulté le 13 janvier 2021).
- [165] Energy hub, « Complete Guide For Solar Power Ontario 2020 », *Energy hub*, 2020. <https://www.energyhub.org/ontario/> (consulté le 23 septembre 2020).
- [166] Independent Electricity System Operator (IESO), « Tarification de l'électricité: Pour les résidents et les petites entreprises », IESO, 2021. <https://ieso.ca/en/francais/Tarification-de-lelectricite/Pour-les-residents-et-les-petites-entreprises> (consulté le 13 janvier 2021).
- [167] Gouvernement de l'Ontario, « Green Energy Act, 2009 », *Gouvernement de l'Ontario*, 2020. <https://www.ontario.ca/laws/statute/09g12> (consulté le 22 décembre 2020).
- [168] CBC, « Ottawans disappointed over cancellation of GreenON program », *CBC*, 2018. <https://www.cbc.ca/news/canada/ottawa/green-ontario-fund-ottawa-1.4713637> (consulté le 30 septembre 2020).
- [169] Gouvernement de l'Ontario, « Green Energy Act, 2009 », *Gouvernement de l'Ontario*, 2020. <https://www.ontario.ca/laws/statute/09g12> (consulté le 22 décembre 2020).
- [170] Gouvernement de l'Ontario, « Programme pour l'expansion de l'accès au gaz naturel », *Ontario*, 2019. <https://www.ontario.ca/fr/page/programme-pour-l'expansion-de-l'accès-au-gaz-naturel#:~:text=Le gaz naturel est la, Ontario utilisent le gaz naturel> (consulté le 19 janvier 2021).
- [171] Régie de l'énergie du Canada, « Provincial and Territorial Energy Profiles – Alberta », *Régie de l'énergie du Canada*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-alberta.html> (consulté le 26 octobre 2020).

- [172] Direct Energy, « Energy Deregulation in Alberta », *Direct Energy*. <https://www.directenergy.ca/learn/energy-choice/alberta-history-gas-electricity-deregulation> (consulté le 26 octobre 2020).
- [173] Gouvernement de l'Alberta, « Alberta energy history 2000 to 2019 », *Alberta*. <https://www.alberta.ca/alberta-energy-history-2000-to-2019.aspx> (consulté le 26 octobre 2020).
- [174] S. Garneau, « Solar Tax Credits, Incentives and Solar Rebates in Alberta », *Sunmetrix*. <https://sunmetrix.com/solar-tax-credits-incentives-and-solar-rebates-canada/Alberta> (consulté le 26 octobre 2020).
- [175] C. Smith, « Electricity rates could rise with the removal of price cap », *Morinville*, 2019. <https://morinvillenews.com/2019/11/05/electricity-rates-could-rise-with-the-removal-of-price-cap/> (consulté le 26 octobre 2020).
- [176] Agence QMI, « La plus grande centrale solaire du Canada autorisée en Alberta », *Journal de Montréal*, 2019. <https://www.journaldemontreal.com/2019/08/28/la-plus-grande-centrale-solaire-du-canada-autorisee-en-alberta> (consulté le 26 octobre 2020).
- [177] CBC, « Solar project approved for southern Alberta would be Canada's largest, by far », *CBC*, 2019. <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/largest-solar-installation-alberta-greengate-1.5261539> (consulté le 26 octobre 2020).
- [178] Edmonton International Airport (EIA), « Airport City Solar will be the world's largest solar farm built at an airport. », *Edmonton Airports*. <https://flyeia.com/corporate/responsibility/environmental-sustainability/airport-city-solar/> (consulté le 26 octobre 2020).
- [179] A. Neveu, « L'Alberta pourrait devenir la leader canadienne de l'énergie solaire et éolienne », *Radio-Canada*, 2020. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1735461/alberta-energies-renouvelables-eolien-solaire> (consulté le 26 octobre 2020).
- [180] Gouvernement de l'Alberta, « Climate Leadership Plan Progress Report 2017-18 », *Alberta Clim. Chang. Off.*, p. 135, 2019, [En ligne]. Disponible à : <https://open.alberta.ca/dataset/83285ecd-dbbe-4b6f-a1a2-ceaebf289fa3/resource/f6b4da5f-76d7-4ed2-9fd7-9a133c323440/download/clp-progress-report-2017-18-final.pdf>.
- [181] Gouvernement de l'Alberta, « Renewable energy legislation and reporting », *Alberta*. <https://www.alberta.ca/renewable-energy-legislation-and-reporting.aspx> (consulté le 26 octobre 2020).
- [182] Global Data, « Canada Solar Photovoltaic (PV) Analysis: Market Outlook to 2030, Update 2019 », 2019, [En ligne]. Disponible à : <https://store.globaldata.com/report/gdae1213mar-solar-photovoltaic-pv-market-update-2019-global-market-size-market-share-average-price-regulations-and-key-country-analysis-to-2030/>.
- [183] J. Christian et L. Shipley, « Electricity regulation in Canada: overview », 2020. <https://ca.practicallaw.thomsonreuters.com/5-632-4326> (consulté le 26 octobre 2020).

