



Ressources naturelles  
Canada

Natural Resources  
Canada

# CanmetÉNERGIE

*Leadership en écoInnovation*

## Effect du climat froid sur la production d'énergie éolienne au Canada (2010–2016)

**Préparé par :**

Ryan Kilpatrick, M.E.Sc., P.Eng.

Ressources naturelles Canada, CanmetÉNERGIE-Ottawa

Mai 2017

Canada

**Avis de non-responsabilité :**

Ressources naturelles Canada et aucun de ses employés ne font aucune garantie, formelle ou tacite, et n'assument aucune responsabilité légale ou autre à l'égard de l'exactitude, de l'exhaustivité ou de l'utilité du contenu du rapport. Toute référence dans le rapport à quelque produit, processus, service ou organisation que ce soit ne constitue pas nécessairement une approbation, une recommandation ou une préférence de la part de Ressources naturelles Canada. Les points de vue et les opinions exprimés par les auteurs dans ce rapport ne sont pas et ne reflètent pas nécessairement ceux de Ressources naturelles Canada.

Ces travaux ont été réalisés grâce au financement fourni par Ressources naturelles Canada dans le cadre du Programme de recherche et de développement énergétiques.

N° de cat. M154-110/2017F-PDF

ISBN 978-0-660-08024-6

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2017

# Résumé

---

Une évaluation du rendement a été réalisée pour 23 parcs éoliens dans huit provinces canadiennes afin de déterminer dans quelle mesure le fonctionnement des éoliennes dans un climat froid influence la production d'énergie éolienne au Canada.

Pour chaque parc éolien du groupe à l'étude, les pertes mensuelles ont été calculées comme étant la différence entre la production d'énergie réelle et la production d'énergie prévue en fonction d'une combinaison de conditions de vent et de rendement historique et à l'aide de l'approche de mesure, corrélation et prédiction (MCP). Les pertes ont été regroupées pour la période estivale (mai à octobre) et la période hivernale (novembre à avril), et les résultats ont été comparés.

Pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude, pendant la période d'étude de six ans allant de mai 2010 à avril 2016, le facteur de perte moyen en été a été de 4,2 p. 100, comparativement à 8,1 p. 100 en hiver, ce qui donne un facteur de perte moyen en climat froid de 3,9 p. 100.

À l'échelle régionale, les parcs éoliens du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse ont présenté les pertes en climat froid les plus élevées selon la puissance installée (0,19 GWh/MW). On a observé des pertes modérées à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve-et-Labrador (0,12 GWh/MW), au Québec (0,10 GWh/MW) et en Ontario (0,09 GWh/MW), tandis qu'on n'a constaté que des pertes mineures en Alberta et au Manitoba (0,02 GWh/MW).

Selon les estimations faites en extrapolant la puissance installée d'énergie éolienne en décembre 2015 pour le groupe à l'étude, les pertes en climat froid pour l'ensemble des parcs éoliens du Canada représenteraient des pertes financières annuelles de 113 millions de dollars et des émissions additionnelles de gaz à effet de serre (GES) de 140 kilotonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>.

Même si les résultats de l'étude ont démontré une forte tendance saisonnière en ce qui a trait aux pertes d'énergie, il a été impossible d'avoir un meilleur aperçu quant aux sources précises des pertes en hiver (et en été) en fonction de la granularité des données disponibles. Il est donc nécessaire de faire davantage de recherche afin de classer et de quantifier plus précisément les pertes qui sont directement attribuables aux conditions météorologiques hivernales, par rapport à d'autres sources de pertes non météorologiques, comme la maintenance, les pannes ou la réduction de la consommation.

# Table des matières

---

Résumé.....	i
1. Introduction.....	1
2. Méthodologie .....	3
2.1 Production réelle .....	3
2.2 Production prévue à la station météorologique .....	3
2.3 Prévion de production au parc éolien.....	4
2.4 Facteurs de perte.....	4
3. Résultats et discussion .....	6
3.1 Parcs éoliens du groupe à l'étude .....	6
3.2 Extrapolation des résultats de l'étude au parc éolien canadien .....	13
3.2.1 Pertes d'énergie.....	13
3.2.2 Émissions de GES .....	15
3.2.3 Pertes financières .....	17
4. Conclusions.....	20
4.1 Limites .....	21
4.2 Travaux futurs.....	21
5. Références.....	23
6. Annexe A .....	25
6.1 Production des prévisions d'énergie des parcs éoliens.....	25
7. Annexe B.....	28
7.1 Production mensuelle globale des parcs éoliens.....	28
8. Annexe C.....	31
8.1 Puissance installée d'énergie éolienne.....	31
8.2 Facteurs d'émissions du réseau provincial .....	31
8.3 Tarifs d'achat d'énergie éolienne .....	32

# Tableaux et figures

---

Tableau 1 : Puissance installée d'énergie éolienne représentée par les parcs éoliens du groupe à l'étude .....	2
Tableau 2. Pertes d'énergie en climat froid .....	15
Tableau 3. Émissions de GES dues aux pertes en climat froid .....	17
Tableau 4. Pertes financières annuelles découlant des pertes en climat froid, estimation selon le tarif nominal .....	19
Tableau 5. Puissance installée d'énergie éolienne, par province et par année [13] .....	31
Tableau 6. Facteurs d'émissions des réseaux électriques provinciaux, données préliminaires de 2014 [14] .....	32
Tableau 7. Tarifs pour l'achat d'énergie éolienne .....	33
Figure 1 : Pertes de production pendant la période estivale, en GWh, pour les parcs éoliens du groupe à l'étude, regroupées par région. ....	6
Figure 2 : Pertes de production pendant la période hivernale, en GWh, pour les parcs éoliens du groupe à l'étude, regroupées par région. ....	7
Figure 3 : Pertes en climat froid, en GWh, pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude, regroupées par région.....	8
Figure 4. Facteurs de perte regroupés par région, 2010-2011.....	9
Figure 5. Facteurs de perte regroupés par région, 2011-2012.....	9
Figure 6. Facteurs de perte regroupés par région, 2012-2013.....	10
Figure 7. Facteurs de perte regroupés par région, 2013-2014.....	10
Figure 8. Facteurs de perte regroupés par région, 2014-2015.....	11
Figure 9. Facteurs de perte regroupés par région, 2015-2016.....	11
Figure 10. Facteurs de perte regroupés par région, moyenne pour 2010 à 2016. ....	12
Figure 11. Facteurs de perte par année, pour tous les parcs éoliens du groupe à l'étude. ....	13
Figure 12. Pertes d'énergie en climat froid, normalisées selon la puissance installée d'énergie éolienne pour chaque région du groupe à l'étude.....	14
Figure 13. Émissions de GES découlant des pertes en climat froid, normalisées selon la puissance installée pour une région et une année données.....	16
Figure 14. Pertes financières découlant des pertes en climat froid, normalisées selon la puissance installée pour une région et une année données.....	18
Figure 15. Production réelle (à partir d'EPÉÉ/écoÉÉR) par rapport à la production prévue à la station météorologique pour un échantillon de parc éolien et de données mensuelles. ....	27

Figure 16. Écart-type de l'analyse de régression des données de production mensuelle pour un échantillon de parc éolien. ....	27
Figure 17. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Alberta et du Manitoba.....	28
Figure 18. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Ontario. ....	28
Figure 19. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens du Québec.....	29
Figure 20. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse. ....	29
Figure 21. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve-et-Labrador.....	30

# 1. Introduction

---

Avec 269 parcs éoliens en activité et 11 205 MW de puissance installée d'énergie éolienne à la fin de 2015, le Canada poursuit le développement de ses ressources en énergie éolienne. Selon les estimations, l'énergie éolienne répondait à 5 p. 100 de la demande nationale d'électricité (excluant les exportations) en 2015 [1]. Avec l'augmentation de la pénétration de l'énergie éolienne au Canada, les analyses permanentes des données opérationnelles à l'échelle nationale peuvent aider à déterminer les tendances et les enjeux, donnant ainsi de l'information qui pourra ultimement aider à améliorer le rendement des parcs éoliens en réduisant les pertes et en maximisant la disponibilité.

Une question préoccupante relativement au rendement des parcs éoliens du Canada est celle de leur fonctionnement en climat froid. Le fonctionnement des éoliennes dans un climat froid peut avoir des effets indésirables, comme l'accumulation de glace sur les pales des éoliennes, des arrêts en raison de la température froide et l'accès limité ou difficile aux éoliennes pendant les froids mois d'hiver [2][3]. L'accumulation de glace et l'arrêt par temps froid peuvent tous deux entraîner une perte de production, qui, si elle était atténuée de façon plus efficace, procurerait des avantages à l'industrie canadienne de l'énergie éolienne.

Cette étude, qui porte sur l'évaluation du rendement de 23 parcs éoliens dans huit provinces canadiennes pendant la période de six ans allant de mai 2010 à avril 2016, s'inscrit dans les efforts permanents de Ressources naturelles Canada (RNC) en vue d'établir dans quelle mesure les parcs éoliens du Canada subissent les effets négatifs du fonctionnement en climat froid. Ce rapport fait suite à une évaluation antérieure publiée en 2012 [4] pour les mêmes parcs éoliens, laquelle avait été réalisée pour la période de deux ans allant de mai 2010 à avril 2012.

Pour cette nouvelle évaluation, on a utilisé les mêmes 23 parcs éoliens que pour l'étude originale de deux ans réalisée de 2010 à 2012. Ces parcs éoliens avaient au départ été choisis en raison de leur couverture géographique et de la disponibilité de données sur la production mensuelle et de données météorologiques locales. Aux fins du rapport, les parcs éoliens choisis ont été regroupés selon cinq régions : Alberta et Manitoba (Alb./Man.), Ontario (Ont.), Québec (Qc), Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse (N.-B./N.-É.), et Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador (Î.-P.-É./T.-N.-L.). Le nombre de parcs éoliens évalués dans chaque région variait entre quatre et six. Afin de préserver la confidentialité des données de production de chaque parc éolien, tous les résultats présentés dans ce rapport sont regroupés par région, par année, ou les deux. La puissance installée d'énergie éolienne représentée par les parcs éoliens du groupe à l'étude et la puissance installée totale pour chaque région en décembre 2015 sont indiquées au Tableau 1. La deuxième colonne à partir de la droite indique le pourcentage de puissance installée représentée par chaque région au sein du groupe à l'étude, tandis que la colonne complètement à droite indique le pourcentage de la

puissance installée représentée par les parcs éoliens du groupe à l'étude pour cette région.

**Tableau 1 : Puissance installée d'énergie éolienne représentée par les parcs éoliens du groupe à l'étude**

Région	Puissance installée d'énergie éolienne du groupe à l'étude (MW)	Puissance installée d'énergie éolienne en déc. 2015 (MW) [5]	Représentation au sein du groupe à l'étude	Représentation du groupe à l'étude par rapport à la puissance installée totale de la région
Alb./Man	254	2 468	14,4 %	10,3 %
Ont.	688	4 361	38,9 %	15,8 %
Qc	445	3 262	25,2 %	13,6 %
N.-B./N.-É	286	846	16,2 %	33,7 %
Î.-P.-É./T.-N.-L.	96	259	5,4 %	37,1 %
Total	1 769	11 196	100 %	15,8 %



## 2. Méthodologie

---

La méthodologie utilisée pour l'évaluation actuelle reposait sur l'approche mesure, corrélation, prédiction (MCP) utilisée au départ pour l'évaluation de 2010-2012, en apportant plusieurs modifications afin d'améliorer l'uniformité et l'exactitude des résultats. L'approche MCP est couramment utilisée pour l'évaluation des ressources éoliennes; par exemple l'approche MCP peut être utilisée afin d'estimer la vitesse du vent et la direction du vent à un site cible, en utilisant les données d'observation à long terme provenant d'un site de référence distinct. Un certain nombre d'algorithmes MCP différents ont été proposés, dont plusieurs ont été examinés par Rogers et coll. [6]. Pour cette étude, la technique MCP de régression linéaire a été appliquée afin de prédire la production d'énergie d'un parc éolien en fonction de la corrélation historique entre la production d'énergie et des données météorologiques précises mesurées à la station météorologique de référence d'Environnement Canada la plus proche du parc éolien. Cette méthode comporte la compilation ou le calcul de trois valeurs chaque mois pour chacun des parcs éoliens :

- production réelle du parc éolien;
- production prévue à la station météorologique;
- prévision de production au parc éolien.

### 2.1 Production réelle

La première étape de l'analyse consistait à obtenir les données sur la production mensuelle du parc éolien qui ont été soumises dans le cadre des programmes Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ) et écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (écoÉÉR) [7], [8] pour chacun des 23 parcs éoliens du groupe à l'étude pendant la période de l'étude sur six ans s'étendant de mai 2010 à avril 2016.

