

## Amélioration de la précision de l'empreinte carbone de l'électricité : estimation des émissions de gaz à effet de serre des réservoirs hydroélectriques

Levasseur, A.<sup>1\*</sup>, Mercier-Blais, S.<sup>2</sup>, Prairie, Y.T.<sup>2</sup>, Tremblay, A.<sup>3</sup> et Turpin, C.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> École de technologie supérieure, département de génie de la construction, 1100, rue Notre-Dame Ouest, Montréal (Québec) H3C 1K3 Canada

<sup>2</sup> Université du Québec à Montréal, département des sciences biologiques, C. P. 8888, succ. Centre-ville, Montréal (Québec) H3C 3P8 Canada

<sup>3</sup> Hydro-Québec, direction – Environnement, 800, boul. de Maisonneuve Est, 23<sup>e</sup> étage, Montréal (Québec) H2L 4M8 Canada

\* Auteure-ressource : [annie.levasseur@etsmtl.ca](mailto:annie.levasseur@etsmtl.ca), +1 514 396-8744

### Résumé

#### Mots clés

Analyse du cycle de vie

Empreinte carbone

Hydroélectricité

Électricité

Réservoir

Gaz à effet de serre

L'hydroélectricité est généralement considérée comme une source d'électricité à faible empreinte carbone, car elle n'entraîne pas d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES), contrairement à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Or, l'enneigement de terres après la construction d'un barrage donne généralement lieu à une augmentation des émissions biogéniques de GES en raison de la dégradation de la biomasse présente dans le réservoir nouvellement créé. La méthodologie de l'analyse du cycle de vie (ACV) est largement adoptée pour calculer et comparer l'empreinte carbone des différentes filières de production d'électricité, en tenant compte du cycle de vie complet. Par contre, l'ACV ne tient pas adéquatement compte des émissions biogéniques nettes de GES des réservoirs hydroélectriques en raison du manque de données. Ces émissions sont complexes à quantifier, car plusieurs mécanismes entrent en jeu, et l'extrapolation des observations d'un réservoir à un autre est risquée puisque les émissions varient fortement en fonction de différents paramètres, tels que le climat, l'emplacement géographique, l'âge du réservoir et les propriétés du bassin versant. Le présent article compare les différentes approches pouvant être adoptées pour estimer les émissions des réservoirs hydroélectriques en ACV. Il explique aussi le processus de sélection de la stratégie la plus pertinente et l'application de celle-ci au calcul de l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec (Canada). Les émissions biogéniques nettes de GES de tous les réservoirs hydroélectriques de la province estimées à l'aide du modèle G-res sont de 16,5 (14,7-18,6) gCO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup> et de 0,29 (0,23-0,35) gCH<sub>4</sub>·kWh<sup>-1</sup>, les intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 % étant entre parenthèses. Combinée aux données de la base ecoinvent pour les autres émissions du cycle de vie, l'empreinte carbone de l'électricité distribuée dans la province en 2017 s'élevait à 34,5 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>.

## Points saillants

- Les approches de quantification des émissions biogéniques de carbone des réservoirs sont comparées.
- Le modèle G-res est utilisé en l'absence de données propres aux réservoirs complètes.
- Les émissions biogéniques par complexe hydroélectrique varient de 0 à 73,2 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>.
- L'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec en 2017 était de 34,5 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>.

Liste des sigles et acronymes		kWh :	kilowattheure
CH <sub>4</sub> :	méthane	ACV :	analyse du cycle de vie
CIRAIG :	Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services	m <sup>2</sup> :	mètre carré
CO <sub>2</sub> :	dioxyde de carbone	mg :	milligramme
j :	jour	mol :	mole
g :	gramme	MW :	mégawatt
GES :	gaz à effet de serre	N <sub>2</sub> O :	oxyde nitreux
GWh :	gigawattheure	PCR :	Règle de catégorie de produit (Product Category Rule, en anglais)
IHA :	Association internationale pour l'hydroélectricité	SETAC :	Society of Environmental Toxicology and Chemistry
GIEC :	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	PNUE :	Programme des Nations Unies pour l'environnement
km :	kilomètre	UNESCO :	Organisation des Nations Unies pour l'éducation, la science et la culture
km <sup>2</sup> :	kilomètre carré	yr :	année

## 1. Introduction

En 2016, la production d'électricité et de chaleur comptait pour 30 % des émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES) dans le monde, principalement en raison de la combustion de combustibles fossiles [1]. La production d'électricité à partir de sources d'énergie à faible empreinte carbone est une solution jugée prometteuse qui pourrait atténuer fortement le changement climatique. Par exemple, les émissions de GES au cours du cycle de vie de l'énergie éolienne, de l'hydroélectricité, de l'énergie solaire thermique et de l'énergie solaire photovoltaïque varient entre 5 et 50 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup> selon une étude réalisée par le National Renewable Energy Laboratory, tandis que ces valeurs vont de 480 à 1 000 pour la production thermique au gaz naturel, au mazout et au charbon [2]. L'hydroélectricité est une source d'électricité à faible empreinte carbone et constitue actuellement la source d'énergie renouvelable la plus importante. En 2017, elle représentait 16,4 % de la production mondiale d'électricité, et on s'attend à ce qu'elle affiche une croissance soutenue au fil des ans [3, 4]. L'hydroélectricité est produite par l'énergie de l'eau, ce qui n'entraîne pas d'émissions directes de GES, contrairement à la production d'électricité par la combustion de combustibles fossiles. Cela étant, lorsque la

construction de barrages provoque l'enneigement de terres, le bilan carbone global change généralement en raison des émissions biogéniques nettes de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et d'oxyde nitreux ( $\text{N}_2\text{O}$ ) dues à la dégradation de la biomasse présente dans ces réservoirs nouvellement créés [5, 6, 7]. Pour estimer les émissions biogéniques de GES associées à la production d'hydroélectricité, il convient d'effectuer des mesures fiables des émissions de  $\text{CO}_2$ , de  $\text{CH}_4$  et de  $\text{N}_2\text{O}$  des réservoirs dans l'espace et le temps et de réaliser des estimations rigoureuses des puits et des sources de carbone des écosystèmes terrestres et aquatiques avant l'enneigement [7]. On estime les émissions biogéniques nettes de carbone (communément appelées « émissions nettes de GES ») attribuées à la production d'hydroélectricité en faisant la différence entre les flux de carbone avant et après la mise en eau, représentant respectivement les émissions du paysage avant la mise en eau et les nouvelles émissions associées au réservoir [8].