- [184] Environnement et Changement climatique Canada, « Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada », Gatineau, QC, En4-144/48-2019E-1-PDF, 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>.
- [185] Gouvernement de la Colombie-Britannique, « Climate Action Legislation », *British Columbia*. <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/legislation> (consulté le 2 novembre 2020).
- [186] Gouvernement de la Saskatchewan, « Climate change White Paper », 2019. Consulté : janvier 13, 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.saskatchewan.ca/~media/news%20release%20backgrounders/2016/oct/final%20%20white%20paper%20%20oct%2017.pdf>
- [187] Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Engagements du Québec - Nos cibles de réduction d'émissions de GES », *Gouvernement du Québec*. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp> (consulté le 2 novembre 2020).
- [188] Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, « What Nova Scotia is Doing ». <https://climatechange.novascotia.ca/what-ns-is-doing> (consulté le 2 novembre 2020).
- [189] Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, « Greenhouse Gas Emissions », 2019. <https://www.princeedwardisland.ca/en/information/environment-water-and-climate-change/greenhouse-gas-emissions> (consulté le 2 novembre 2020).
- [190] Municipal Affairs and Environment, « The way forward on climate change in Newfoundland and Labrador », p. 1-50, 2019, [En ligne]. Disponible à : <https://www.gov.nl.ca/eccm/files/publications-the-way-forward-climate-change.pdf>.
- [191] Government of Yukon, « Our Clean Future », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://yukon.ca/sites/yukon.ca/files/env/env-our-clean-future-draft.pdf>.
- [192] Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, « 2030 NWT Climate Change Strategic Framework ». <https://www.enr.gov.nt.ca/en/services/climate-change/2030-nwt-climate-change-strategic-framework> (consulté le 3 novembre 2020).
- [193] Gouvernement de l'Alberta, « Reducing methane emissions », *Alberta*, 2021. <https://www.alberta.ca/climate-methane-emissions.aspx> (consulté le 15 janvier 2021).
- [194] Gouvernement du Manitoba, « Manitoba's Climate Change and Green Economy Action Plan », 2015. doi: 10.1044/leader.ppl.20122015.22.
- [195] Green Economy Network, « Green Economy Network Platform : A Roadmap Toward 23,478 Jobs for New Brunswick ». [En ligne]. Disponible à : <https://greeneconomy.net.ca/wp-content/uploads/2020/03/New-Brunswick-long-EN.pdf>.
- [196] Environnement et Changement climatique Canada, « Le gouvernement du Canada s'associe au Nunavut pour des projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique », *Cision Canada*, 2020. <https://www.newswire.ca/fr/news-releases/le-gouvernement-du-canada-s-associe-au-nunavut-pour-des-projets-d-energie-renouvelable-et-d-efficacite-energetique-861933885.html> (consulté le 13 janvier 2021).

- [197] Gouvernement du Canada, « Accord d'équivalence Canada-Saskatchewan concernant les émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité », 2019. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-saskatchewan-gaz-effet-serre-producteurs-electricite.html> (consulté le 4 novembre 2020).
- [198] SaskPower, « The Path to 2030: SaskPower Updates Progress on Renewable Electricity », 2017. <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/2018/03/the-path-to-2030-saskpower-updates-progress-on-renewable-electricity> (consulté le 4 novembre 2020).
- [199] T. Grant, « Nova Scotia will not meet its 2020 renewable energy target », *CBC*, 2020. <https://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/nova-scotia-renewable-energy-delay-1.5566438> (consulté le 4 novembre 2020).
- [200] Gouvernement du Québec, « Politique énergétique 2030: L'énergie des Québécois - Source de croissance », 2016. [En ligne]. Disponible à : <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>.
- [201] Hydro-Québec, « Plan Stratégique 2020-2024 - Voir grand avec notre énergie propre », 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2020-02-24>.
- [202] Grindehouse Insights, « Microgrid Deployment Tracker 1Q20 », Virginia, 2020. [En ligne]. Disponible à : <http://www.navigantresearch.com/wp-assets/uploads/2014/04/TR-MGDT-2Q14-Brochure.pdf>.
- [203] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « 2010 Solar Technologies Market Report », 2011. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51847.pdf?gathStatIcon=true>.
- [204] Environnement et Changement climatique Canada, « Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada », Gatineau, QC, En4-144/48-2019E-1-PDF, 2021. [En ligne]. Disponible à : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>.
- [205] Gouvernement du Canada, « Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques », *Gouvernement du Canada*, 2020. <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/cadre-pancanadien.html> (consulté le 29 octobre 2020).
- [206] Gouvernement du Canada, « Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone », *Gouvernement du Canada*, 2016. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2016/10/approche-pancanadienne-tarification-pollution-carbone.html> (consulté le 29 octobre 2020).
- [207] F. Messier, « Ottawa présente un plan climatique renforcé assorti d'investissements de 15 G\$ », *Radio-Canada*, 2020. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1756378/changements-climatiques-gaz-effet-serre-taxe-carbone-trudeau> (consulté le 13 janvier 2020).