Afin d'évaluer l'effet des conditions de climat froid sur le rendement d'un parc éolien, les données sur la production mensuelle ont été divisées en deux périodes chaque année : une période de référence estivale allant du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre, et une période hivernale allant du 1<sup>er</sup> novembre au 30 avril. La même délimitation avait été utilisée pour l'évaluation de 2010-2012. Pour l'étude actuelle, la collecte de données mensuelles de production de la période de référence estivale allant de 2010 à 2016 pour un parc éolien en particulier est ce qu'on appelle la « période d'apprentissage ».

### 2.2 Production prévue à la station météorologique

Les données météorologiques horaires (vitesse du vent, direction du vent, température et humidité relative) ont été obtenues pour la station météorologique d'Environnement Canada [9] la plus proche de chaque parc éolien. Lorsque plusieurs options s'offraient,

on choisissait une station météorologique selon une combinaison d'éléments comprenant la proximité, la qualité des données, et l'intensité de la corrélation avec la production réelle du parc éolien.

On a utilisé le logiciel d'évaluation des ressources éoliennes Windographer™ afin de convertir les données horaires de vent en prédictions mensuelles de production des éoliennes à chaque site de station météorologique, en utilisant des spécifications de courbe de puissance pour les éoliennes du parc éolien étudié. Windographer™ permet à l'utilisateur d'entrer les pertes précises associées au parc éolien (c.-à-d., les pertes dues au temps d'arrêt, les pertes dues au système, les pertes dues au givrage/à l'encrassement, etc.). Pour cette étude, on a appliqué uniformément à toutes les éoliennes de tous les parcs éoliens du groupe à l'étude, peu importe leur taille ou leur emplacement, des valeurs de 2 p. 100 pour les pertes dues au temps d'arrêt et de 5 p. 100 pour les pertes dues aux systèmes, ce qui donne un facteur de perte combiné de 6,9 p. 100.

## 2.3 Prévision de production au parc éolien

Des prévisions de production ont été générées en établissant une corrélation entre la production réelle et la production prévue. Comme les données de vent utilisées pour l'étude provenaient d'une station météorologique située à une certaine distance du parc éolien, et non du parc éolien lui-même, la production prévue pour l'éolienne à la station météorologique devait être convertie en production prévue au parc éolien. Dans cette étude, cette dernière valeur est ce qu'on appelle la « prévision au parc éolien ».

Pour faire cette conversion, on a établi une relation linéaire entre la production prévue à l'emplacement de la station météorologique (à partir de Windographer™) et la production réelle au parc éolien (à partir de EPÉÉ/écoÉÉR). Ce processus est décrit plus en détail à l'Annexe A. Les prévisions mensuelles, de pair avec la production réelle et la production prévue à la station météorologique, sont présentées à l'Annexe B, regroupées par région.

## 2.4 Facteurs de perte

Les pertes de production ont été calculées comme étant la différence entre les valeurs de production réelle du parc éolien et de production prévue. Les pertes ont été calculées sur une base mensuelle, et pendant les mois où la production réelle était supérieure à la production prévue, on a supposé pour ces mois que la perte était de zéro.

Les pertes absolues pour les diverses périodes ont été calculées comme suit :

- Perte mensuelle (GWh) = prévision d'énergie mensuelle du parc éolien – production d'énergie mensuelle réelle du parc éolien;
- Perte annuelle (GWh) = somme des pertes mensuelles (mai à avril);
- Perte estivale (GWh) = somme des pertes mensuelles (mai à octobre);

- Perte hivernale (GWh) = somme des pertes mensuelles (novembre à avril)

Dans cette évaluation, on utilise le terme « perte en climat froid » afin d'indiquer les pertes additionnelles subies pendant la période hivernale par rapport à la période de référence estivale, et on les a calculées en soustrayant les pertes estivales des pertes hivernales :

- Perte en climat froid (GWh) = perte hivernale (GWh) – perte estivale (GWh)

Les facteurs de perte, exprimés selon un pourcentage, ont ensuite été calculés comme suit :

- Facteur de perte annuelle = perte annuelle/prévision d'énergie annuelle × 100 %
- Facteur de perte estivale = perte estivale/prévision estivale × 100 %
- Facteur de perte hivernale = perte hivernale/prévision hivernale × 100 %
- Facteur de perte en climat froid = facteur de perte hivernale – facteur de perte estivale

où les prévisions annuelles, estivales et hivernales étant la somme des prévisions mensuelles pendant les périodes annuelles, estivales et hivernales, respectivement.

### 3. Résultats et discussion

Les résultats sont présentés dans deux sous-sections. La première sous-section consiste en une comparaison des pertes de production pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude. Dans la deuxième sous-section, ces résultats sont normalisés en fonction de la puissance installée, puis extrapolés à la totalité du parc éolien national. On donne également une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GHG) et des pertes financières associées aux pertes de production découlant du fonctionnement en climat froid.

#### 3.1 Parcs éoliens du groupe à l'étude

Les pertes absolues des parcs éoliens du groupe à l'étude ont été calculées selon la méthode décrite à la section 2.4. La Figure 1 représente les pertes pendant les périodes estivales et la Figure 2 représente les pertes pendant les périodes hivernales. Les pertes pour chaque année de la période de l'étude, de même que les pertes moyennes sur six ans, sont données pour chaque région. Les résultats indiquent une différence importante entre les pertes estivales et les pertes hivernales. Même si les pertes estivales dépassaient à l'occasion les pertes hivernales pour une région ou une année donnée, dans la majorité des cas, les pertes hivernales étaient supérieures aux pertes estivales. Pour la moyenne des six années, chaque région, sauf celle de l'Alberta/du Manitoba, a présenté des pertes hivernales considérablement supérieures aux pertes estivales.

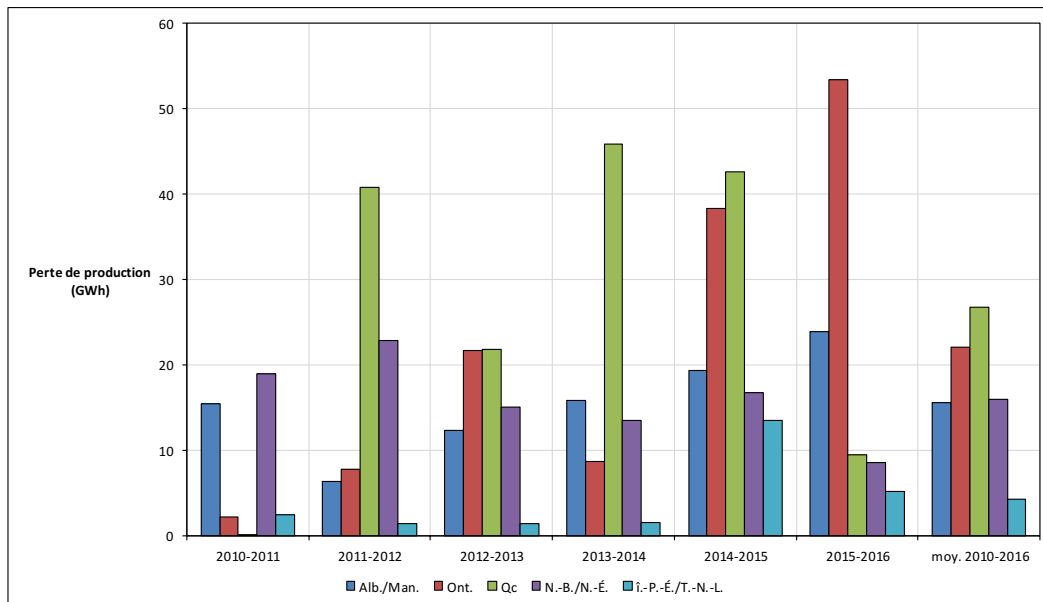
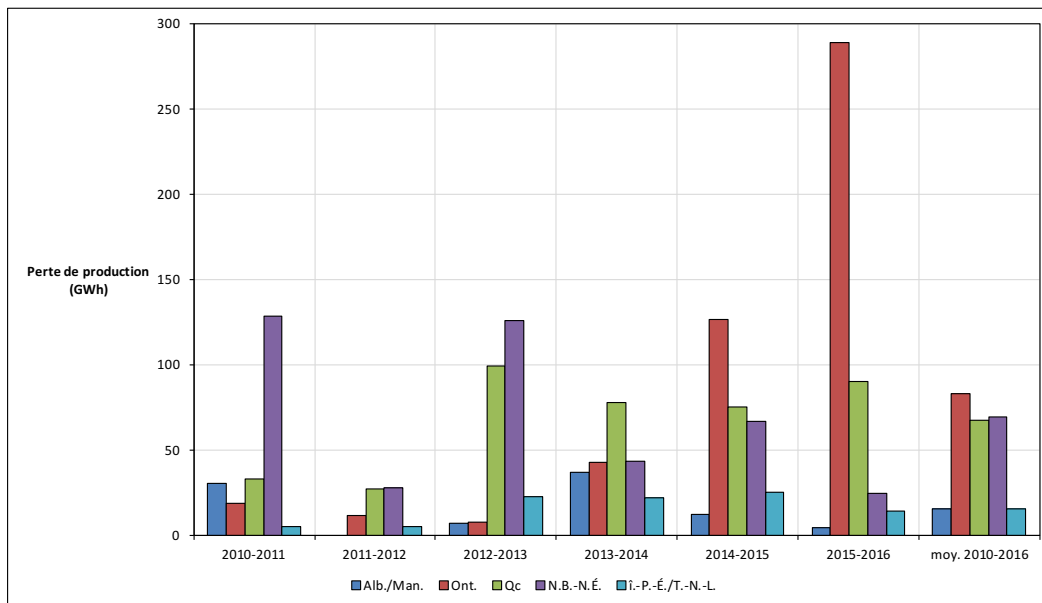


Figure 1 : Pertes de production pendant la période estivale, en GWh, pour les parcs éoliens du groupe à l'étude, regroupées par région.

Alors que les pertes ont fluctué d’une année à l’autre dans la plupart des régions, une forte tendance à la hausse a été observée pour les pertes hivernales en Ontario de 2013 à 2016. Les pertes estivales ont également présenté une tendance à la hausse pendant cette période, bien que ce soit dans une moindre mesure. Selon l’Independent Electricity System Operator (IESO) de l’Ontario, la répartition économique (réduction de la consommation) des parcs éoliens raccordés au réseau de transport en Ontario a commencé en septembre 2013 [10], ce qui coïncide avec le début de la période d’augmentation des pertes observée en Ontario, et observée à la Figure 2. Cette tendance à la hausse des pertes calculées inclut probablement ce changement pour la répartition des parcs éoliens de l’Ontario raccordés au réseau de transport, ce qui a entraîné une réduction de la consommation des parcs éoliens de l’Ontario, et donc des pertes supérieures à ce qui était prévu. Malgré cette observation, il faut faire davantage de recherche afin d’estimer l’apport relatif des pertes associées à la répartition économique pour les parcs éoliens de l’Ontario, par rapport aux pertes dues au climat froid, ainsi que pour les pertes de production d’énergie dues à d’autres sources.

Afin de souligner la différence entre les pertes hivernales et estivales, les pertes en climat froid sont tracées à la Figure 3. Les pertes en climat froid représentent les pertes additionnelles connues pendant les périodes hivernales par rapport à la période de référence estivale ou, autrement dit, les pertes qui pourraient être évitées si on améliorait le rendement en hiver de manière à parvenir au même niveau de rendement qu’en été.