Plusieurs mécanismes interviennent dans le cycle du carbone des écosystèmes d'eau douce. N'oublions pas que, dans ces milieux, le carbone provient des écosystèmes terrestres par l'entremise du drainage, il est ensuite séquestré par l'intermédiaire des producteurs primaires et enfoui dans les sédiments, puis émis par la dégradation de la biomasse et la respiration, pour être finalement transporté jusqu'aux océans [9, 10]. Les activités humaines dans les terres environnant le réservoir peuvent également donner lieu à d'autres émissions de GES provenant des écosystèmes d'eau douce par l'entremise des eaux usées et de la pollution agricole [11]. Les barrages peuvent influencer sur le cycle naturel du carbone des écosystèmes d'eau douce en causant l'enneigement de la végétation terrestre et des sols, accroissant potentiellement les émissions de carbone, surtout au cours des premières années suivant la création du réservoir. Avec le temps, la matière organique ennoyée se décompose lentement en fonction des conditions locales et les émissions tendent à diminuer [8, 12]. La mise en eau peut également intensifier la sédimentation et la décomposition dans les réservoirs en raison du séjour prolongé de l'eau, ce qui risque d'accroître les émissions de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$  [13]. Bien qu'il soit encore mal compris et rarement abordé dans les études, le changement de régime hydrologique aura aussi pour effet de déplacer le lieu où est traité le carbone, augmentant les émissions du réservoir, phénomène qui serait de toute façon observé plus loin dans le cheminement de l'eau [8]. Le  $\text{N}_2\text{O}$  est un autre gaz à effet de serre susceptible d'être émis par les réservoirs. Cela dit, les études n'ont montré aucune différence entre les émissions de  $\text{N}_2\text{O}$  des réservoirs boréaux et celles des écosystèmes aquatiques naturels [11, 12, 14] ; ces types d'émissions seront donc exclus de la présente étude. En outre, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) considère que les émissions d'azote les plus importantes proviennent des activités humaines se déroulant dans le bassin versant en amont du réservoir. C'est ainsi que pour éviter un double comptage, elles sont exclues des calculs pour les réservoirs hydroélectriques.

Idéalement, l'estimation des émissions de GES avant et après la mise en eau devrait tenir compte de tous ces mécanismes qui se produisent dans le réservoir, ainsi qu'en aval. Comme ces émissions présentent une forte variabilité spatiale et temporelle, rendant difficile la prise de mesures [8, 12, 15, 16], un projet international a été réalisé pour élaborer des lignes directrices consensuelles afin d'aider les scientifiques à estimer les émissions nettes de GES des réservoirs de manière normalisée et rigoureuse [17]. Les différents types de flux de GES suivants doivent être estimés ou mesurés conformément à ces lignes directrices : 1) les émissions par bullage (ou dégagement de bulles), 2) les émissions par flux diffusif à la surface du réservoir, 3) la diffusion à travers les tiges des plantes aquatiques, 4) le dégazage à la sortie du réservoir (immédiatement après le passage de l'eau dans les turbines), et 5) les émissions par flux diffusif plus loin en aval.

Selon l'emplacement (p. ex. zone climatique) et les caractéristiques du réservoir (profondeur, couverture végétale), ces types d'émissions peuvent être plus ou moins importants. Par exemple, la diffusion par les tiges des plantes aquatiques n'est pas vraiment observée dans les réservoirs du Québec, car la plupart de leurs rives sont érodées par l'action combinée des vagues et du vent jusqu'à l'horizon minéral et au substratum rocheux [12].

Les émissions par bullage sont principalement dues à l'accumulation de  $\text{CH}_4$  dans les sédiments par suite d'une dégradation anaérobie et surviennent le plus souvent dans les parties peu profondes des réservoirs, où la pression hydrostatique est faible [8, 12, 15]. Elles sont intermittentes et plus élevées dans les eaux chaudes [18] à forte teneur en matière organique [15]. Elles peuvent se quantifier par des techniques telles que la méthode de l'entonnoir inversé ou des techniques acoustiques [17, 19]. Les flux diffusifs de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$  à la surface du réservoir peuvent être quantifiés à l'aide de chambres flottantes à la surface ou calculés en fonction du gradient de pression partielle et à l'aide du modèle de processus de diffusion par la couche limite mince [8, 12, 16, 20]. Les émissions par dégazage sont causées par l'écart important de pression à la sortie des turbines et des évacuateurs de crues. Elles peuvent être quantifiées en utilisant les concentrations de gaz directement en amont et en aval du barrage [17]. Les flux diffusifs en aval sont plus difficiles à quantifier que ceux aux réservoirs en raison de la présence de courants. La principale technique employée pour calculer ces flux repose sur les mesures de concentrations de gaz [8, 12, 16, 20]. Enfin, les flux avant la mise en eau générés par l'écosystème terrestre peuvent être mesurés à l'aide de chambres, d'un carottage des sols ou de tours de mesurage de covariance des turbulences [7, 21].

La méthodologie d'analyse du cycle de vie (ACV) [22, 23] est largement utilisée pour calculer l'empreinte carbone des différentes filières de production d'électricité, tout en tenant compte de l'ensemble des phases du cycle de vie, dont la construction d'infrastructures, la production de combustible ou la production d'électricité. Les résultats de cette analyse conviennent pour comparer les effets du changement climatique associés aux différentes sources d'électricité. Ils peuvent aussi être intégrés à d'autres études d'ACV dans lesquelles de l'électricité est consommée. Comme l'électricité fait partie du cycle de vie de la plupart des produits, la fiabilité de l'empreinte carbone de l'électricité aura un effet indirect sur la fiabilité de la plupart des résultats d'ACV ainsi que sur celle de toute décision fondée sur ces derniers.