- [208] Environnement et Changement climatique Canada, « PROJET RÉGLEMENTAIRE pour le système de tarification fondé sur le rendement en vertu de la Loi sur la tarification de la pollution par les gaz à effet de serre », Gatineau, QC, 2018. [En ligne]. Disponible à : <https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/pricing-pollution/stfr-projet-reglementaire-fr.pdf>.
- [209] Gouvernement du Canada, « Programme ARDEC Nord », *Gouvernement du Canada*, 2020. <https://www.rcaanc-cirnac.gc.ca/fra/1481305379258/1594737453888> (consulté le 29 octobre 2020).
- [210] Gouvernement du Canada, « Aide financière pour les bâtiments commerciaux et institutionnels », *Gouvernement du Canada*, 2020. https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-des-batim/aide-financiere-pour-les-batiments-commerciaux-et-institutionnels/22344?_ga=2.6708658.1270353698.1603921064-1386088397.1602169439 (consulté le 29 octobre 2020).
- [211] Gouvernement du Canada, « Fonds stratégique pour l'innovation », *Gouvernement du Canada*, 2020. <https://www.ic.gc.ca/eic/site/125.nsf/fra/accueil> (consulté le 29 octobre 2020).
- [212] Ressources naturelles Canada, « L'énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées : Volets biothermie, démonstrations, déploiement | Ressources naturelles Canada ». <https://www.rncan.gc.ca/reductiondiesel> (consulté le 30 mai 2018).
- [213] Solacity, « Solar Incentives and Rebates in Canada », *Solacity Inc.*, 2020. <https://www.solacity.com/solar-rebates-and-incentives-in-canada/> (consulté le 30 octobre 2020).
- [214] S. Hoff et A. Mey, « Utility-scale battery storage costs decreased nearly 70% between 2015 and 2018 », *U.S. Energy Information Administration*, 2020. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45596> (consulté le 24 février 2021).
- [215] Y. Poissant, « Énergie Solaire Photovoltaïque État Et Tendances 2018 », Québec, 2018. [En ligne]. Disponible à : ftp://ftp.mern.gouv.qc.ca/Public/Dc/Conferences_Quebec-Mines-2018/22_11_2018_AM/10h40_Poissant.pdf.
- [216] Gouvernement du Canada, « À propos de l'électricité », *Gouvernement du Canada*, 2020. <https://www.rncan.gc.ca/energie/electricite-infrastructures/propos-de-lelectricite/7360> (consulté le 2 novembre 2020).
- [217] Régie de l'énergie du Canada, « Avenir énergétique du Canada », *Régie de l'énergie du Canada*, 2020. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2020/resultats/index.html> (consulté le 13 janvier 2021).
- [218] A. Prieur, V. Delisle, Y. Poissant, et L. Dignard-Bailey, « État et perspectives de l'énergie solaire photovoltaïque », CanmetÉNERGIE, Varennes, Qc, 2017.
- [219] European Commission, « What are the barriers to solar energy adoption? », *Sci. Environ. Policy*, no. 442, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.04. (consulté le 13 janvier 2021).
- [220] Camco Clean Energy et EA Energy, « Literature Review of Market Barriers to Solar Technologies », 2013. [En ligne]. Disponible à : http://www.durban.gov.za/City_Services/energyoffice/Documents/Market_Barriers_to_Solar_Technologies_v1.pdf.