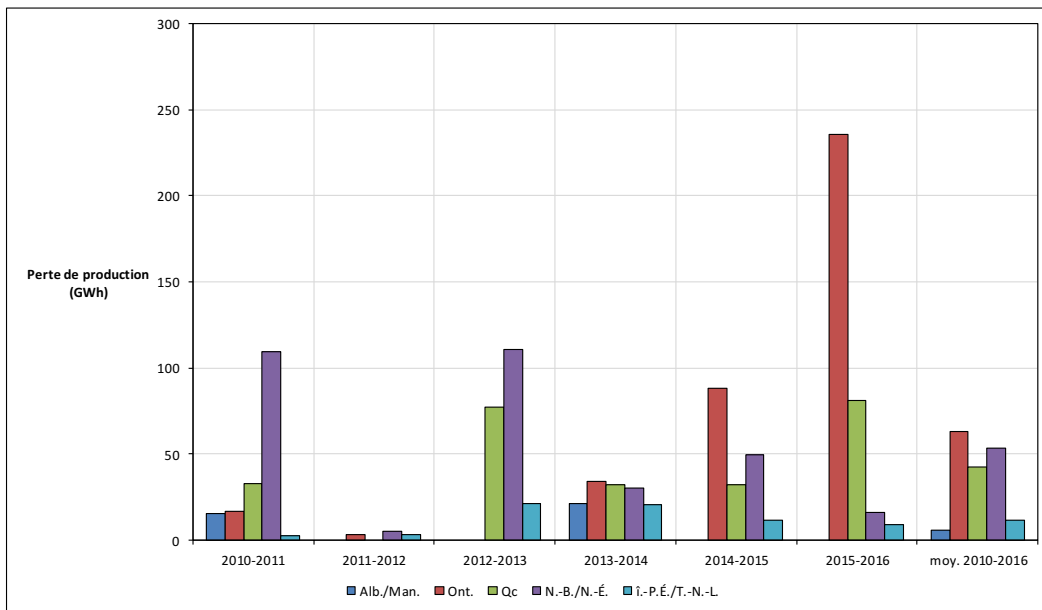


**Figure 2 : Pertes de production pendant la période hivernale, en GWh, pour les parcs éoliens du groupe à l’étude, regroupées par région.**

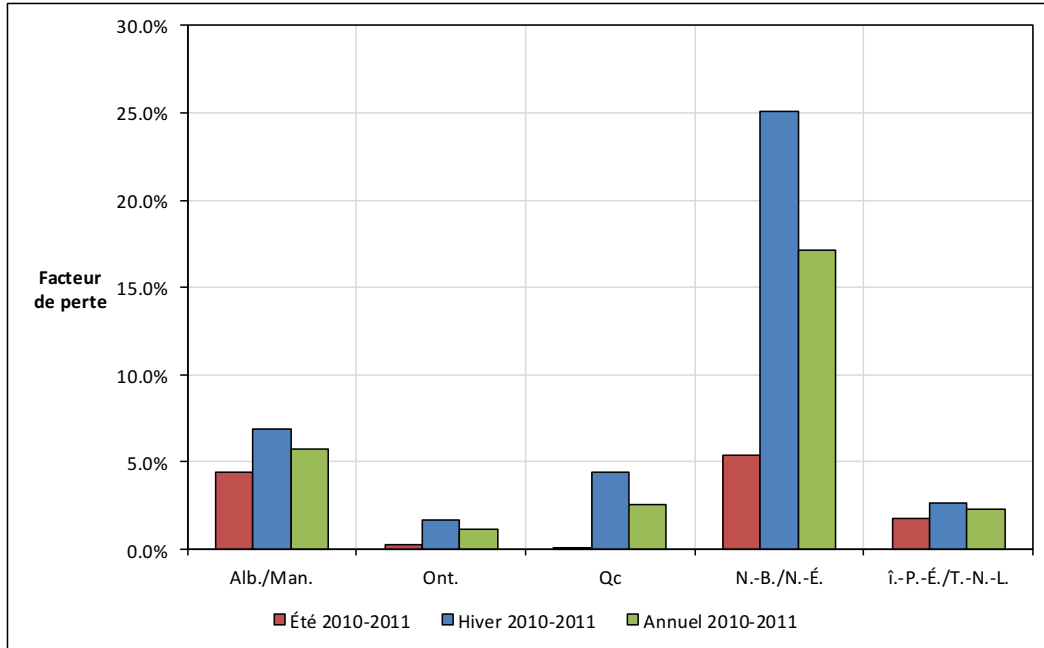
La présentation des pertes en termes absolus, comme aux figures 1 à 3, permet de souligner l’importance des différences de perte d’énergie entre les périodes hivernales et estivales. Cependant, afin de comparer les pertes pour l’ensemble des régions, qui ont une puissance installée d’énergie éolienne différente de ce qui est représenté dans l’étude, il est plus approprié d’exprimer les résultats selon les facteurs de perte définis à la section 2.4. Les figures 4 à 9 présentent les facteurs de pertes estivales, annuelles et

hivernales, regroupées par région pour les six périodes d'un an étudiées, en commençant par la période de mai 2010 à avril 2011, exprimés en pourcentages selon les méthodes décrites à la section 2.4. Alors que certaines régions ont connu des pertes hivernales élevées certaines années (c.-à-d., N.-B./N.-É en 2010-2011 et 2012-2013, Î.-P.-É./T.-N.-L. en 2013-2014, Ont. en 2015-2016), on y a observé des pertes hivernales relativement faibles d'autres années.

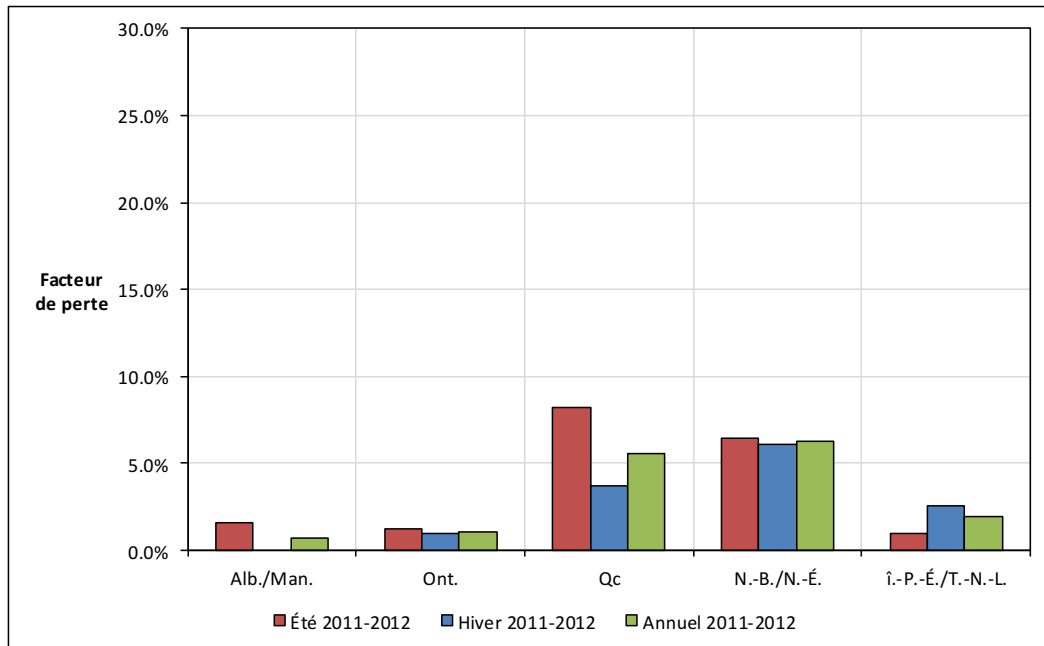
Les facteurs de pertes les plus faibles ont été constatés durant l'année d'étude 2011-2012, les facteurs de pertes hivernales pour l'ensemble des cinq régions ayant alors varié entre 0 p. 100 et 6 p. 100. Cette même année, quatre des cinq régions ont eu des facteurs de pertes estivales supérieurs aux facteurs de pertes hivernales. Cela donne à penser que des facteurs comme la maintenance, les pannes de courant ou la réduction de la consommation ont eu un effet plus important sur le rendement du parc éolien pendant cette période que les pertes liées au fonctionnement en climat froid. Pour la plupart des autres périodes, le facteur de perte hivernale était supérieur au facteur de perte estivale pour chaque région, sauf l'Alberta/le Manitoba, de façon semblable aux résultats obtenus pour les pertes absolues.



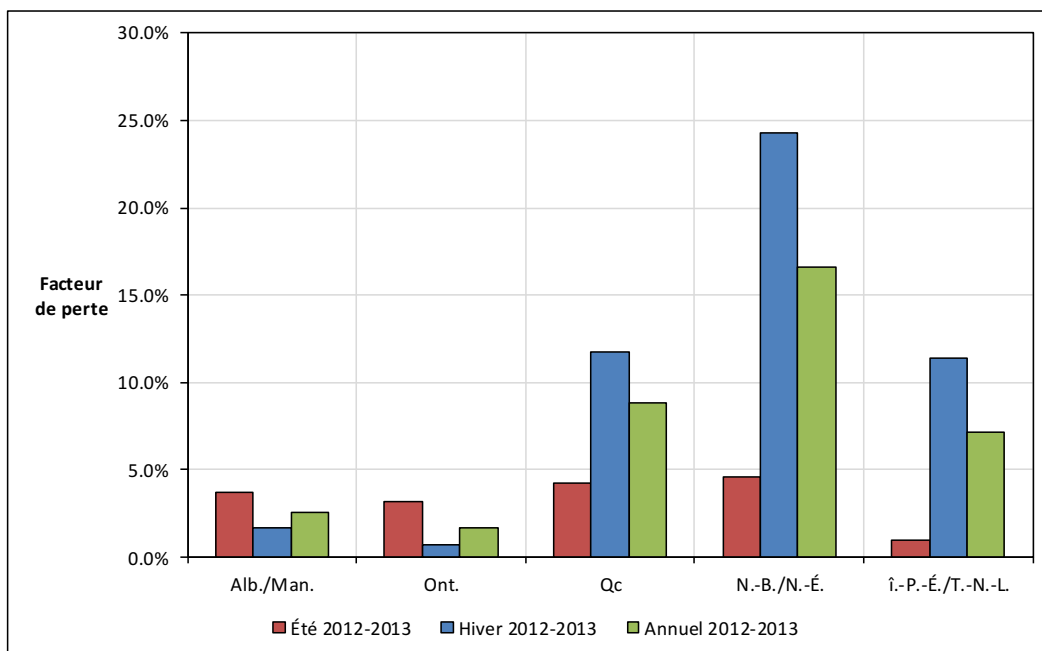
**Figure 3 : Pertes en climat froid, en GWh, pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude, regroupées par région.**



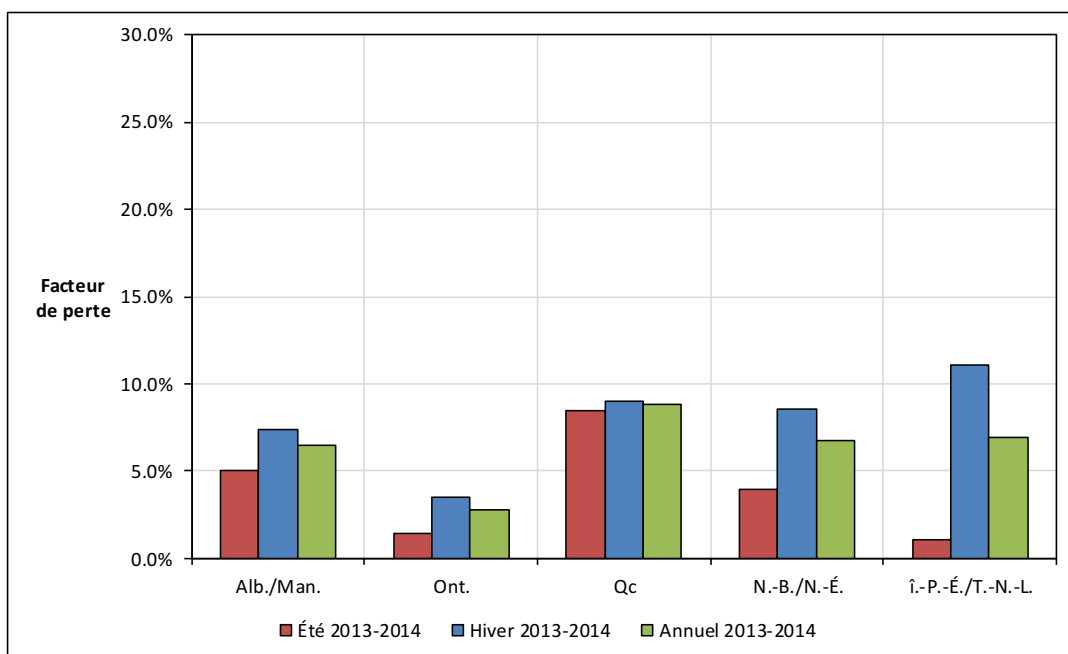
**Figure 4. Facteurs de perte regroupés par région, 2010-2011.**