Pendant longtemps, les émissions biogéniques de GES provenant des réservoirs hydroélectriques ont été inadéquatement prises en compte dans les ACV en raison du manque de données [11, 24]. De plus, il est difficile d'extrapoler les observations d'un réservoir à un autre, car les émissions biogéniques de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$  varient considérablement entre les réservoirs, en fonction de différents paramètres, tels que le climat, l'emplacement géographique, l'âge du réservoir et les propriétés du bassin versant [6, 7, 12, 25]. Les revues d'études d'ACV publiées sur les centrales hydroélectriques révèlent une grande variabilité des résultats, due principalement aux émissions biogéniques des réservoirs : les valeurs variant de 0,2 à 152 g éq.  $\text{CO}_2 \cdot \text{kWh}^{-1}$  selon la réf. [26] ou de 1,2 à 3 000 g éq.  $\text{CO}_2 \cdot \text{kWh}^{-1}$  selon la réf. [24], plus récente. Les études d'ACV qui tenaient compte de ces émissions n'estimaient généralement que les émissions brutes (c'est-à-dire après la mise en eau), en raison de l'absence de données avant la mise en eau [27]. Par exemple, des données concernant les émissions avant la mise en eau n'ont été trouvées que pour deux réservoirs hydroélectriques : le réservoir de la Paix des Braves (anciennement Eastmain 1), au Québec [7], et le réservoir des Trois Gorges, en Chine [28]. De récentes études se sont penchées sur cette question et ont proposé d'utiliser des facteurs d'émission pour quantifier les émissions

biogéniques de GES des réservoirs hydroélectriques [29, 30] en ACV. En plus de sa contribution à des projets de recherche universitaire, Hydro-Québec, l'entreprise publique qui gère la production, le transport et la distribution d'électricité au Québec, a déjà effectué plusieurs mesures sur le terrain. La quantification des émissions des réservoirs demeure toutefois complexe, car les résultats varient considérablement d'un réservoir à l'autre et doivent être mieux documentés. Récemment, l'Association internationale de l'hydroélectricité (IHA) et la Chaire UNESCO en changements environnementaux à l'échelle du globe ont mis sur pied le modèle G-res pour estimer plus précisément les émissions de GES des réservoirs hydroélectriques [31].

Le présent article compare les différentes approches pouvant être adoptées pour estimer les émissions des réservoirs hydroélectriques en ACV. Il présente aussi une analyse critique visant à sélectionner la stratégie la plus pertinente et explique l'application de celle-ci à l'ACV de la production d'hydroélectricité au Québec afin de calculer l'empreinte carbone du bouquet électrique distribué dans cette province.

## 2. Sources d'information et méthodes

### 2.1. Contexte de la production et de la distribution d'électricité au Québec

En 2017, l'hydroélectricité représentait 99,8 % de la quantité totale d'électricité produite par Hydro-Québec, dont le parc compte 63 centrales électriques avec une puissance installée totale de 36 767 MW [32], soit 20 centrales à réservoir et 43 centrales au fil de l'eau, représentant respectivement 62,4 % (22 959 MW) et 37,6 % de la puissance installée. La composition du bouquet électrique dans la province est légèrement différente en raison de l'électricité achetée par des producteurs locaux, ainsi que des importations et des exportations. En 2017, comme le montre le tableau 1, 94,47 % de l'électricité distribuée était d'origine hydraulique, 0,04 % de source thermique, 0,18 % de nature nucléaire et 5,31 % d'autres sources renouvelables [33].

Tableau 1. Composition du bouquet électrique au Québec en 2017 [33]

Source	Composition (%)
Hydroélectricité produite au Québec	79,99 %
Hydroélectricité achetée de la centrale des Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador	11,93 %
Hydroélectricité achetée d'autres régions	2,55 %
Thermique (charbon et mazout)	0,01 %
Thermique (gaz naturel)	0,03 %
Nucléaire	0,18 %
Éolien	4,38 %
Thermique (biomasse)	0,87 %
Thermique (biogaz, déchets) et solaire	0,06 %

Les centrales au fil de l'eau sont alimentées directement par un cours d'eau. Elles ont une réserve faible ou nulle, autrement dit leur production dépend entièrement du débit du cours d'eau. Certaines d'entre elles peuvent cependant être associées à des terres ennoyées de faible superficie. Le tableau A.1 en annexe dresse une liste détaillée des centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées au Québec, et le tableau A.2, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau sans terres ennoyées. Le parc hydroélectrique d'Hydro-Québec compte également des réservoirs (voir le tableau A.1) et d'autres terres ennoyées non directement associées à une centrale (tableau A.3). À titre d'exemple, les biefs Rupert aval et amont ont été créés pour détourner une partie de la Rupert vers le réservoir de la Paix des Braves.

Pour chacune des approches présentées à la section 2.2, les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> des réservoirs ont été calculées en g·kWh<sup>-1</sup> pour deux bases différentes : i) par kWh d'électricité produite par les centrales à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (colonnes impaires au tableau 5), et ii) par kWh d'électricité produite par l'ensemble des centrales hydroélectriques (colonnes paires au tableau 5). Dans le premier cas, le dénominateur est la somme des productions annuelles d'électricité de toutes les centrales à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (tableau A.1,  $1,42 \times 10^{11}$  kWh·an<sup>-1</sup>). Dans le second cas, il s'agit de la production annuelle totale d'électricité de toutes les centrales hydroélectriques appartenant à Hydro-Québec (tableaux A.1 et A.2,  $1,78 \times 10^{11}$  kWh·an<sup>-1</sup>). Les valeurs de production annuelle d'électricité sont des moyennes sur une période de 5 ans (entre 2011 et 2015 inclusivement), sauf pour trois centrales mises en service après 2011 (voir le tableau A.1).