- [221] Canadian Solar Industries Association (CanSIA), « Roadmap 2020: Powering Canada's future with solar electricity », *CanSIA*, [En ligne]. Disponible à : http://www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/cansia_roadmap_2020_final.pdf.
- [222] Canadian Solar, « Sustainability Report 2015 », Ontario, 2015. [En ligne]. Disponible à : https://www.santos.com/media/3312/2015_sustainability_report.pdf.
- [223] Ressources naturelles Canada, « Intégration des sources d'énergie renouvelable à puissance de sortie variable – L'importance des services essentiels de fiabilité », St. Andrews by-the-Sea, 2017. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/emmc/pdf/17-0071-Essential-Reliability-Services-access-FR.pdf>.
- [224] Hydro-Québec, « L'énergie solaire : État des connaissances et enjeux de développement durable ». [En ligne]. Disponible à : <https://numerique.banq.qc.ca/patrimoine/details/52327/4233314?docref=11x1iTbdf3sOZl7AxbCMLg>.
- [225] B. Wehrmann, « Solar power in Germany – output, business & perspectives », *Clean Energy Wire*, 2020. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives> (consulté le 11 novembre 2020).
- [226] R. Urban, « Solar Energy Maps Canada », *energyhub.org*, 2020. <https://www.energyhub.org/solar-energy-maps-canada/> (consulté le 18 mars 2021).
- [227] NASA, « Power Data Access Viewer », *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources*, 2020. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (consulté le 6 novembre 2020).
- [228] H. Baril, « Mini-boom de production d'énergie solaire au Québec », *La Presse*. <https://www.lapresse.ca/affaires/economie/energie-et-ressources/201903/22/01-5219334-mini-boom-de-production-denergie-solaire-au-quebec.php> (consulté le 9 novembre 2020).
- [229] Association québécoise de la production d'énergie renouvelable, « Le développement de la filière solaire au québec », *AQPER*, 2017, [En ligne]. Disponible à : https://aqper.com/images/files/publications/2017.06.22_Developpement-filiere-solaire-Quebec.pdf.
- [230] Radio-Canada, « Le plus grand parc solaire voué à la recherche inauguré à Sherbrooke », *Radio-Canada*, 2019. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1171512/parc-solaire-recherche-energie-universite-sherbrooke>. (consulté le 9 novembre 2020).
- [231] K. Limoges, « Parc solaire à l'Université de Sherbrooke », *Electricité Plus*, 2018. <https://electricite-plus.com/2018/12/13/parc-solaire-a-luniversite-de-sherbrooke-leldorado-du-genie-electrique/>. (consulté le 9 novembre 2020).
- [232] Voir vert, « Un magasin à énergie nette zéro pour Simons à Québec », *Voir vert*, 2018. <https://www.voirvert.ca/nouvelles/rubriques/magasin-energie-nette-zero-pour-simons-quebec> (consulté le 23 novembre 2020).
- [233] M.-È. Sirois, « Le système solaire thermique de Cascades à Kingsey Falls », *Voirvert*, 2014. <https://www.voirvert.ca/projets/projet-etude/le-systeme-solaire-thermique-cascades-kingsey-falls> (consulté le 9 novembre 2020).
- [234] Hydro-Québec, « Centrales solaires de La Citière et de l'IREQ », *Hydro-Québec*, 2020. <https://www.hydroquebec.com/projets/solaire-monteregie/> (consulté le 9 novembre 2020).

- [235] Hydro-Québec, « Hydro-Québec construira des centrales solaires à La Prairie et à Varennes en 2020 ». <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1566/hydro-quebec-solaire/>.
- [236] K. Limoges, « Hydro-Québec teste des panneaux solaires en conditions nordiques », *Electricité Plus*, 2017. <https://electricite-plus.com/2017/12/14/hydro-quebec-teste-panneaux-solaires-conditions-nordiques/> (consulté le 11 novembre 2020).
- [237] Makivik Communiqué de presse, « An Historic Year for Makivik Corporation », *Société Makivik*, 2019. <https://www.makivik.org/historic-year-makivik-corporation/> (consulté le 11 novembre 2020).
- [238] Hydro-Québec Distribution, « Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 Réseaux autonomes », 2019. [En ligne]. Disponible à : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0010-Demande-Piece-2019_11_01.pdf.
- [239] Centre d'études nordiques, « Stations de recherche (CEN) », *Fonds de recherche Nature et technologies (FRQNT)*. <http://www.cen.ulaval.ca/stationrecherche.php> (consulté le 27 janvier 2021).
- [240] Hydro-Québec, « Faits saillants - Demande tarifaire 2019-2020 », p. 19, 2020, [En ligne]. Disponible à : <http://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/c-6953-document-1.pdf>.
- [241] W. Cole *et al.*, « SunShot 2030 for Photovoltaics (PV): Envisioning a Low-cost PV Future », NREL, p. 83, 2017. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68105.pdf>.
- [242] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « Electricity Annual Technology Baseline (ATB) Data Download », *U.S. Department of Energy*, 2020. <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php> (consulté le 20 janvier 2021).
- [243] J. R. Martín, « IRENA: Global solar months away from sweeping grid parity », 2019. <https://www.pv-tech.org/irena-global-solar-months-away-from-sweeping-grid-parity/> (consulté le 26 février 2021).
- [244] Hydro-Québec, « Tarifs pour la clientèle résidentielle (tarifs domestiques) ». <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/> (consulté le 23 novembre 2020).
- [245] Hydro-Québec, « Tarifs d'affaires ». <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/> (consulté le 23 novembre 2020).
- [246] P. Godin, « Le potentiel photovoltaïque au Québec », *Inst. Rech. en économie Contemp.*, no. 68, 2020, [En ligne]. Disponible à : <https://irec.quebec/publications/notes-intervention/le-potentiel-photovoltaïque-au-quebec>.
- [247] Ministère des Finances, « PROGRAMME DE RABAIS D'ÉLECTRICITÉ APPLICABLE AUX CONSOMMATEURS FACTURÉS AU TARIF « L » », *Gouvernement du Québec*. <http://www.finances.gouv.qc.ca/fr/Ministere676.asp> (consulté le 23 novembre 2020).
- [248] Hydro-Québec Distribution, « État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 », 2020. [En ligne]. Disponible à : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_PlanAppro2020-2029/Suivi_administratif_-_État_d'avancement_2020_du_Plan_d'approvisionnement...pdf.