**Figure 5. Facteurs de perte regroupés par région, 2011-2012.**

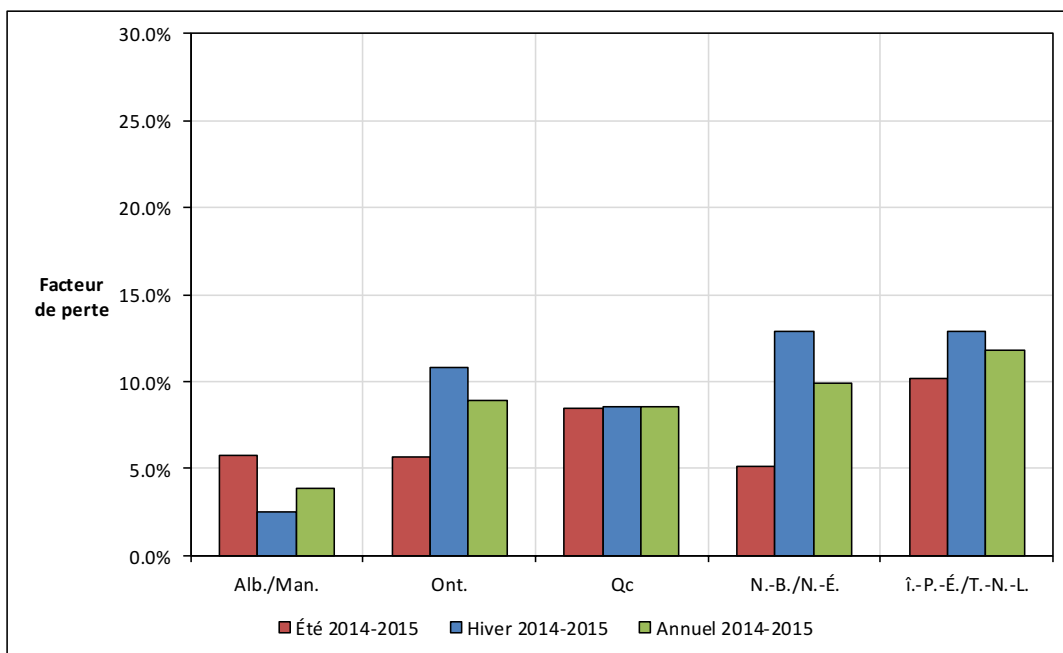


**Figure 6. Facteurs de perte regroupés par région, 2012-2013.**

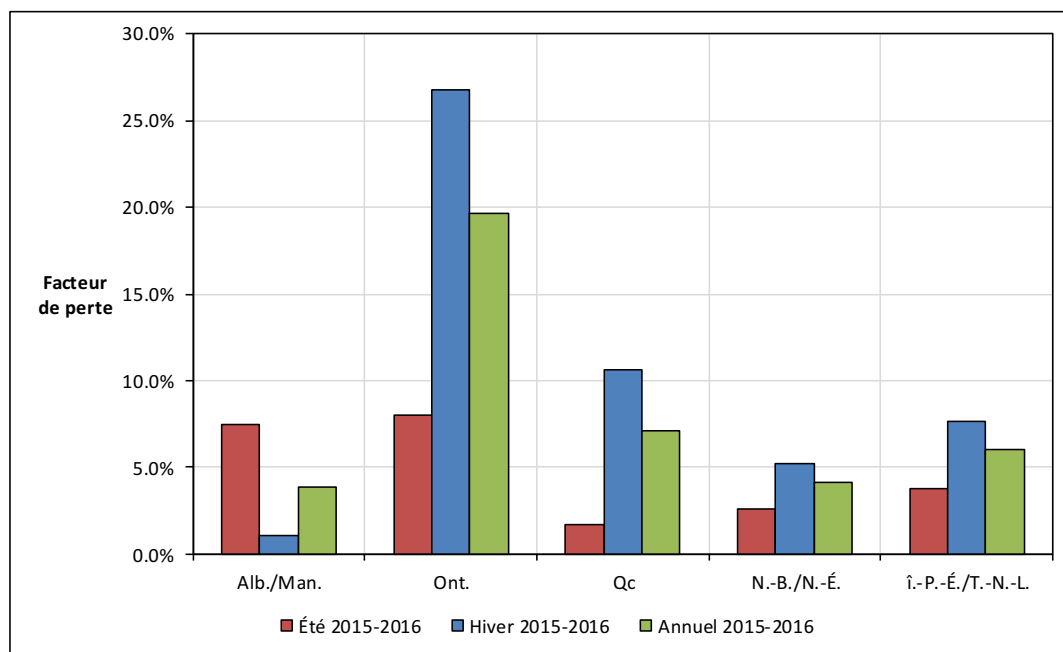


**Figure 7. Facteurs de perte regroupés par région, 2013-2014.**





**Figure 8. Facteurs de perte regroupés par région, 2014-2015.**

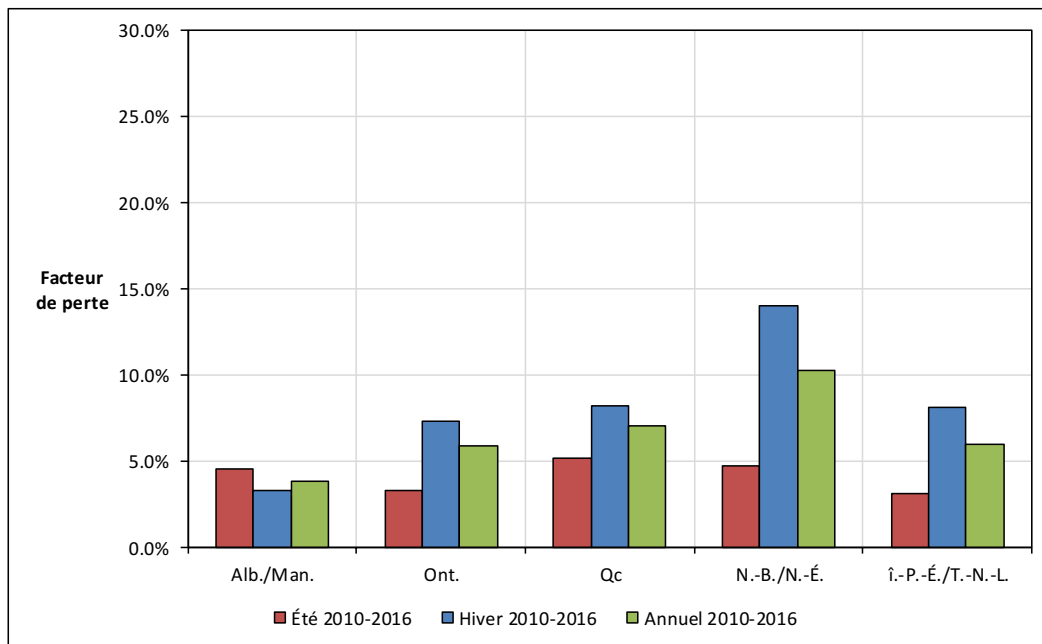


**Figure 9. Facteurs de perte regroupés par région, 2015-2016.**

Une tendance constante se dessine lorsqu'on établit la moyenne des pertes pour les six ans de l'étude, comme l'illustre la Figure 10. Pendant cette période, toutes les régions, sauf le Manitoba/l'Alberta, ont connu des pertes considérablement plus élevées en hiver qu'en été. La région Nouvelle-Écosse/Nouveau-Brunswick présentait le facteur de perte hivernale annuel moyen le plus élevé (14,0 p. 100) et le facteur de perte en climat froid le plus élevé (9,3 p. 100), lequel est défini comme étant la différence entre les facteurs de perte en périodes hivernale et estivale. L'Île-du-Prince-Édouard/Terre-Neuve-et-Labrador, l'Ontario et le Québec ont connu des facteurs de perte en climat

froid de 5,0 p. 100, 4,0 p. 100 et 3,1 p. 100, respectivement, tandis que le facteur moyen de perte en climat froid le plus bas (-1,3 p. 100) a été observé au Manitoba/en Alberta, ce qui indique qu'en moyenne les pertes durant la période estivale étaient légèrement supérieures aux pertes durant la période hivernale pour cette région. D'après ces résultats, les parcs éoliens de l'est et du centre du Canada auraient en moyenne tendance à connaître des manques (pertes) de production supérieurs en hiver par rapport à l'été.

Lorsque les pertes sont présentées par année, selon une moyenne pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude (Figure 11), cinq des six années affichaient des facteurs de pertes hivernales supérieurs par rapport aux facteurs de pertes estivales. Le facteur de perte hivernale moyen pour l'ensemble des 23 parcs éoliens, établi selon une moyenne pour la période de 2010 à 2016, a été de 8,1 p. 100, comparativement à un facteur de perte estivale moyen de 4,2 p. 100. Cela indique que parmi les 23 parcs éoliens étudiés, le facteur de perte moyen en climat froid était de 3,9 p. 100.



**Figure 10. Facteurs de perte regroupés par région, moyenne pour 2010 à 2016.**

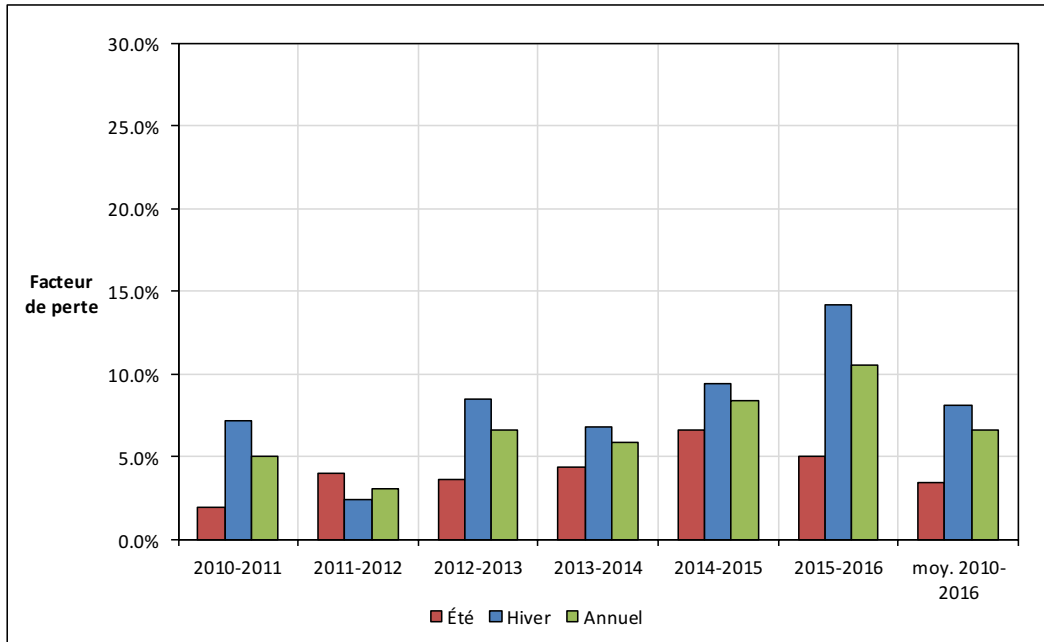


Figure 11. Facteurs de perte par année, pour tous les parcs éoliens du groupe à l'étude.

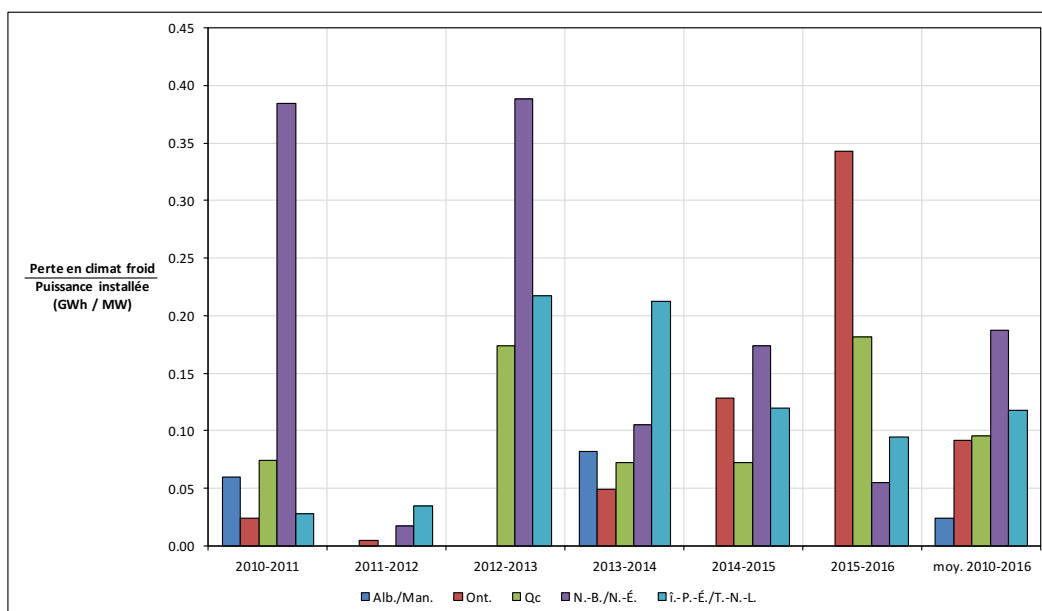
## 3.2 Extrapolation des résultats de l'étude au parc éolien canadien

Une autre façon de comparer les pertes pour l'ensemble des régions consiste à normaliser les pertes en climat froid des parcs éoliens du groupe à l'étude selon la puissance installée d'énergie éolienne représentée par ce groupe (voir le Tableau 1). Cette approche constitue également une façon pratique de tenir compte de la puissance installée changeante pendant la période de l'étude, car partout au Canada la puissance installée a augmenté de 174 p. 100 entre 2010 et 2016, comme le montre l'annexe C.