## 2.2. Comparaison des différentes approches d'estimation des émissions des réservoirs

L'approche la plus évoluée pour estimer les émissions des réservoirs consiste à calculer l'émission cumulative nette sur 100 ans ; il s'agit d'une bonne estimation pour la durée de vie d'un réservoir [34, 35, 36]. L'émission nette équivaut à la différence entre les émissions après la mise en eau (dues au bullage, à la diffusion à la surface du réservoir, au dégazage et à la diffusion en aval) et les émissions avant la mise en eau. L'étude du réservoir de la Paix des Braves (Québec, Canada) est la seule qui ait intégré toutes les voies d'émission pour estimer l'émission nette de GES [7]. Une approche similaire est actuellement suivie pour le complexe de la Romaine (Québec, Canada) ; les résultats devraient être obtenus d'ici 2020 ou 2021. Il convient d'évaluer davantage de réservoirs par cette approche, comme l'explique la section 3.

Or, cette approche peut rarement être pleinement appliquée en raison du manque de données. Par exemple, peu de mesures ont été prises avant la mise en eau et, pour certains types d'émissions après la mise en eau, comme les émissions par flux diffusif en aval, il manque souvent de données, car les mesures sont difficiles à effectuer. De plus, certaines émissions naturelles présentes en aval du barrage avant la mise en eau peuvent maintenant être observées à la surface du réservoir, car le temps de séjour de l'eau dans le réservoir a considérablement augmenté [8]. Si ces émissions naturelles déplacées sont ignorées en raison du manque de données, il y a un risque que soient surestimées les émissions de GES causées par la création du barrage. Pour surmonter ce problème, on propose souvent de calculer les émissions sur 10 ans, en supposant qu'après cette période, les émissions soient toutes attribuables à des processus naturels, de sorte que l'émission nette devient nulle. Une nouvelle approche suggère d'utiliser les émissions prévues à 100 ans comme émissions naturelles de référence et de les soustraire des émissions après la mise en eau [8]. S'il n'existe aucune donnée relative aux émissions avant la mise en eau, les émissions brutes (après la mise en eau uniquement) pour une période de 10 ans pourraient être utilisées

comme approximation en l'absence d'autres solutions. L'émission nette obtenue est ensuite divisée par la production totale d'électricité sur la durée de vie afin d'obtenir les émissions de GES par kWh d'électricité produite.

### 2.2.1. Émissions brutes (10 et 100 ans) estimées à partir d'un ensemble de mesures historiques

Les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> par kWh, obtenues selon une approche d'estimation des

émissions brutes sur 10 ans,  $E_{gross\ 10\ IPCC} = \frac{P \times 10yr \times E_{diff}^{1-10} \times A}{Prod \times LT} \times 10^{-3}$  Équation 1 ont été calculées à l'aide de l'équation 1, inspirée des Lignes directrices 2006 du GIEC, volume 4 (Agriculture, foresterie et autres affectations des terres), annexe 2, équation 2A.1 [37]. Les émissions par flux diffusif quotidiennes moyennes de CO<sub>2</sub> proviennent de données historiques et ont été estimées à partir de plus de 11 000 mesures effectuées sur 24 réservoirs et plans d'eau naturels au cours des dernières décennies par Hydro-Québec (voir le tableau 2). La superficie totale des réservoirs est la somme des superficies moyennes de tous les plans d'eau énumérés aux tableaux A.1 et A.3 (1,93 x 10<sup>10</sup> m<sup>2</sup>). Aux fins d'analyse de la sensibilité, les émissions brutes ont également été calculées en utilisant la somme des superficies minimales et maximales des réservoirs (au lieu de la moyenne) pour les plans d'eau indiqués au tableau A.1. Dans ces cas, les superficies totales des réservoirs étaient respectivement de 1,60 x 10<sup>10</sup> m<sup>2</sup> et de 2,26 x 10<sup>10</sup> m<sup>2</sup>, les résultats de cette analyse de sensibilité étant indiqués entre parenthèses au tableau 5.

$$E_{gross\ 10\ IPCC} = \frac{P \times 10yr \times E_{diff}^{1-10} \times A}{Prod \times LT} \times 10^{-3} \quad \text{Équation 1}$$

où  $E_{gross\ 10\ IPCC}$  = émissions moyennes par kWh [gCO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup>]

$P$  = nombre moyen de jours sans couverture de glace [180 j·an<sup>-1</sup>]

$E_{diff}^{1-10}$  = émissions par flux diffusif quotidiennes moyennes pour les jours sans couverture de glace pendant les 10 premières années suivant l'enneigement [mgCO<sub>2</sub> m<sup>-2</sup> j<sup>-1</sup>]

$A$  = superficie totale moyenne (ou minimale/maximale) du réservoir [m<sup>2</sup>]

$Prod$  = production annuelle totale d'électricité [kWh·an<sup>-1</sup>]

$LT$  = durée de vie présumée des centrales hydroélectriques [100 ans]

Tableau 2. Émissions par flux diffusif moyennes de CO<sub>2</sub> de 24 réservoirs hydroélectriques et plans d'eau naturels, mesurées et estimées par Hydro-Québec jusqu'en 2012 pour les jours sans couverture de glace

	Émissions par flux diffusif moyennes de CO <sub>2</sub> (mgCO <sub>2</sub> ·m <sup>-2</sup> ·j <sup>-1</sup> )	Nombre de mesures
≤ 10 ans après l'enneigement	3 193	4 202
> 10 ans après l'enneigement	1 346	3 283
Lacs naturels	926	3 456
Cours d'eau naturels	1 579	517

Pour calculer les émissions brutes sur 100 ans, les émissions des années 10 à 100 ont été ajoutées à la valeur de  $E_{diff}^{1-10}$  au numérateur dans l'équation 1. Pour obtenir ces émissions, les émissions quotidiennes moyennes indiquées à la troisième rangée du tableau 2 (> 10 ans après l'enneigement) ont tout simplement été multipliées par 90. Le tableau 2 montre que les émissions après 10 ans sont du même ordre de grandeur que les émissions des lacs et cours d'eau naturels, ce qui conforte l'hypothèse selon laquelle une approche de calcul des émissions brutes sur 100 ans conduit à une surestimation des émissions.