- [249] Hydro-Québec, « L'option tarifaire de mesurage net pour les autoproductions », *Hydro-Québec*, p. 8, [En ligne]. Disponible à : <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/docs/depliant-mesurage-net.pdf>.
- [250] Hydro-Québec, « Mesurage net pour autoproduleur au tarif D ou DM – Option I ». <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/option-de-mesurage-net-option-i.html> (consulté le 23 novembre 2020).
- [251] Hydro-Québec, « Mesurage net pour autoproduleur au tarif G – Option I ». <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-mesurage-net-autoproduleur-tarif-g.html> (consulté le 23 novembre 2020).
- [252] Hydro-Québec, « Autoproduction sans compensation ». [En ligne]. Disponible à : <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/docs/depliant-info-sans-compensation.pdf>.
- [253] Transition énergétique Québec (TÉQ), « Chauffez vert ». <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/residentiel/programmes/chauffez-vert> (consulté le 23 novembre 2020).
- [254] Énergie et Ressources naturelles Québec, « Petits commerces, institutions et industries », *Gouvernement du Québec*. <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/ecoperformance/implantation-simplifiee/petits-commerces-institutions-industries> (consulté le 22 février 2021).
- [255] L'Union des producteurs agricoles, « Consultations relatives au futur Plan directeur du Québec en transition, innovation et efficacité énergétiques », p. 35, 2017. [En ligne]. Disponible à : <https://www.upa.qc.ca/wp-content/uploads/filebase/fr/memoires/Transition-energetique-Quebec-TEQ-Commentaires-UPA-2017-12-19.pdf?x62774>.
- [256] Agence QMI, « Croissance record: plus de 8,5 millions d'habitants au Québec », *Journal de Montréal*, 2020. <https://www.journaldemontreal.com/2020/12/09/plus-de-85-millions-dhabitants-au-quebec> (consulté le 15 décembre 2020).
- [257] Gouvernement du Québec, « Géographie du territoire québécois », *Gouvernement du Québec*, 2020. <https://www.quebec.ca/gouv/portrait-quebec/geographie-territoire/> (consulté le 9 décembre 2020).
- [258] Hydro-Québec Distribution, « Plan d'approvisionnement 2017-2026 réseaux autonomes - Annexes », no. R-3986-2016, p. 1-124, 2017.
- [259] R. Lagrange, « La conversion des réseaux autonomes: Vers une nouvelle ère énergétique au Nunavik ». Colloque annuel de l'Association québécoise des producteurs d'énergie renouvelable, Montréal, p. 12, 2018, [En ligne]. Disponible à : <https://aqper.com/images/AQPER/Colloque2018/Richard-Lagrange.pdf>.
- [260] Cirano, « Production d'électricité par type, 2018 », *Le Québec économique*, 2020. <https://qe.cirano.qc.ca/theme/environnement-energie/energie/tableau-production-delectricite-type-2018> (consulté le 9 décembre 2020).
- [261] Hydro-Québec, « Portrait des ressources énergétiques d'Hydro-Québec - Voir grand avec notre énergie propre », 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/portrait-ressources-energetiques.pdf>.

- [262] Radio-Canada, « Une deuxième éolienne à la mine Raglan », *Radio-Canada*, 2018. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/11116884/une-deuxieme-eolienne-a-la-mine-raglan>. (consulté le 9 décembre 2020).
- [263] BBA, « INTEGRATION OF WIND POWER GENERATION AND STORAGE TO THE RAGLAN MINE POWER SYSTEM », *BBA*. <https://www.bba.ca/project/integration-of-wind-power-generation-and-storage-to-the-raglan-mine-power-system/>. (consulté le 9 décembre 2020).
- [264] Hydro-Québec, « Réseaux autonomes: Portrait d'Ensemble et Perspectives d'avenir », 2011. Demande R-3776-2011, HDQ-13, Document 1
- [265] Hydro-Québec, « Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2019 », Québec, 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf>.
- [266] Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, « Plan d'action de la politique énergétique 2030 », 2017. [En ligne]. Disponible à : https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_FR.pdf.
- [267] Hydro-Québec, « Centrales », *Hydro-Québec*, 2021. <https://www.hydroquebec.com/production/centrales.html> (consulté le 15 janvier 2021).
- [268] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020 », *U.S. EIA*, p. 1-20, 2020, [En ligne]. Disponible à : https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
- [269] Hydro-Québec, « Méthodologie de calcul du taux de pertes de transport », p. 1-15, 2000, [En ligne]. Disponible à : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3401-98/Req-revisee/Hqt-10/HQT10_Document3.PDF.
- [270] Société d'habitation Québec, « Panneaux photovoltaïques au Nunavik », *Espace Habitat*, 2019. <http://espacehabitat.gouv.qc.ca/expertise/panneaux-photovoltaïques-au-nunavik/> (consulté le 10 décembre 2020).
- [271] Hydro-Québec, « Rapport Annuel HQ 2019 », 2020. [En ligne]. Disponible à : <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf>.
- [272] Hydro-Québec, « Transport d'électricité », *Hydro-Québec*. <https://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/> (consulté le 18 mars 2021).
- [273] Energy News Network, « Renewable or not? How states count hydropower », *Energy News Network*, 2012. <https://energynews.us/2012/01/13/midwest/renewable-or-not-how-states-count-hydropowe/> (consulté le 10 décembre 2020).
- [274] Energy News Network, « Renewable or not? How states count hydropower », *Energy News Network*, 2012. <https://energynews.us/2012/01/13/midwest/renewable-or-not-how-states-count-hydropowe/> (consulté le 10 décembre 2020).
- [275] New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), « Tier 4 – New York City Renewable Energy », *New York State Government*, 2020. <https://www.nyserdera.ny.gov/All-Programs/Programs/Clean-Energy-Standard/Renewable-Generators-and-Developers/Tier-Four> (consulté le 15 janvier 2021).