En utilisant le résultat normalisé, et en supposant que les pertes des parcs éoliens du groupe à l'étude sont représentatives de celles des autres parcs éoliens de la région, on peut alors estimer les pertes pour l'ensemble du pays en fonction de la puissance totale installée pour une région donnée. Dans les sections qui suivent, on présente les résultats normalisés et extrapolés en ce qui concerne les pertes d'énergie, les émissions de GES et les pertes financières associées au fonctionnement en climat froid.

### 3.2.1 Pertes d'énergie

Les pertes d'énergie normalisées pour les parcs éoliens du groupe à l'étude sont illustrées à la Figure 12. Selon la moyenne établie pour 2010 à 2016, les pertes normalisées ont été les plus élevées pour la région N.-B./N.-É. (0,19 GWh/MW), tandis que les pertes normalisées les plus basses ont été observées pour la région AB/MB (0,024 GWh/MW). La moyenne pondérée selon la puissance installée pour toutes les régions était de 0,10 GWh/MW. Ces valeurs sont représentées au Tableau 2.



**Figure 12. Pertes d'énergie en climat froid, normalisées selon la puissance installée d'énergie éolienne pour chaque région du groupe à l'étude.**

On a alors obtenu une estimation grossière des pertes annuelles en climat froid pour tout le pays en multipliant les pertes d'énergie normalisées et moyennées dans le temps par la puissance installée totale de chaque région en décembre 2015 (voir le Tableau 1). Ces résultats sont donnés dans la colonne de droite du Tableau 2. On estime que la perte d'énergie annuelle moyenne due au fonctionnement en climat froid dans l'ensemble du Canada est d'environ 959 GWh. L'Ontario et le Québec, dont la puissance installée est la plus élevée, présentaient les plus importantes pertes annuelles estimées parmi les régions, soit 399 et 312 GWh, respectivement.

Les parcs éoliens en exploitation dans les 10 provinces en décembre 2015, représentant environ 11 196 MW, ont été inclus dans l'extrapolation. Les parcs éoliens prévus ou en construction n'ont pas été inclus. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan, bien qu'elles ne soient pas représentées dans le groupe à l'étude, ont été combinées à l'Alberta et au Manitoba aux fins de l'extrapolation. Même si l'on reconnaît que la Colombie-Britannique en particulier pourrait avoir un climat d'exploitation qui est différent des trois provinces des Prairies, on a supposé pour des raisons pratiques que la Colombie-Britannique aurait la même proportion de pertes en climat froid que ces trois provinces. L'intégration des données des parcs éoliens de la Colombie-Britannique dans cette étude est en prévision d'étapes ultérieures de l'étude d'évaluation du rendement en climat froid. Les parcs éoliens des Territoires n'ont pas été inclus dans l'extrapolation, car ensemble ils ne représentent qu'une puissance installée totale de 10 MW, ils ne sont pas raccordés au réseau de transport, et ils se trouvent dans des environnements d'exploitation très différents de ceux des régions du sud du Canada.

L'extrapolation repose sur l'hypothèse que les pertes observées pour les parcs éoliens de l'étude sont représentatives de la région dans son ensemble. Cette hypothèse n'a pas été rigoureusement validée, et cela dépasse le cadre de la présente étude; par conséquent, les résultats de cette section ne devraient pas être considérés comme étant une prévision exacte des pertes, mais plutôt comme une estimation de l'ampleur du

manque additionnel associé au fonctionnement pendant l'hiver. Cela ne devrait pas être considéré comme une estimation des pertes dues au givrage en soi, car les pertes sont attribuables à de nombreuses raisons, et pas nécessairement uniquement au temps froid.

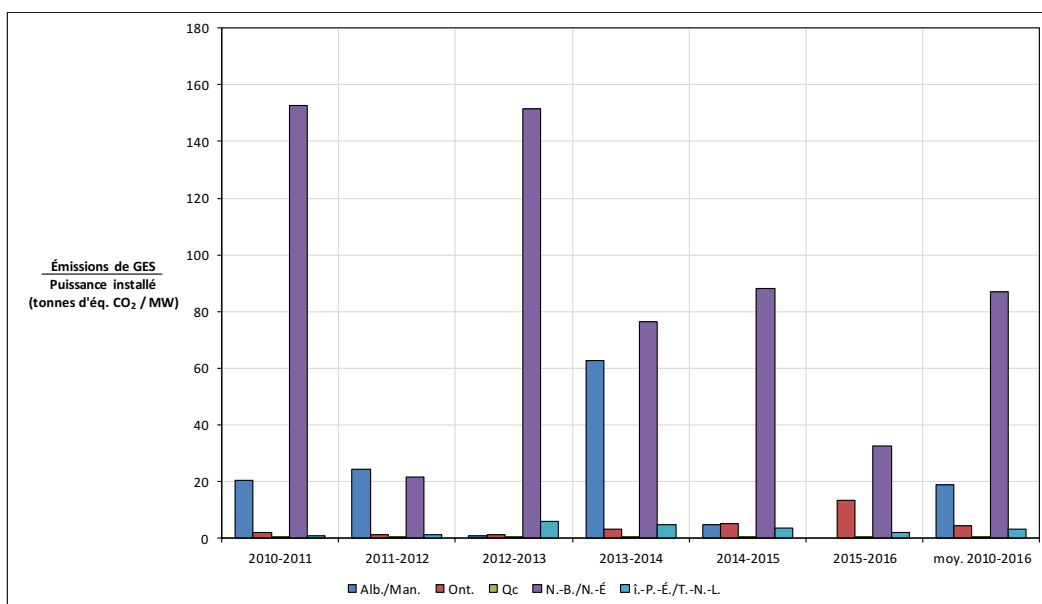
**Tableau 2. Pertes d'énergie en climat froid**

Région	Perte d'énergie annuelle moyenne en climat froid du groupe à l'étude normalisée selon la puissance installée (GWh/MW)	Perte d'énergie annuelle moyenne en climat froid pour l'ensemble du Canada selon la puissance installée en 2015 (GWh)
C.-B./Alb./Sask./Man.	0,024	58
Ont.	0,092	399
Qc	0,096	312
N.-B./N.-É	0,19	158
Î.-P.-É./T.-N.-L.	0,12	31
Moyenne pondérée	0,10	–
Total	–	959

### 3.2.2 Émissions de GES

On a réalisé une estimation des émissions de GES associées aux pertes en climat froid en multipliant les pertes d'énergie dues au climat froid de la Figure 3 par les facteurs d'émissions respectifs pour le réseau provincial. Ces valeurs ont ensuite été normalisées en fonction de la puissance installée des parcs éoliens de l'étude dans chaque région, et les résultats sont donnés à la Figure 13. En moyenne, pour la période entre 2010 et 2016, les émissions normalisées ont été les plus élevées dans la région du Nouveau-Brunswick/de la Nouvelle-Écosse (87,1 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>/MW), suivie de l'Alberta/du Manitoba (18,8 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>/MW). Pour le Québec, dont le facteur d'émissions du réseau est très faible, l'estimation des GES y était également très faible, comme on s'y attendait. La moyenne pondérée en fonction de la puissance installée pour toutes les régions a été de 18,6 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub>/MW. Ces valeurs sont présentées au Tableau 3.

Le même ensemble de facteurs d'émissions du réseau, utilisant les plus récentes données disponibles en date de 2014, a été utilisé pour chaque année indiquée à la Figure 13, même si le facteur d'émissions du réseau a changé pour certaines provinces pendant la période de l'étude. Ainsi, on peut établir une comparaison entre les régions relativement aux émissions de GES découlant des pertes en climat froid sans ajouter une autre variable. Une description plus poussée des facteurs d'émissions établis pour les réseaux est présentée à l'Annexe C.



**Figure 13. Émissions de GES découlant des pertes en climat froid, normalisées selon la puissance installée pour une région et une année données.**

Les émissions normalisées ont ensuite été extrapolées à l'ensemble du pays en fonction de la puissance installée dans chaque région. Ces valeurs, indiquées à la colonne de droite du Tableau 3, représentent les émissions de GES qui pourraient être évitées si on améliorait le rendement des parcs éoliens en hiver au point où les pertes connues pendant les périodes hivernales correspondent à celles des périodes estivales.

Les résultats indiquent que les pertes en climat froid dans l'ensemble du pays représentent une quantité d'émissions de GES de 140 kt d'éq. CO<sub>2</sub> par année. Cela représente l'équivalent des émissions annuelles produites par environ 32 000 voitures de tourisme canadiennes de taille moyenne [11]. La majeure partie de ces émissions (73,6 kt) sont au Nouveau-Brunswick/en Nouvelle-Écosse, en raison des pertes hivernales élevées et des facteurs d'intensité d'émissions de GES du réseau modérément élevés. Selon les estimations, les émissions de GES annuelles des provinces de l'Ouest (C.B./Alb./Sask./Man.) et de l'Ontario sont de 46,4 et 18,6 kt d'éq. CO<sub>2</sub>, respectivement. Étant donné le très faible facteur d'émissions du Québec, et la quantité relativement faible de production d'énergie éolienne à l'Île-du-Prince-Édouard/Terre-Neuve-et-Labrador, les estimations d'émissions de GES associées aux pertes de production en hiver sont très faibles dans ces régions, comme on s'y attendait.

**Tableau 3. Émissions de GES dues aux pertes en climat froid**

Région	Émissions de GES annuelles moyennes du groupe à l'étude normalisées selon la puissance installée (tonnes d'éq. CO <sub>2</sub> /MW)	Émissions de GES annuelles moyennes dues aux pertes en climat froid pour l'ensemble du Canada en utilisant les facteurs d'émissions du réseau de 2014 (kilotonnes d'éq. CO <sub>2</sub> )
C.-B./Alb./Sask./Man.	18,8	46,4
Ont.	4,3	18,6
Qc	0,3	0,8
(N.-B./N.-É.)	87,1	73,6
Î.-P.-É./T.-N.-L.	3,0	0,8
Moyenne pondérée	18,6	–
Total	–	140,2

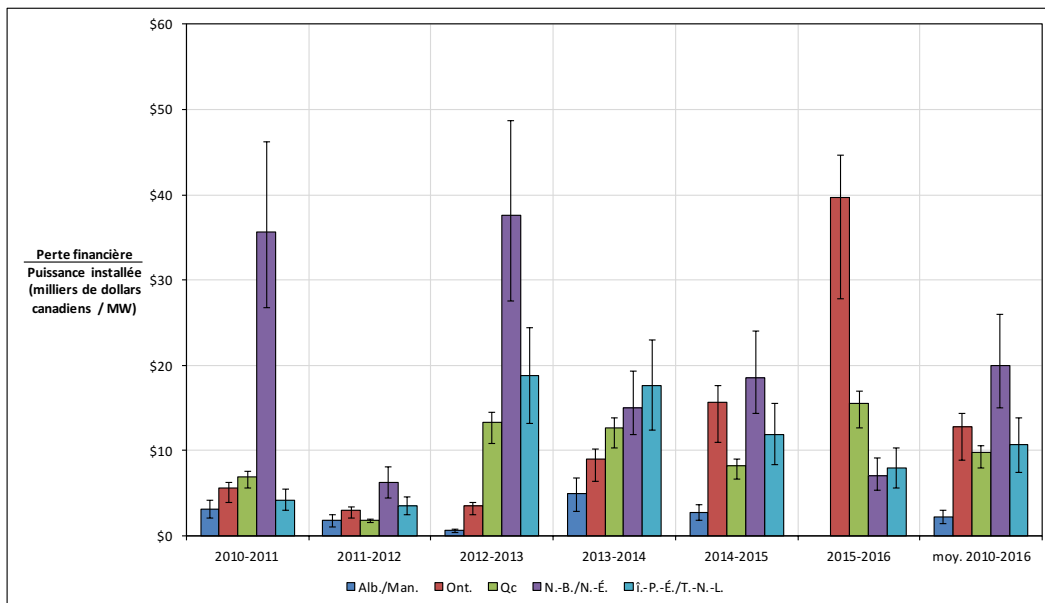
L'estimation des émissions de GES repose sur l'hypothèse que l'augmentation de la production d'énergie éolienne peut être utilisée par le réseau d'électricité régional et, en outre, que cette production additionnelle a une intensité d'émissions de zéro et permet de remplacer une quantité équivalente de production d'énergie existante par une intensité d'émissions de GES égale à l'intensité de GES moyenne du réseau pour la province où se fait la nouvelle production d'énergie éolienne. La validation de ces hypothèses nécessiterait une analyse détaillée des divers réseaux électriques régionaux, ainsi que de la répartition économique et de sécurité limitée des diverses sources de production en fonction de la charge horaire (ou subhoraire), du prix du marché de gros/marginal, des contraintes de transport, des exportations et d'autres facteurs qui, collectivement, déterminent l'ordre de répartition de la production et, par conséquent, le profil d'émissions, pour chaque cas. En raison de la complexité que cela représente, cet exercice n'a pas été réalisé dans le cadre de la présente évaluation, et les résultats ne visent donc qu'à donner un certain aperçu de l'effet des pertes en climat froid en ce qui a trait au potentiel de réduction des émissions de GES.