### 2.2.2. Émissions brutes (10 ans) estimées à partir de mesures propres aux réservoirs

Les émissions biogéniques de GES varient considérablement en fonction des caractéristiques des réservoirs, comme la profondeur ou le type de sol ennoyé [12, 25]. C'est pourquoi un ensemble de mesures historiques propres aux réservoirs d'Hydro-Québec pour les émissions de flux diffusif de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> a été utilisé pour calculer les émissions par kWh pour chaque réservoir à l'aide de l'équation 2. Les centrales au fil de l'eau peuvent également modifier le bilan de carbone biogénique puisqu'elles peuvent provoquer des ennoigements [8]. Par conséquent, l'équation 2 a été utilisée pour les barrages à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées. Le tableau A.1 en annexe présente les données brutes et les résultats pour 21 plans d'eau (associés à 25 centrales) pour lesquels on a pu obtenir des données d'émissions de flux diffusif (aucune donnée pour les sept autres centrales). Les émissions par kWh ont été calculées pour la superficie moyenne des réservoirs ainsi que pour les superficies maximales et minimales (entre parenthèses) dans le cadre d'une analyse de sensibilité, afin d'obtenir des résultats pour toute la plage d'exploitation.

$$E_{gross\ 10\ specific} = \frac{E_{diff} \times S}{Prod} \times \frac{10\ yr}{LT} \times 10^{-3} \quad \text{Équation 2}$$

où  $E_{gross\ 10\ specific}$  = émissions moyennes par kWh [gCO<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>·kWh<sup>-1</sup>]

$E_{diff}$  = émissions par flux diffusif annuelles [mgCO<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>·m<sup>-2</sup>·an<sup>-1</sup>]

$S$  = superficie du réservoir [km<sup>2</sup>]

$Prod$  = production moyenne totale d'électricité [GWh·an<sup>-1</sup>]

$LT$  = durée de vie présumée des réservoirs [100 ans]

La moyenne pondérée pour les 21 plans d'eau pour lesquels il existait des données (tableau A.1) a ensuite été calculée. Les réservoirs et autres retenues non directement associés à des centrales ont été exclus du calcul, en raison de l'absence de données sur les émissions propres à ces entités. Enfin, pour obtenir les émissions des réservoirs par kWh d'hydroélectricité produite par l'ensemble des centrales hydroélectriques (colonnes impaires du tableau 5), la moyenne pondérée a été multipliée par la production annuelle d'électricité des centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées ( $1,42 \times 10^{11}$  kWh·an<sup>-1</sup>), puis divisée par la production annuelle d'électricité de toutes les centrales hydroélectriques ( $1,78 \times 10^{11}$  kWh·an<sup>-1</sup>).

### 2.2.3. Émissions nettes (100 ans) du réservoir de la Paix des Braves extrapolées à l'ensemble des réservoirs

Teodoru *et al.* ont réalisé l'une des évaluations à grande échelle les plus complètes qui soient sur les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> associées à la création d'un réservoir (Paix des Braves, autrefois nommé Eastmain-1), y compris les phases précédant et suivant la mise en eau [7]. Les émissions



nettes sur une période de 100 ans ont été estimées à partir de cette évaluation et extrapolées à tous les réservoirs afin de calculer les émissions moyennes par kWh.

Teodoru *et al.* ont estimé les flux de carbone avant la mise en eau (flux diffusif de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> et séquestration du carbone par sédimentation) pour trois composantes majeures du paysage, à savoir les zones terrestres (forêts et sols), les zones humides (tourbières minérotrophes, tourbières ombrotrophes, marécages et marais) et les systèmes aquatiques (ruisseaux, rivières et lacs). Ils ont calculé les flux pour les quatre premières années suivant la mise en eau (2006 à 2009 inclusivement) à partir de mesures, puis ont proposé une relation empirique pour estimer les flux de carbone à plus long terme (2010 et au-delà). Ces calculs englobaient les flux diffusifs de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub>, les émissions par bullage de CH<sub>4</sub>, la séquestration de carbone par sédimentation, et les flux de dégazage de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub>. La relation empirique donne les émissions nettes. Par conséquent, les émissions avant la mise en eau ne doivent pas être retirées des valeurs obtenues pour 2010 et au-delà. Le tableau 3 présente les flux de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> utilisés dans les calculs.

Tableau 3. Données utilisées pour le calcul des émissions nettes (100 ans) du réservoir de la Paix de Braves extrapolées à l'ensemble des réservoirs (données tirées de la réf. [7])

	Flux totaux de CO <sub>2</sub> (mgC·m <sup>-2</sup> ·j <sup>-1</sup> )	Flux totaux de CH <sub>4</sub> (mgC·m <sup>-2</sup> ·j <sup>-1</sup> )
Avant la mise en eau	7	7,6
2006	2 279	7,8
2007	1 398	8,0
2008	1 032	8,8
2009	843	11,9
2010 et au-delà <sup>1</sup>	$433,8 + 3195,9e^{\left(\frac{\text{âge}}{-1,76}\right)}$	$6,97 - \frac{6,72}{1 + e^{\left(\frac{\text{âge}-3,8}{0,46}\right)}}$

<sup>1</sup> Formule empirique proposée par Teodoru *et al.* [7] pour estimer les émissions entre les années 6 et 100 suivant la création du réservoir de la Paix de Braves, puisque seules les mesures pour les 5 premières années existaient.