- [276] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Annual Energy Outlook 2020 », 2020. [En ligne]. Disponible à : [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020 Electricity.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Electricity.pdf).
- [277] A. Fauteux, « Primeur : L'électricité solaire à l'aube de la parité au Québec, selon CanmetÉNERGIE/RNCan », *La maison du 21^e siècle*, 2019. <https://maisonsaine.ca/energies/maisons-solaires/primeur-lelectricite-solaire-a-laube-de-la-parite-au-quebec-selon-canmetenergie.html> (consulté le 28 avril 2021).
- [278] U.S. Energy Information Administration (EIA), « Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons », *U.S. Energy Information Administration*, 2020. [https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915#:~:text=Although some utilities' definitions vary,all day on Saturdays%2C Sundays%2C](https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915#:~:text=Although%20some%20utilities'%20definitions%20vary,%20all%20day%20on%20Saturdays%20Sundays%20C) (consulté le 15 janvier 2021).
- [279] C. Bouchet et P.-O. Pineau, « Les surplus électriques au Québec 2020 », Montréal, 2020. [En ligne]. Disponible à : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/10/RAPPORT_SurplusElectQc.pdf.
- [280] A. Almerini, « Hydropower pros and cons », *SolarReviews*, 2020. <https://www.solarreviews.com/blog/hydroelectric-energy-pros-and-cons#environmental-consequences> (consulté le 17 décembre 2020).
- [281] M.-A. Gagnon, « Vers un Québec plus autonome », *Journal de Québec*, 2020. <https://www.journaldequebec.com/2020/04/03/vers-un-quebec-plus-autonome> (consulté le 9 décembre 2020).
- [282] Hydro-Québec, « Des tarifs d'électricité avantageux pour les producteurs en serre du Québec », *Hydro-Québec*, 2020. <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1629/des-tarifs-delelectricite-avantageux-pour-les-producteurs-en-serre-du-quebec/> (consulté le 9 décembre 2020).
- [283] M. Lamers, « Ontario leads Canada with 96% deficiency in cannabis stores, researcher estimates », *Marijuana Business Daily*, 2019. <https://mjbizdaily.com/ontario-leads-canada-with-96-percent-deficiency-in-cannabis-stores-researcher-estimates/> (consulté le 9 décembre 2020).
- [284] D. Cameron, « Québec veut doubler le volume de culture en serre d'ici cinq ans », 2020. <https://www.lapresse.ca/affaires/2020-11-27/autonomie-alimentaire/quebec-veut-doubler-le-volume-de-culture-en-serre-d-ici-cinq-ans.php> (consulté le 15 décembre 2020).
- [285] E. Masanet, A. Shehabi, N. Lei, S. Smith, et J. Koomey, « Recalibrating global data center energy-use estimates », *Science*, 2020. <https://science.sciencemag.org/content/367/6481/984.full> (consulté le 9 décembre 2020).
- [286] Hydro-Québec, « Le Québec : de l'énergie verte pour vos données », *Hydro-Québec*. https://www.hydroquebec.com/centre-donnees/?utm_content=decouvrir-notre-offre-pour-l-installation-d-un-centre-de-donnee (consulté le 15 décembre 2020).
- [287] M. Perrault, « Les centres de données en ébullition », 2019. <https://www.lapresse.ca/actualites/sciences/2019-08-25/les-centres-de-donnees-en-ebullition>.
- [288] T. Chouinard, « La vente de véhicules à essence interdite dès 2035 », *La Presse*, 2020. <https://www.lapresse.ca/actualites/environnement/2020-11-14/quebec/la-vente-de-vehicules-a-essence-interdite-des-2035.php> (consulté le 9 décembre 2020).