### 3.2.3 Pertes financières

Les pertes financières découlant des pertes en climat froid ont été calculées en multipliant les pertes d'énergie en climat froid de la figure 3 par le montant versé aux propriétaires de parcs éoliens par unité d'électricité vendue. Ces tarifs, déterminés par l'entremise d'accords d'achat d'énergie, varient selon la province et diffèrent souvent au sein d'une même province, car les parcs éoliens ont été raccordés au réseau sur plusieurs années en vertu d'accords d'achat d'énergie différents. Aux fins de la présente évaluation, on a établi un éventail d'estimations relativement aux pertes financières en appliquant un tarif nominal, élevé et bas pour chaque province. Le résumé des divers tarifs utilisés pour cette évaluation et la description de la façon dont les tarifs ont été déterminés sont donnés à l'Annexe C.

La figure 14 illustre les pertes financières estimées dues aux pertes en climat froid, normalisées selon la puissance installée, par région et par année. Ces pertes représentent les revenus additionnels qu’auraient pu obtenir les propriétaires des parcs éoliens de l’ensemble du pays si les pertes de la période hivernale avaient été réduites au même niveau que les pertes de la période estivale. Les colonnes servent à illustrer l’estimation établie en utilisant le tarif nominal, tandis que les barres d’erreur supérieure et inférieure indiquent les résultats en utilisant un tarif élevé ou bas, respectivement.

En moyenne, pour la période entre 2010 et 2016, les pertes financières normalisées les plus élevées dues au fonctionnement en climat froid pour le groupe à l’étude ont été observées au Nouveau-Brunswick/en Nouvelle-Écosse (20 000 \$/MW). Les pertes financières moyennes pour l’Ontario, le Québec et l’Île-du-Prince-Édouard/Terre-Neuve-et-Labrador étaient entre 10 000 \$ et 13 000 \$/MW. La moyenne pondérée selon la puissance installée pour toutes les régions a été de 11 500 \$/MW. La valeur moyenne des pertes financières entre 2010 et 2016 est donnée au Tableau 4.



**Figure 14. Pertes financières découlant des pertes en climat froid, normalisées selon la puissance installée pour une région et une année données.**

Les pertes financières représentées ne constituent qu’une estimation et aucune garantie ne peut être donnée quant à l’exactitude, en particulier en raison du fait que les détails des accords d’achat d’énergie ne sont pas rendus publics. Les barres d’erreur visent à indiquer la plage de possibilités en fonction de l’information connue. Le calcul de la perte financière repose sur l’hypothèse que toute l’énergie additionnelle produite est vendue au réseau au tarif indiqué à l’Annexe C. En outre, les pertes d’énergie ont été entièrement converties en pertes financières selon un tarif fixe, peu importe la source de la perte. Par exemple, il est courant pour les exploitants de parcs éoliens de recevoir une compensation de l’exploitant du réseau d’électricité dans les cas de réduction de la consommation d’énergie due aux exigences de la répartition centralisée. Cependant, ces montants ne sont pas disponibles sur-le-champ et n’ont donc pas été appliqués dans



cette évaluation. Des travaux plus approfondis sont nécessaires afin d'établir la répartition des diverses sources de pertes, y compris la réduction de la consommation.

L'extrapolation des résultats du groupe à l'étude en fonction de la puissance installée à la fin de 2015, en utilisant le tarif nominal pour chaque province, a permis de faire une estimation des pertes financières annuelles attribuables au fonctionnement en climat froid pour l'ensemble du pays d'environ 113 millions de dollars. La majorité des pertes ont été en Ontario (56 millions \$) et au Québec (32 millions \$), suivies du Nouveau-Brunswick/de la Nouvelle-Écosse (17 millions \$). Les pertes dans les Prairies et à l'Île-du-Prince-Édouard/Terre-Neuve-et-Labrador totalisaient environ 8 millions \$. Les résultats extrapolés sont indiqués dans la colonne de droite du Tableau 4.

**Tableau 4. Pertes financières annuelles découlant des pertes en climat froid, estimation selon le tarif nominal**

Région	Perte financière annuelle moyenne du groupe à l'étude normalisée selon la puissance installée (milliers \$ CA/MW)	Perte financière annuelle moyenne pour l'ensemble du Canada, estimation selon le tarif nominal (millions \$ CA)
C.-B./Alb./Sask./Man.	2,2	5,5
Ont.	12,7	55,6
Qc	9,7	31,8
N.-B./N.-É.	20,0	16,9
Î.-P.-É./T.-N.-L.	10,7	2,8
Moyenne pondérée	11,5	–
Total	–	113

## 4. Conclusions

---

Une évaluation de la production d'énergie éolienne a été réalisée pour 23 parcs éoliens répartis dans l'ensemble du Canada au cours de la période de 2010 à 2016. Les pertes de production d'énergie éolienne ont été estimées comme étant la différence entre la production réelle du parc éolien indiquée par les propriétaires des parcs éoliens dans le cadre des programmes EPÉE et écoÉÉR de RNCAN, et la production d'énergie éolienne prévue estimée à l'aide des données de vent locales provenant des stations météorologiques d'Environnement Canada situées à proximité et des courbes de puissance propres aux éoliennes.

Même si les pertes de production ont varié d'une année à l'autre et d'une région à l'autre, lorsqu'on établit une moyenne sur la période de six ans de l'étude, on constate l'importance de l'effet saisonnier sur la production d'énergie des parcs éoliens. Pour quatre des cinq régions étudiées, le facteur de perte de production pendant les mois d'hiver a été considérablement supérieur à celui des mois d'été.

Pendant la période de six ans s'étendant de mai 2010 à avril 2016, le facteur de perte en climat froid, c.-à-d., le manque moyen de production additionnelle dû au fonctionnement en hiver par rapport à la base de référence de la production estivale, a été de 3,9 p. 100 pour les 23 parcs éoliens du groupe à l'étude. La région du Nouveau-Brunswick/de la Nouvelle-Écosse a connu le facteur de perte en climat froid le plus élevé des cinq régions (9,3 p. 100), tandis que la région de l'Alberta/du Manitoba a eu le plus faible (-1,3 p. 100). Les régions de l'Ontario, du Québec, et de l'Île-du-Prince-Édouard/Terre-Neuve-et-Labrador ont chacune connu des pertes modérées de 4,0 p. 100, 3,1 p. 100 et 5,0 p. 100, respectivement.

Sur une base normalisée, la moyenne pondérée des pertes d'énergie en climat froid pour les parcs éoliens de l'étude dans l'ensemble des cinq régions pendant la période de six ans de l'étude a été de 0,10 GWh par MW de puissance installée. La perte normalisée la plus élevée a été observée dans la région Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse (0,19 GWh/MW).

L'extrapolation des résultats des parcs éoliens du groupe à l'étude à l'ensemble du parc éolien canadien, en fonction de la puissance installée à la fin de 2015, a donné une perte d'énergie annuelle moyenne estimée à 959 GWh attribuable au fonctionnement en climat froid. L'amélioration de la fiabilité de la production d'énergie des éoliennes pendant les mois d'hiver permettra de réduire la nécessité d'utiliser d'autres sources d'électricité à forte intensité de carbone. On estime que les émissions de GES associées aux pertes en climat froid pour les parcs éoliens canadiens sont de 140 kt d'éq. CO<sub>2</sub> par année, ou 18,6 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> par MW de puissance installée.

L'amélioration de la production d'énergie se traduirait également par des revenus additionnels. En diminuant les pertes pendant l'hiver, on pourrait récupérer des revenus additionnels qui seraient autrement perdus en raison du rendement inférieur ou du temps d'arrêt des éoliennes. On a estimé que la perte financière annuelle moyenne

subie par les exploitants de parcs éoliens du Canada due aux pertes d'énergie en climat froid est d'environ 113 millions de dollars par année, dont environ la moitié en Ontario. Les pertes financières annuelles normalisées dans l'ensemble des cinq régions totalisaient 11 500 \$ par MW de puissance installée, la région du Nouveau-Brunswick/de la Nouvelle-Écosse perdant 20 000 \$/MW chaque année. Cela indique qu'il y a un solide potentiel pour des programmes d'atténuation des pertes d'énergie rentables et axés sur les régions.

## 4.1 Limites

La principale limite de cette étude est l'incapacité à déterminer précisément l'importance relative des divers facteurs associés aux pertes de production. Les autres limites comprennent :

- Des lacunes en matière de représentation géographique : les parcs éoliens de certaines provinces, dont la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, n'ont pas été inclus dans l'étude.
- Le faible échantillonnage : cette étude portait sur seulement 23 des 269 parcs éoliens du Canada, ce qui représente 1 769 MW sur une puissance installée de 11 205 MW (16 p. 100); cela contribue à limiter l'étendue selon laquelle on peut généralement appliquer les résultats de l'étude à l'ensemble du pays.
- Le manque de connaissances à savoir pour quelles éoliennes de l'étude des ensembles sont déjà installés en vue du fonctionnement en climat froid; pour ces éoliennes, il pourrait être difficile d'améliorer de façon importante le rendement en hiver.
- L'âge des éoliennes n'a pas été pris en compte. On sait que le rendement des éoliennes diminue avec leur âge. Par exemple, dans une étude on a estimé que la perte de rendement des éoliennes peut se situer entre 1,6 et  $\pm 0,2$  p. 100 par année [12].
- L'intensité de la corrélation entre la production réelle et la production prévue en se basant sur les données de la station météorologique d'Environnement Canada variait considérablement entre les parcs éoliens – on aurait préféré utiliser les données de vitesse du vent obtenues au parc éolien même, mais elles n'étaient pas disponibles pour chacun des sites au moment de l'étude.
- Le manque inhérent de précision des données sur la production des parcs éoliens, lesquelles ne provenaient que des programmes EPÉE et écoÉÉR sur une base mensuelle.

## 4.2 Travaux futurs

Compte tenu de ce qui précède, il est recommandé de faire des recherches plus poussées afin de mieux comprendre l'importance relative des diverses sources de pertes de production. Il pourrait y avoir des études futures en vue d'obtenir des données météorologiques propres au site, d'accroître le nombre de parcs éoliens étudiés, et de réaliser des entrevues avec des exploitants de parcs éoliens afin de prendre en compte d'autres causes possibles de perte de production. Cela pourrait englober, par exemple, la maintenance prévue ou non, les cas de force majeure, les

arrêts forcés, la réduction de la consommation en raison de la répartition centralisée, ou les exigences en vue d'atténuer les décès de chauve-souris.

## 5. Références

---

- [1] Agence internationale de l'énergie. *IEA Wind Technology Collaboration Programme 2015 Annual Report*, 2016.
- [2] Hochart, C., Fortin, G., Perron J. et Ilinca, A. *Wind turbine performance under icing conditions*. *Wind Energy* 11:319–333, 2008.
- [3] Lamraoui, F., Fortin, G., Benoit, R., Perron, J. et Masson, C. *Atmospheric icing impact on wind turbine production*. *Cold Regions Science and Technology* 100:36–49, 2014.
- [4] Lacroix, A. et Tan, M. *Assessment of Wind Energy Penalties due to Cold Climate in Canada*. CanmetÉNERGIE, 2012.
- [5] Canwea. Puissance installée (en décembre 2015). Extrait de : <http://canwea.ca/fr/marches-eoliens/puissance-installee/> (consulté en nov. 2016).
- [6] Rogers, A.L., Rogers J.W. et Manwell, J.F. *Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms*. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 93:243–264, 2005.
- [7] Ressources naturelles Canada. écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable. 2016. Extrait de : <http://www.rncan.gc.ca/ecoaction/14146> (consulté en nov. 2016).
- [8] Ressources naturelles Canada. Programme d'encouragement à la production d'énergie éolienne. 2016. Extrait de : <http://www.rncan.gc.ca/plans-rapports-rendement/rpp/2015-16/17058> (consulté en nov. 2016).
- [9] Gouvernement du Canada. Données historiques. 2016. Extrait de : [http://climat.meteo.gc.ca/historical\\_data/search\\_historic\\_data\\_f.html](http://climat.meteo.gc.ca/historical_data/search_historic_data_f.html) (consulté en nov. 2016).
- [10] Communication personnelle avec un analyste de l'Independent Electricity System Operator (IESO), 10 novembre 2016.
- [11] Ressources naturelles Canada. Les effets des émissions produites par la marche au ralenti. Extrait de : <http://www.rncan.gc.ca/energie/efficacite/collectivites-infrastructures/transports/voitures-camions-legers/ralenti/4416> (consulté en nov. 2016).
- [12] Stafell, I. et Green, R. *How does wind farm performance decline with age?* *Renewable Energy* 66:775–786, 2014.