Les émissions nettes par unité de surface ont été calculées pour le CO<sub>2</sub> et le CH<sub>4</sub> sur une période de 100 ans à l'aide de l'équation 3.

$$E_{net\ 100} = \frac{\{\sum_{i=2006}^{2009}(E_i - E_{preflood}) + \sum_{i=2010}^{2105} E_i\}}{LT} \times P \times \frac{m_{CO_2\text{ or }CH_4}}{m_C} \times 10^{-3} \quad \text{Équation 3}$$

où  $E_{net\ 100}$  = émissions nettes (100 ans) par unité de surface [gCO<sub>2</sub> ou CH<sub>4</sub>·m<sup>-2</sup>·an<sup>-1</sup>]

$E_i$  = émissions de CO<sub>2</sub> ou de CH<sub>4</sub> pour l'année  $i$  conformément au tableau 3 [mgC·m<sup>-2</sup>·j<sup>-1</sup>]

$E_{preflood}$  = émissions de CO<sub>2</sub> ou de CH<sub>4</sub> avant la mise en eau, conformément au tableau 3 [mgC·m<sup>-2</sup>·j<sup>-1</sup>]

$P$  = nombre de jours sans couverture de glace [215 j]

$m_{CO_2}$  = masse moléculaire du CO<sub>2</sub> [44 g·mol<sup>-1</sup>]

$m_{CH_4}$  = masse moléculaire du CH<sub>4</sub> [16 g·mol<sup>-1</sup>]

$m_C$  = masse moléculaire du C [12 g·mol<sup>-1</sup>]

$LT$  = durée de vie présumée des réservoirs [100 ans]

Enfin, les émissions nettes par unité de surface ont été multipliées par la somme des superficies moyennes de tous les plans d'eau figurant aux tableaux A.1 et A.3 (1,93 x 10<sup>10</sup> m<sup>2</sup>), puis divisées par la somme des productions annuelles moyennes d'électricité.

#### 2.2.4. Émissions nettes (100 ans) estimées selon une approche générique

Les émissions nettes ont été calculées sur une période de 100 ans par l'approche générique proposée dans les règles des catégories de produits sur la production d'électricité, de vapeur, d'eau chaude et d'eau froide (Product Category Rules [PCR] on Electricity, Steam, and Hot/Cold Water Generation) publiées par l'International EPD System [38], selon les équations 4 et 5.

$$E_{CH_4} = S_{CH_4} \times C_{degr} \times D_{degr} \times A_{inund} \times m_{CH_4}/m_C \quad \text{Équation 4}$$

$$E_{CO_2} = (100\% - S_{CH_4}) \times C_{degr} \times D_{degr} \times A_{inund} \times m_{CO_2}/m_C \quad \text{Équation 5}$$

où  $E_{CH_4}$  = émissions de CH<sub>4</sub> sur 100 ans [gCH<sub>4</sub>]

$E_{CO_2}$  = émissions de CO<sub>2</sub> sur 100 ans [gCO<sub>2</sub>]

$S_{CH_4}$  = part du carbone dégradé dans les terres ennoyées qui formera présumément du CH<sub>4</sub> en fonction de la teneur en carbone et de la profondeur de l'eau [%]

$C_{degr}$  = teneur en carbone des terres ennoyées [gC/m<sup>2</sup>]

$D_{degr}$  = degré présumé de dégradation du carbone sur 100 ans en fonction de la latitude [%]

$A_{inund}$  = superficie des terres ennoyées au niveau d'eau de la retenue [m<sup>2</sup>]

$m_{CH_4}$  = masse moléculaire du CH<sub>4</sub> [16 g·mol<sup>-1</sup>]

$m_C$  = masse moléculaire du C [12 g·mol<sup>-1</sup>]

$m_{CO_2}$  = masse moléculaire du CO<sub>2</sub> [44 g·mol<sup>-1</sup>]

Les PCR proposent des valeurs génériques à utiliser pour  $S_{CH_4}$ ,  $C_{degr}$  et  $D_{degr}$ , selon le type d'écosystème, la latitude (< ou > 30°) et la profondeur moyenne du réservoir (< ou > 5 m). Les émissions ont été calculées pour trois séries d'hypothèses afin de tenir compte de l'incertitude : le meilleur cas, un cas moyen et le pire cas. Tous les réservoirs sont situés dans trois types d'écosystèmes différents selon la carte fournie (taïga principale, taïga méridionale et forêt boréale

ouverte). Le paramètre  $C_{degr}$  dépend du type d'écosystème. Par conséquent, le type d'écosystème pour lequel la valeur de  $C_{degr}$  est la plus faible a été choisi pour représenter le meilleur cas (forêt boréale ouverte), celui pour lequel cette valeur était la plus élevée a été utilisé pour le pire cas (taïga principale) et celui pour lequel cette valeur était moyenne a été utilisé pour le cas moyen (taïga méridionale). De plus, la valeur de  $S_{CH_4}$  peut être de 0 ou 1 % pour les latitudes supérieures à 30° en fonction de la profondeur moyenne du réservoir (< ou > 5 m). On a utilisé 0 %, 1 % et 0,5 % pour respectivement le meilleur cas, le pire cas et le cas moyen. La somme des superficies moyennes de tous les plans d'eau figurant aux tableaux A.1 et A.3 ( $1,93 \times 10^{10} \text{ m}^2$ ) a été attribuée à  $A_{inund}$ . Les émissions totales calculées à l'aide des équations 4 et 5 ont ensuite été divisées par 100 ans et par la somme de la production annuelle moyenne d'électricité.

### 2.2.5. Valeurs génériques tirées de références

Quelques publications récentes proposent des valeurs moyennes pour les émissions de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$  provenant de réservoirs hydroélectriques. Hertwich [29] a complété les données sur les émissions de Barros *et al.* [6] avec de l'information sur la production d'électricité à partir de diverses sources afin d'obtenir les émissions moyennes pour l'électricité produite par les centrales à réservoir, soit de  $85 \text{ gCO}_2 \cdot \text{kWh}^{-1}$  et  $3 \text{ gCH}_4 \cdot \text{kWh}^{-1}$ .

Scherer et Pfister [30] ont aussi proposé des valeurs moyennes d'émissions des réservoirs découlant d'une analyse statistique effectuée sur 1 500 centrales hydroélectriques, soit  $173 \text{ gCO}_2 \cdot \text{kWh}^{-1}$  et  $2,95 \text{ gCH}_4 \cdot \text{kWh}^{-1}$  pour l'électricité produite par les centrales à réservoir. Afin de calculer les émissions des réservoirs par kWh d'hydroélectricité totale produite, on a multiplié les valeurs provenant de Hertwich [29] et de Scherer et Pfister [30] par la production annuelle moyenne de l'ensemble des centrales à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées figurant au tableau A.1 ( $1,42 \times 10^{11} \text{ kWh} \cdot \text{an}^{-1}$ ), puis on les a divisées par la production annuelle moyenne totale d'hydroélectricité de l'ensemble des centrales hydroélectriques appartenant à Hydro-Québec ( $1,78 \times 10^{11} \text{ kWh} \cdot \text{an}^{-1}$ ).