- [289] F. Desjardins, « Feu vert de la Régie de l'énergie au projet de bornes rapides d'Hydro-Québec », *Le Devoir*, 2019. <https://www.ledevoir.com/economie/565289/feu-vert-de-la-regie-de-l-energie-au-projet-de-bornes-rapides-d-hydro-quebec> (consulté le 9 décembre 2020).
- [290] P. Dunsky, M. Poirier, K. Vaillancourt, et E. Joly, « Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec - Horizon 2030 et 2050 », 2019. [En ligne]. Disponible à : <https://www.flickr.com/photos/simonippon/3095102826/>.
- [291] C. Lecavalier, « Hydro-Québec relance la filière éolienne », *Le Journal de Québec*, 2020. <https://www.journaldequebec.com/2020/11/20/hydro-quebec-relance-la-filiere-eolienne> (consulté le 3 décembre 2020).
- [292] J. Maheux, « Québec promet 15 M\$ pour le développement en hydrogène vert », *magazine mci*, 2021. <http://magazinemci.com/2021/01/18/quebec-promet-15-m-pour-le-developpement-en-hydrogene-vert/> (consulté le 20 janvier 2021).
- [293] Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, « Stratégie québécoise de l'hydrogène vert - Le Gouvernement du Québec alloue 15 M\$ pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène vert », *Gouvernement du Québec*, 2021. <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/strategie-quebecoise-de-lhydrogene-vert-le-gouvernement-du-quebec-alloue-15-m-pour-soutenir-le-devel/> (consulté le 19 janvier 2021).
- [294] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics », Golden, CO, 2012. [En ligne]. Disponible à : <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>.
- [295] A. Q. Jakhrani, A. R. H. Rigit, A. K. Othman, S. R. Samo, et S. A. Kamboh, « Estimation of carbon footprints from diesel generator emissions », *Proc. 2012 Int. Conf. Green Ubiquitous Technol. GUT 2012*, p. 78-81, 2012, doi: 10.1109/GUT.2012.6344193.
- [296] É. Boisseau-Bouvier, « ANALYSE DU POTENTIEL DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK », Université de Sherbrooke, 2019. [En ligne]. Disponible à : https://savoirs.usherbrooke.ca/bitstream/handle/11143/16192/Boisseau_Bouvier_Emile_MEnv_2019.pdf
- [297] É. Boisseau-Bouvier, « ANALYSE DU POTENTIEL DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES DU NUNAVIK », Université de Sherbrooke, 2019. [En ligne]. Disponible à : https://savoirs.usherbrooke.ca/bitstream/handle/11143/16192/Boisseau_Bouvier_Emile_MEnv_2019.pdf
- [298] E. Bellini, « Batteries and hydrogen to make residential off-grid PV technically feasible », *pV magazine*, 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/12/18/batteries-and-hydrogen-to-make-residential-off-grid-pv-technically-feasible/> (consulté le 21 décembre 2020).
- [299] Solargis, « Global Solar Atlas », Energydata.inc, 2020. <https://globalsolaratlas.info/> (consulté le 18 septembre 2020).
- [300] Gouvernement du Québec et Transition énergétique Québec, « Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018 -2023 », p. 234, 2019. [En ligne]. Disponible à : http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/TEQ_PlanDirecteur_web.pdf.

- [301] Hydro-Québec Distribution, « RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 2 DE LA RÉGIE », 2020. [En ligne]. Disponible à : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0092-DDR-RepDDR-2020_07_16.pdf.
- [302] KOMAIHALTEC Inc., « KWT300: Highly Reliable Mid-Sized Wind Turbine », *United Nations Industrial Development Organization*. http://www.unido.or.jp/en/technology_db/1685/ (consulté le 18 décembre 2020).
- [303] U.S. Department of Energy, « 2018 Wind Technologies Market Report », p. 1-98, 2018, [En ligne]. Disponible à : http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/2010_annual_wind_market_report.pdf.
- [304] N. Bennett, « Endurance Wind Power bankruptcy spreads to UK », *Business Intelligence for B.C.*, 2016. <https://biv.com/article/2016/12/endurance-wind-power-bankruptcy-spreads-uk> (consulté le 18 décembre 2020).
- [305] NORTHERN POWER SYSTEMS, « INDUSTRY LEADING MEDIUM WIND TURBINE PRODUCTS AND SERVICES », *NORTHERN POWER SYSTEMS*, 2019. <http://nps100.com/> (consulté le 18 décembre 2020).
- [306] Hydro-Québec Distribution, « Complément d'information du plan d'approvisionnement 2020-2029 : Prévion de la demande », 2019. [En ligne]. Disponible à : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0007-Demande-Dem-2019_11_01.pdf.
- [307] J. Whitmore et P. O. Pineau, « État de l'Énergie au Québec 2020 », Montréal, 2020. [En ligne]. Disponible à : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2020/03/EEQ2020_WEB.pdf.
- [308] Hydro-Québec, « Notre énergie est propre et renouvelable », *Hydro-Québec*, 2020. <https://www.hydroquebec.com/a-propos/notre-energie.html> (consulté le 16 décembre 2020).
- [309] Hydro-Québec, « PRODUCTION INDÉPENDANTE », *Hydro-Québec*, 2021. <http://www.hydroquebec.com/autoproduction/production-independante.html> (consulté le 18 décembre 2020).
- [310] R. Hemstock, « What are the Power Purchase Arrangements ("PPAs") », *RobHemstockAlbertaPPA*, 2019. <https://www.robhemstockalbertappa.com/what-are-the-ppas> (consulté le 18 janvier 2020).
- [311] Hydro-Québec, « Raccordement au réseau DISTRIBUTION – Exigences techniques, normes et codes ». http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/raccordement_distribution.html (consulté le 20 décembre 2020).
- [312] Energy Hub, « Complete Guide For Solar Power Quebec 2020 », Energy Hub, 2019. <https://www.energyhub.org/quebec-english/> (consulté le 17 décembre 2020).
- [313] D. Richardson et The Canadian Solar Industries Association (CanSIA), « Solar heat Sustainable Future - Clean Energy Solutions for Canada », Ottawa, 2015. [En ligne]. Disponible à : https://www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/20140129_cansia_solar_heat_sustainable_future.pdf.