- [13] Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. *Canadian Renewables Database*.  
[http://edb.rem.sfu.ca/DB\\_renew\\_new/](http://edb.rem.sfu.ca/DB_renew_new/) (consulté en nov. 2016).
- [14] Environnement et Changement climatique Canada. Rapport d'inventaire national 1990-2014 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, Partie 3. 2016.

# 6. Annexe A

---

## 6.1 Production des prévisions d'énergie des parcs éoliens

Afin d'établir les valeurs mensuelles de production prévue sur le site du parc éolien à l'aide de l'approche MCP, on a créé pour chaque parc éolien du groupe à l'étude un diagramme de dispersion de la production réelle du parc éolien (à partir des données EPÉÉ et écoÉÉR) par rapport à la production prévue à l'emplacement de la station météorologique située à proximité (obtenue à l'aide de Windographer™). Pour ces nuages de points, on a utilisé uniquement les données mensuelles de la période d'apprentissage estivale, ce qui a créé une base de référence par rapport à laquelle mesurer la production hivernale.

On a fait une analyse de régression linéaire afin de produire la ligne du meilleur ajustement, obtenant ainsi une relation linéaire entre la production prévue et la production réelle. De cette façon, pour un ensemble donné de données environnementales à une station météorologique à proximité, de pair avec les courbes de puissance propres à une éolienne, on a généré des prévisions mensuelles pour le parc éolien en fonction de son rendement historique.

Un exemple d'ajustement de régression appliqué aux données de la période d'apprentissage pour un échantillon de parc éolien, avec l'équation de la ligne du meilleur ajustement indiqué, est illustré à la figure 15. Statistiquement, les données peuvent être décrites comme étant un échantillon de  $n$  classements de paires  $(x_i, y_i)$ ,  $x_i$  représentant la production mensuelle prévue à la station météorologique et  $y_i$  représentant la production mensuelle réelle du parc éolien. Les valeurs de prévisions mensuelles  $\hat{y}_i$  ont été calculées à l'aide de la pente  $m$  et de la valeur  $b$  du point d'intersection avec  $y$  de la ligne du meilleur ajustement :

$$\hat{y}_i = mx_i + b \quad (1)$$

Afin de donner une représentation exacte des prédictions mensuelles, on a déterminé qu'il était nécessaire d'éliminer un petit nombre de points de données d'une valeur extrême (valeurs aberrantes) qui, si on les laissait isolées, pourraient considérablement biaiser l'équation de la ligne du meilleur ajustement et donner une prévision moins exacte. Les valeurs aberrantes d'un échantillon de parc éolien sont indiquées à la figure 15. On a généralement observé que ces valeurs aberrantes découlaient soit d'une production anormalement faible par rapport au même mois d'autres années, ou des vitesses de vent anormalement faibles entraînant une production réelle très élevée par rapport à la production prévue. Même si ces valeurs aberrantes découlent vraisemblablement d'une question légitime (c.-à-d., cas de maintenance ou défaillances du matériel météorologique), tant qu'on n'aura pas obtenu plus d'information concernant l'exactitude des valeurs aberrantes, on a conclu qu'il fallait les éliminer de

l'analyse. On a appliqué une approche uniforme afin de repérer les valeurs aberrantes de chaque ensemble de données. Les valeurs résiduelles de régression mensuelles  $e_i$  ont été calculées selon :

$$e_i = y_i - \hat{y}_i \quad (2)$$

Les écarts-types  $s_{y/x}$  ont ensuite été calculés pour chaque ensemble de données selon :

$$s_{y/x} = \sqrt{\frac{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}} \quad (3)$$

La valeur résiduelle en tant que fraction de l'écart-type de l'ensemble de données  $e_i/s_{y/x}$  a été calculée pour chaque mois et les valeurs de  $|e_i/s_{y/x}| > 2$  ont été marquées comme étant des valeurs aberrantes et éliminées de l'analyse. La pente, le point d'intersection avec y et l'erreur-type ont ensuite été recalculés à l'aide des points de données restants. Ce processus a été répété pour trois itérations ou jusqu'à ce que toutes les valeurs aberrantes aient été éliminées. Un tracé de l'échantillon de  $e_i/s_{y/x}$  par rapport à la production prévue à la station météorologique, avec les points de données des valeurs aberrantes indiquées, est représenté à la figure 16.

Pour chaque ensemble de données, la valeur R de Pearson a été calculée, laquelle mesure l'intensité de la corrélation entre la production réelle et la production prévue. Les valeurs R étaient généralement relativement élevées, indiquant une forte relation linéaire entre les deux variables, et l'élimination d'autres valeurs aberrantes améliorant ainsi l'intensité de la corrélation. Après l'élimination des valeurs aberrantes, 21 des 23 parcs éoliens avaient des valeurs R supérieures à 0,80.



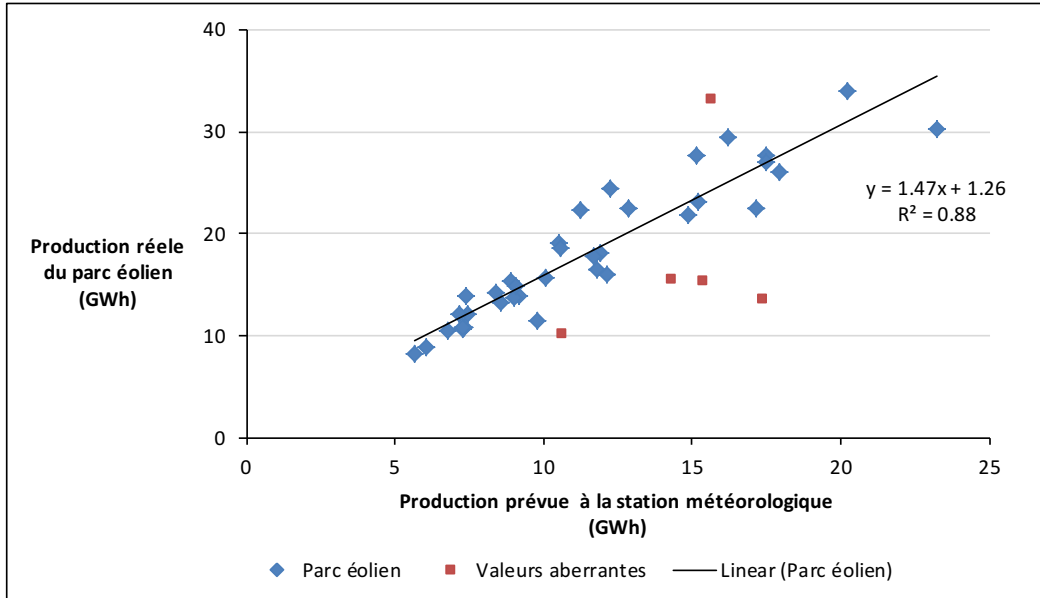


Figure 15. Production réelle (à partir d'EPÉÉ/écoÉÉR) par rapport à la production prévue à la station météorologique pour un échantillon de parc éolien et de données mensuelles.

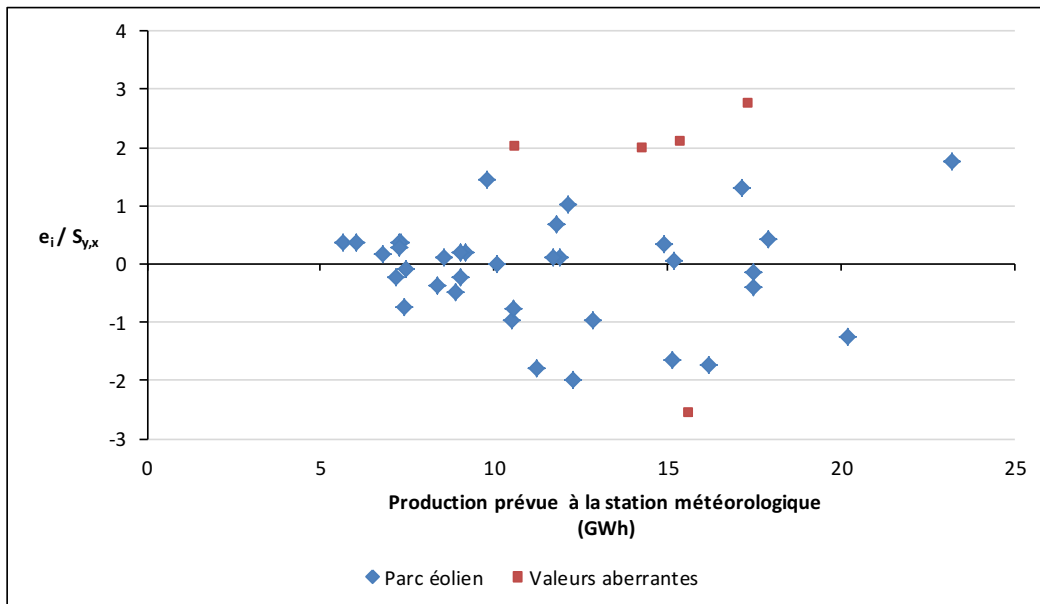
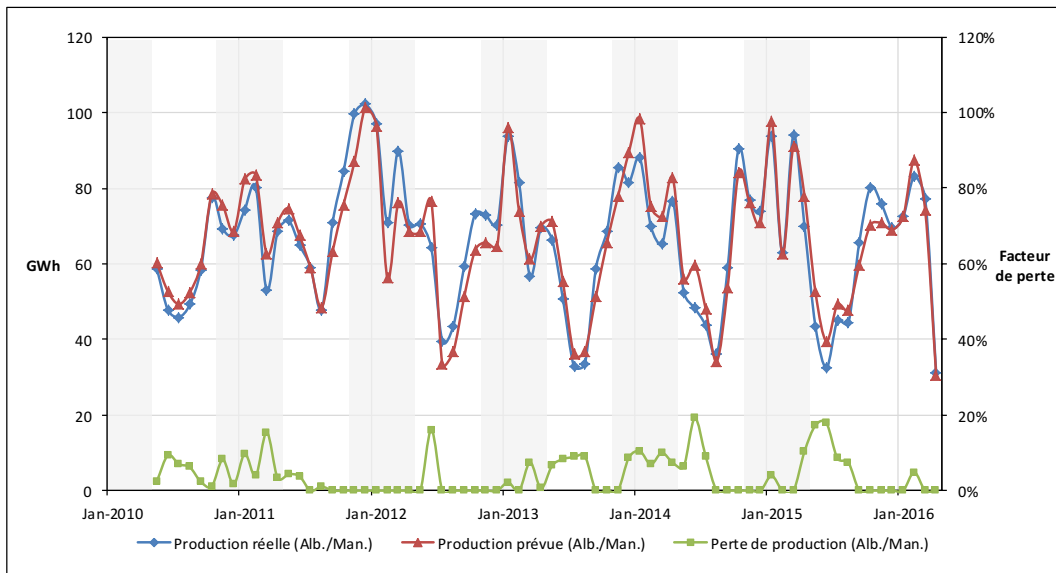


Figure 16. Écart-type de l'analyse de régression des données de production mensuelle pour un échantillon de parc éolien.