Enfin, Deemer *et al.* [25] ont estimé les émissions globales des réservoirs à partir des références existantes. Pour les réservoirs hydroélectriques, les émissions varient de  $386$  à  $660 \text{ mgC} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$  pour le  $\text{CO}_2$  et de  $24$  à  $112 \text{ mgC} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$  pour le  $\text{CH}_4$ . Ces valeurs ont été multipliées par le rapport des masses moléculaires et par la somme des superficies moyennes de l'ensemble des plans d'eau figurant aux tableaux A.1 et A.3 ( $1,93 \times 10^{10} \text{ m}^2$ ), puis divisées par la somme des productions annuelles moyennes d'électricité.

### 2.2.6. Émissions nettes (100 ans) calculées à l'aide du modèle G-res

Les émissions nettes sur 100 ans ont aussi été calculées à l'aide du modèle G-res, un outil Web accessible au public mis au point par une équipe internationale de chercheurs et financé par l'Association internationale de l'hydroélectricité (IHA) et la Chaire UNESCO en changements environnementaux à l'échelle du globe [31]. L'outil G-res repose sur plusieurs relations statistiques, découlant de l'analyse globale des flux de GES mesurés et publiés (diffusif, bullage et dégazage) en fonction des variables climatiques spécifiques au lieu, de l'âge et de la forme du réservoir, et de la teneur en carbone des sols ennoyés (voir la réf. [31] pour plus de détails). Il tient également compte des émissions de GES avant la mise en eau, simule l'évolution à long terme des émissions de GES après la mise en eau et, selon l'approche décrite à la réf. [8], prend

en considération les émissions futures de CO<sub>2</sub>, même en l'absence du réservoir. L'outil G-res permet aussi d'estimer les émissions des réservoirs alimentés par les activités humaines se déroulant dans le bassin versant. Or, puisque les réservoirs hydroélectriques du Québec sont situés dans des endroits isolés où n'a lieu aucune autre activité humaine importante, ces types d'émissions ne sont pas pertinentes dans notre cas et ne seront pas pris en compte.

Les émissions après la mise en eau obtenues selon cette approche tiennent compte des flux de CH<sub>4</sub> par bullage, des flux diffusifs de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> à la surface du réservoir, et des flux de dégazage de CH<sub>4</sub>. Leur estimation repose sur des mesures de flux de GES tirées de références pour différentes caractéristiques des réservoirs, telles que l'âge, la taille et la teneur en carbone des terres ennoyées, et adaptées à la température. Puisqu'il n'existe qu'un nombre limité de publications concernant les émissions de CH<sub>4</sub> par bullage et dégazage et leur évolution dans le temps, les valeurs calculées avec le modèle G-res sont jugées prudentes pour les régions boréales.

Les flux avant la mise en eau sont estimés pour neuf types potentiels de couverture terrestre (milieu humide, forêts, terres cultivées, plans d'eau, prairies, zones dénudées, zones enneigées et glacées en permanence, et établissements), pour différentes zones climatiques (boréale, tempérée, subtropicale et tropicale) et pour deux types de sols (organique ou minéral), en appliquant des facteurs d'émission tels que ceux publiés par le GIEC [37]. Les émissions totales de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> (gCO<sub>2</sub>·an<sup>-1</sup> ou gCH<sub>4</sub>·an<sup>-1</sup>) ont été calculées en additionnant les émissions nettes totales de l'ensemble des plans d'eau (tableau A.4 ; à noter que les intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 % sont indiqués entre parenthèses pour tenir compte de l'incertitude).

### **2.3. Empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec**

En 2014, le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) a réalisé, pour le compte d'Hydro-Québec, une ACV de l'électricité produite, achetée, transportée et distribuée au Québec [39]. L'unité fonctionnelle de cette étude était « la production ou l'achat, le transport et la distribution de 1 kWh d'électricité au Québec par le réseau principal d'Hydro-Québec en 2012 ».

L'électricité est produite par les centrales d'Hydro-Québec ou encore achetée à des producteurs indépendants de la province ou à des réseaux électriques de provinces ou d'États américains adjacents. L'électricité de ces installations est ensuite acheminée vers les centres de consommation par le réseau de transport, exploité par la division Hydro-Québec TransÉnergie et Équipement. Ce réseau comprend les lignes et les postes électriques. Les lignes comprennent les supports (pylônes), les équipements et les conducteurs alors que les postes effectuent les opérations de commutation et maintiennent ou transforment la tension. En 2012, le réseau de transport comptait 33 911 km de lignes et 516 postes de transformation. Le réseau de distribution, exploité par la division Hydro-Québec Distribution et Services partagés, englobe toutes les installations nécessaires à la distribution de l'électricité, en allant des postes de transformation jusqu'aux points de raccordement des abonnés. Le réseau de distribution est en majeure partie aérien (plus de 2 700 000 poteaux et 114 649 km de lignes), le reste est souterrain (3 900 km).

Les données ont été recueillies par échantillonnage ; on a d'abord défini un échantillon représentatif des différentes activités de chaque division. Les données primaires, obtenues directement auprès d'Hydro-Québec et de ses fournisseurs, ont été recueillies pour cet échantillon, puis extrapolées afin de tenir compte du reste du réseau électrique. Toutes les phases du cycle de vie ont été intégrées à l'analyse. Pour ce qui est de la fin de vie, la démolition et la

gestion des déchets ont été prises en compte pour les équipements de transport et de distribution, mais non pour les barrages. Des hypothèses et des données secondaires tirées de la base de données ecoinvent [40], de la base de données interne du CIRAIG, de bases de données publiques accessibles et d'une revue de la documentation ainsi que l'apport de plusieurs experts sont venus compléter l'information fournie par les divisions d'Hydro-Québec. Les données d'inventaire de cette ACV ont depuis été intégrées à la version 3 de la base de données ecoinvent [40] pour modéliser l'électricité produite, transportée et distribuée au Québec.