- [314] B. Barbeau, « Le référendum sur le projet d'Hydro-Québec au Maine est jugé inconstitutionnel », *Radio-Canada*, 2020. <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1726416/hydro-quebec-maine-referendum-croux-supreme> (consulté le 16 décembre 2020).
- [315] J.-B. Nadeau et J. Barlow, « Les sept travaux d'Hydro-Québec », *L'actualité*, 2019. <https://lactualite.com/societe/les-sept-travaux-dhydro-quebec/> (consulté le 3 décembre 2020).
- [316] Hydro-Québec TransÉnergie, « Ligne à 735 kV Micoua-Saguenay Résumé de l'étude d'impact sur l'environnement », *Hydro-Québec*, p. 58, 2018, [En ligne]. Disponible à : <http://www.ree.environnement.gouv.qc.ca/dossiers/3211-11-120/3211-11-120-19.pdf>.
- [317] C. Lecavalier, « Hydro-Québec face à une « spirale de la mort », *Journal de Québec*, 2018. <https://www.journaldequebec.com/2018/01/09/hydro-pourrait-se-lancer-dans-les-maisons-intelligentes> (consulté le 16 décembre 2020).
- [318] Hydro-Québec, « Mieux gérer sa consommation par grand froid », *Hydro-Québec*, 2020. <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/consommation-electrique-hiver.html> (consulté le 18 décembre 2020).
- [319] M.-C. Hamelin, « LE PHOTOVOLTAÏQUE THERMIQUE DANS LE GRAND NORD CANADIEN : UNE TECHNOLOGIE D'AVENIR? », *Éco Habitation*, 2012. <https://www.ecohabitation.com/guides/1528/le-photovoltaïque-thermique-dans-le-grand-nord-canadien-une-technologie-davenir/> (consulté le 17 décembre 2020).
- [320] The Public Utilities Board Of the Northwest Territories, « DECISION 1-2014 », 2014. [https://www.nwtpublicutilitiesboard.ca/sites/default/files/supporting/1-2014 DECISION NTPC NUL 2013 Net Metering Applications.pdf](https://www.nwtpublicutilitiesboard.ca/sites/default/files/supporting/1-2014%20DECISION%20NTPC%20NUL%202013%20Net%20Metering%20Applications.pdf).
- [321] Qulliq Energy Corporation, « An Application by the Qulliq Energy Corporation For Approval of Changes to the Terms and Conditions of Service for Introduction of Net Metering Service », 2017. [En ligne]. Disponible à : [https://urrc.gov.nu.ca/pdf/URRC-2018 - Letter and QEC Net Metering Application URRC Report 2017-02-ENG.PDF](https://urrc.gov.nu.ca/pdf/URRC-2018-Letter-and-QEC-Net-Metering-Application-URRC-Report-2017-02-ENG.PDF).
- [322] « ATCO Electric, Communication privée », Whitehorse, Yukon, 2018.
- [323] Hydro-Québec, « Norme E.21-10 - Service d'électricité en basse tension », no. 10^e édition, p. 234, 2017. ISBN 978-2-550-77511-9
- [324] Hydro-Québec, « Hydro-Québec prend des engagements concrets relativement à ses relations avec les autochtones », *Hydro-Québec*, 2019. <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/nouvelles/218/hydro-quebec-prend-des-engagements-concrets-relativement-a-ses-relations-avec-les-autochtones/> (consulté le 17 décembre 2020).

NERGICA

70, rue Bolduc, Gaspé, QC G4X 1G2
nergica.com

T +1 418 368-6162 | info@nergica.com

Nos principaux partenaires financiers



Développement
économique Canada
pour les régions du Québec

Canada Economic
Development
for Quebec Regions

Québec