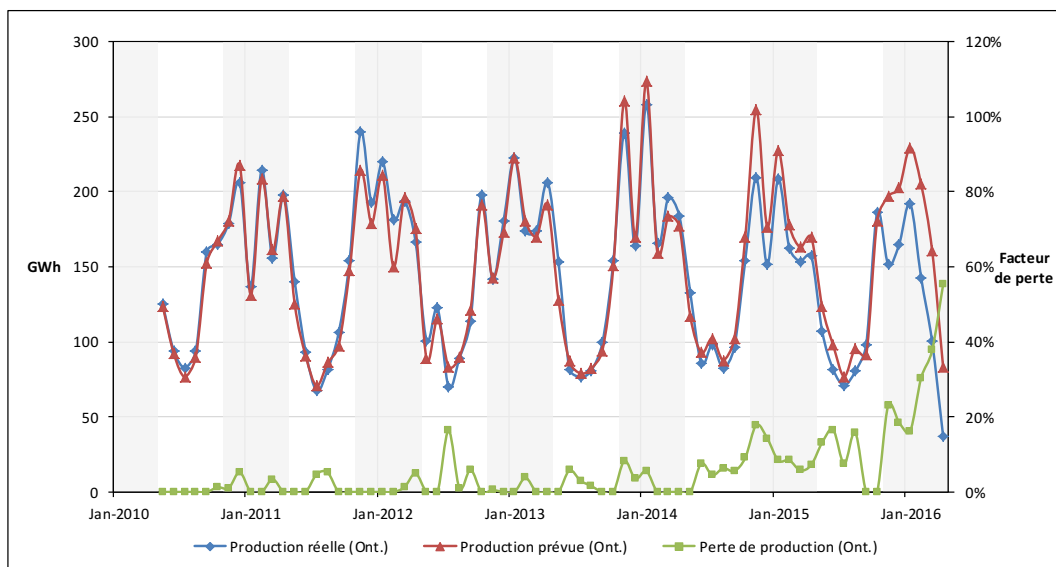
# 7. Annexe B

## 7.1 Production mensuelle globale des parcs éoliens

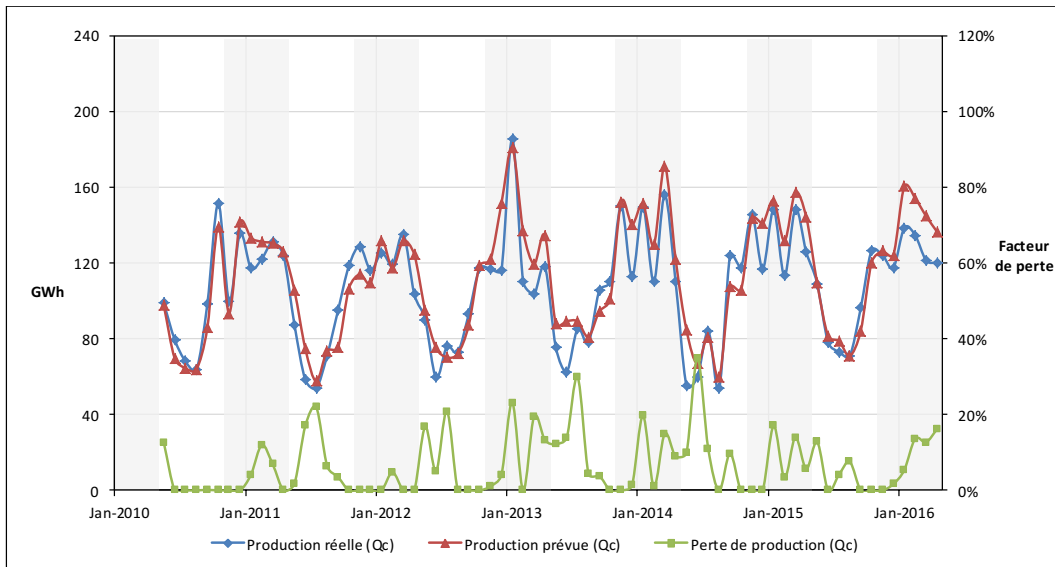
Les figures 17 à 21 montrent les valeurs de production réelle (bleu), de production prévue (rouge) et de facteur de perte (vert) pour chacune des cinq régions de l'étude.



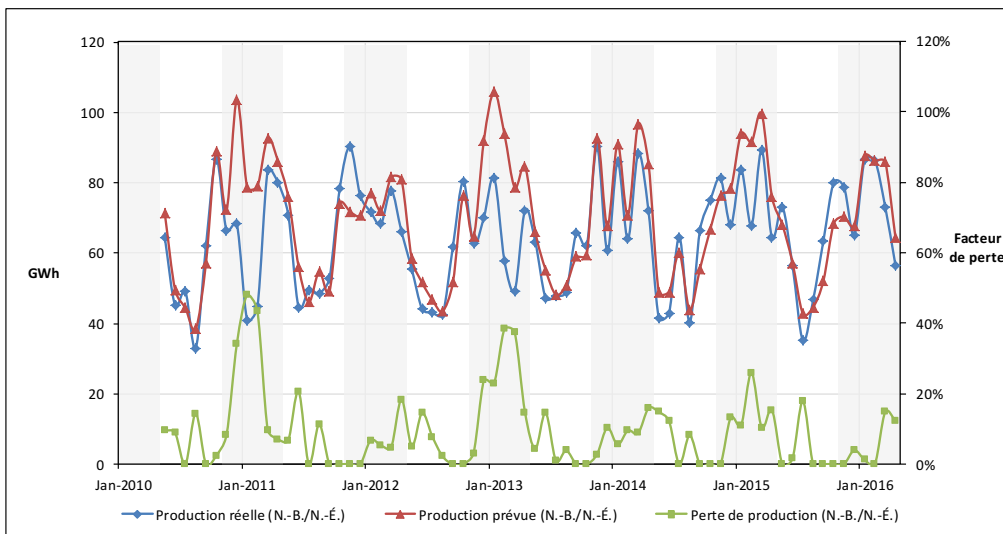
**Figure 17. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Alberta et du Manitoba.**



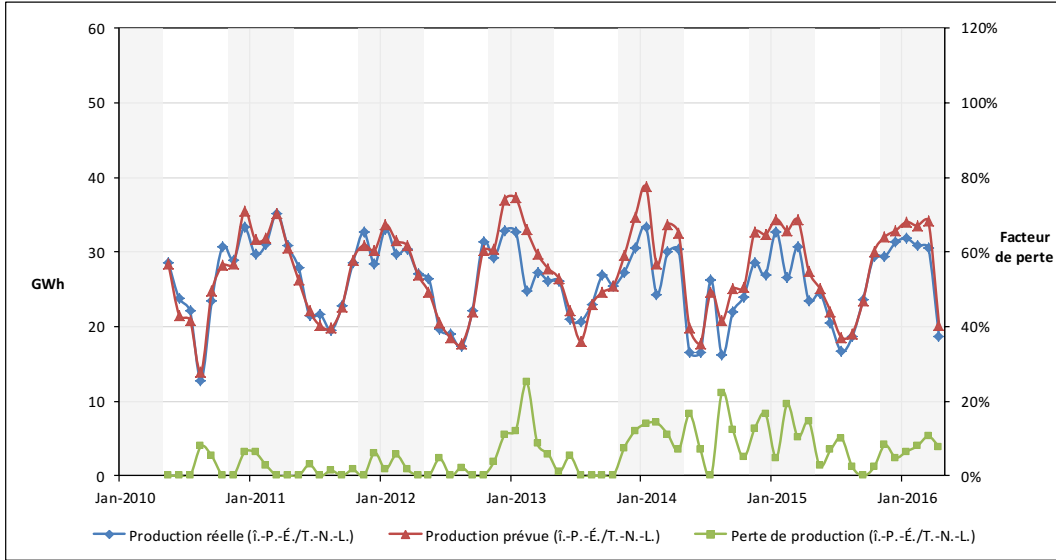
**Figure 18. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Ontario.**



**Figure 19. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens du Québec.**



**Figure 20. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.**



**Figure 21. Production d'énergie mensuelle réelle et prévue en GWh (axe de gauche) et perte de production selon un pourcentage (axe de droite), regroupées pour les parcs éoliens de l'Île-du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve-et-Labrador.**

## 8. Annexe C

### 8.1 Puissance installée d'énergie éolienne

Le Tableau 5 montre la puissance installée cumulative d'énergie éolienne par province chaque année au cours de la période de 2010 à 2015.

**Tableau 5. Puissance installée d'énergie éolienne, par province et par année [13]**

Province	Puissance installée (MW)					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
C.-B.	104	248	390	489	489	489
Alb.	806	894	1 120	1 120	1 472	1 501
Sask.	171	198	198	198	198	221
Man.	104	242	258	258	258	258
Ont.	1 497	2 019	2 103	2 540	3 539	4 411
Qc	690	950	1 381	2 431	2 865	3 262
N.-B.	249	294	294	294	294	294
N.-É.	276	320	358	370	395	566
Î.-P.-É.	164	164	164	174	204	204
T.-N.-L.	55	55	55	55	55	55
Total	4 116	5 383	6 320	7 929	9 768	11 261

### 8.2 Facteurs d'émissions du réseau provincial

Les facteurs d'émissions du réseau provincial utilisés dans l'évaluation proviennent du Rapport d'inventaire national de 2016 [14], lequel comprend les données préliminaires pour 2014, soit la plus récente année de disponibilité des données. Ces valeurs sont présentées au Tableau 6. Les facteurs d'émissions provinciaux changent d'une année à l'autre selon la composition des sources de production d'électricité, et l'estimation des émissions de GES associées aux pertes hivernales change en conséquence. Même si le facteur d'émissions du réseau a diminué pour la plupart des provinces pendant la période de 2010 à 2014, certaines provinces (Man., Î.-P.-É., T.-N.-L.) ont connu une augmentation. L'Ontario a connu la baisse la plus marquée parmi toutes les provinces, soit une diminution de 68 p. 100 de l'intensité de la production entre 2010 et 2014, principalement en raison de l'élimination de ses centrales au charbon pendant cette période. Cette baisse pourrait se poursuivre lorsque les données de 2015 et de 2016 seront publiées.

**Tableau 6. Facteurs d'émissions des réseaux électriques provinciaux, données préliminaires de 2014 [14]**

Province	Intensité de la production (g d'éq. en CO <sub>2</sub> /kWh)
C.-B.	14,7
Alb.	790
Sask.	780
Man.	3,4
Ont.	41
Qc	2,1
N.-B.	300
N.-É.	700
Î.-P.-É.	8
T.-N.-L.	30

### 8.3 Tarifs d'achat d'énergie éolienne

Les tarifs pour l'achat d'énergie éolienne utilisés dans cette évaluation sont présentés au Tableau 7. Dans certaines provinces, les tarifs des accords d'achat d'énergie sont disponibles publiquement, tandis que dans d'autres, les tarifs sont négociés en privé et ne sont pas divulgués. Les tarifs nominal, élevé et bas utilisés dans cette évaluation ont été établis comme suit :

- Pour les provinces où le tarif de l'accord d'achat d'énergie était connu pour tous les parcs éoliens en exploitation dans la province, le tarif nominal a été établi selon la moyenne pondérée des tarifs des accords d'achat d'énergie en fonction de la puissance installée à un tarif en particulier.
- Pour les provinces où le tarif de l'accord d'achat d'énergie n'était connu que pour certains parcs éoliens, une moyenne pondérée des tarifs connus a été utilisée afin d'établir le tarif nominal, et les tarifs élevé et bas ont été estimés selon +/- 30 p. 100 du tarif nominal, respectivement. Dans certains cas, les données regroupées sur les tarifs moyens payés à plusieurs producteurs d'énergie indépendants, qui englobaient diverses sources de production, étaient disponibles. Cette information a été utilisée en l'absence de données propres à l'éolien afin d'établir un tarif nominal.
- Pour les provinces où aucune information sur le tarif de l'accord d'achat d'énergie n'était disponible, le tarif nominal a été établi selon la moyenne des tarifs nominaux de toutes les provinces, et les tarifs élevés et bas ont été estimés selon +/- 30 p. 100 du tarif nominal, respectivement.
- En Alberta, où le marché de l'électricité est déréglementé et où le prix commun est variable, le taux nominal a été établi selon le prix commun moyen entre

2010 et 2015, et les tarifs élevé et bas ont été établis selon les tarifs moyens annuels les plus élevés et les plus bas de cette période.

- Pour les provinces avec des tarifs croissants, la valeur nominale a été déterminée selon le tarif moyen établi entre 2010 et 2016, et les valeurs élevée et basse selon les tarifs les plus élevés et les plus bas pendant cette période.
- Aucun ajustement n'a été fait afin de tenir compte de l'inflation.

**Tableau 7. Tarifs pour l'achat d'énergie éolienne**

Province	Tarif d'achat (\$/kWh)		
	Nominal	Élevé	Bas
C.-B.	0,0902	0,1196	0,0710
Alb.	0,0591	0,0802	0,0333
Sask.	0,0838	0,1061	0,0600
Man.	0,0879	0,1143	0,0615
Ont.	0,1226	0,1377	0,0859
Qc	0,0797	0,0870	0,0650
N.-B.	0,0879	0,1143	0,0615
N.-É.	0,1021	0,1310	0,0910
Î.-P.-É.	0,0780	0,1014	0,0546
T.-N.-L.	0,0879	0,1143	0,0615

**Personne-ressource :**

Ryan Kilpatrick, M.E.Sc., P.Eng.  
Ingénieur de recherche  
Groupe Bâtiments et renouvelables  
Ressources naturelles Canada, CanmetÉNERGIE - Ottawa  
ryan.kilpatrick@canada.ca

**À propos de CanmetÉNERGIE**

CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada est le principal organisme au Canada pour la recherche et la technologie en matière d'énergie propre. Nos spécialistes œuvrent dans les domaines de l'approvisionnement en énergie propre à partir de combustibles fossiles et de sources renouvelables, des systèmes de gestion et de distribution d'énergie, et des technologies et procédés de consommation perfectionnés. En nous assurant que le Canada reste à l'avant-garde des technologies d'énergie propre, nous améliorons la qualité de vie des Canadiens en créant un avantage durable en matière de ressources.

Bureau principal	Devon, Alberta	Ottawa, Ontario	Varenes, Québec
580, rue Booth	1, promenade Oil	1, promenade Haanel	1615, boul. Lionel-Boulet
Ottawa (Ont.)	Patch	Ottawa (Ont.)	Varenes (Qc)
Canada	Devon (Alb.)	Canada	Canada
K1A 0E4	Canada	K1A 1M1	J3X 1S6
	T9G 1A8		



[canmetenergy.nrcan.gc.ca](http://canmetenergy.nrcan.gc.ca)

Canada