Depuis la première version de l'étude, publiée en 2014 [39], des mises à jour ont été apportées à la base ecoinvent pour tenir compte de la composition changeante du parc de production (quantité d'électricité produite et achetée par les différentes sources), des nouvelles infrastructures (centrales de production, lignes de transport, postes de transformation et lignes de distribution) et des nouvelles données d'exploitation basées sur les recherches de pointe (p. ex. émissions de GES des réservoirs).

Le procédé « marché de l'électricité, basse tension, CA-QC » de la plus récente version de la base de données ecoinvent (version 3.5) a été utilisé et adapté pour cette étude. La composition du réseau a été remplacée par celle de 2017 dans le procédé « marché de l'électricité, haute tension, CA-QC » associé, les émissions des réservoirs ont été remplacées par celles obtenues par la méthode retenue à la section 2.2, et l'empreinte carbone de 1 kWh d'électricité distribuée par le réseau a été calculée. Le tableau 4 présente la composition du réseau en 2017 (selon les données d'Hydro-Québec) qui a servi à l'adaptation du procédé « marché de l'électricité, haute tension, CA-QC ».

Tableau 4. Composition du réseau en 2017 intégrée dans le procédé « marché de l'électricité, haute tension, CA-QC » de la base ecoinvent (données d'Hydro-Québec)

Procédé de production	%
Production d'électricité, hydraulique, réservoir, région non alpine, CA-QC	47,5255
Production d'électricité, hydraulique, au fil de l'eau, CA-QC	34,6761
Électricité, haute tension, importée de CA-NF, CA-QC	11,8371
Électricité, haute tension, hydraulique, importée de CA-ON, CA-QC	0,0140
Production d'électricité, éolien, turbine > 3 MW, terrestre, CA-QC	3,0665
Production d'électricité, éolien, turbine 1-3 MW, terrestre, CA-QC	1,3939
Production d'électricité, éolien, turbine < 1 MW, terrestre, CA-QC	0,1858
Production d'électricité, mazout, CA-QC	0,00073
Production combinée, biogaz, moteur à essence, CA-QC	0,0813
Production combinée, copeaux de bois, 6 667 kW, technologie évoluée 2014, CA-QC	0,8849
Électricité, haute tension, importée de CA-NB, CA-QC	0,0104
Électricité, haute tension, importée de CA-ON	0,2677
Électricité, haute tension, importée du NPCC, É.-U. uniquement, CA-QC	0,0560

Trois procédés du tableau 4 tiennent compte des émissions des réservoirs : 1) « production d'électricité, hydraulique, réservoir, région non alpine, CA-QC », 2) « électricité, haute tension, hydraulique, importée de CA-ON, CA-QC », et 3) « électricité, haute tension, importée de CA-NF, CA-QC ». Les valeurs des émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> des réservoirs ont été modifiées pour ces trois procédés en suivant l'approche du modèle G-res, selon notre analyse présentée à la

section 3. Pour le procédé « électricité, haute tension, importée de CA-NF, CA-QC », nous avons utilisé les émissions nettes de  $\text{gCO}_2\cdot\text{an}^{-1}$  et de  $\text{gCH}_4\cdot\text{an}^{-1}$  pour les réservoirs du complexe des Churchill Falls, indiquées au tableau A.4. (N'oublions pas que la totalité de l'électricité importée de Terre-Neuve est produite par cette centrale.) Ces valeurs ont ensuite été divisées par la quantité totale d'électricité produite par cette centrale en 2017, soit 30 927 GWh [41], pour obtenir les émissions par kWh. Pour le procédé « production d'électricité, hydraulique, réservoir, région non alpine, CA-QC », les émissions nettes totales du tableau A.4, sans compter les réservoirs du complexe des Churchill Falls, ont été divisées par la quantité totale d'électricité produite par les centrales à réservoir en 2017 selon Hydro-Québec, soit 105 264 GWh. L'hydroélectricité produite et importée de l'Ontario est représentée par le procédé « électricité, haute tension, hydraulique, importée de CA-ON, CA-QC ». Les données liées aux réservoirs de l'Ontario n'étant pas accessibles et l'hydroélectricité de cette province ne représentant que 0,014 % du réseau, on a utilisé les valeurs pour le Québec comme approximation des émissions des réservoirs.

Enfin, l'empreinte carbone de 1 kWh d'électricité distribuée au Québec a été calculée à partir du procédé « marché de l'électricité, basse tension, CA-QC » par la méthode du GWP100 de l'IPCC2013 de la base ecoinvent v.3.1, à l'aide du logiciel OpenLCA 1.7.0 (<https://openlca.org>).

### 3. Résultats et discussion

Le tableau 5 présente les émissions des réservoirs par kWh d'électricité produite par les centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (colonnes paires) et par kWh d'électricité produite par l'ensemble des centrales hydroélectriques (colonnes impaires) pour les différentes approches énoncées à la section 2.2. Les résultats exprimés en g éq.  $\text{CO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  ont été calculés en utilisant les indicateurs GWP100 et GTP100, comme l'a recommandé l'initiative du PNUE/SETAC sur le cycle de vie à l'issue d'un atelier de recherche de consensus [42]. Ces deux indicateurs sont publiés par le GIEC [43]. Le GWP100 représente le rapport entre le forçage radiatif cumulé sur 100 ans causé par une émission de masse unitaire d'un GES donné par rapport à celui du  $\text{CO}_2$ , et le GTP100, le changement absolu de la température moyenne à la surface du globe 100 ans après une émission de masse unitaire d'un GES donné par rapport à celui du  $\text{CO}_2$ . La figure 1 illustre, sous forme de diagramme à barres, les résultats pour des émissions de GES par unité d'électricité produite par des centrales électriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées en s'appuyant sur le GWP100 (colonne 5 du tableau 5).

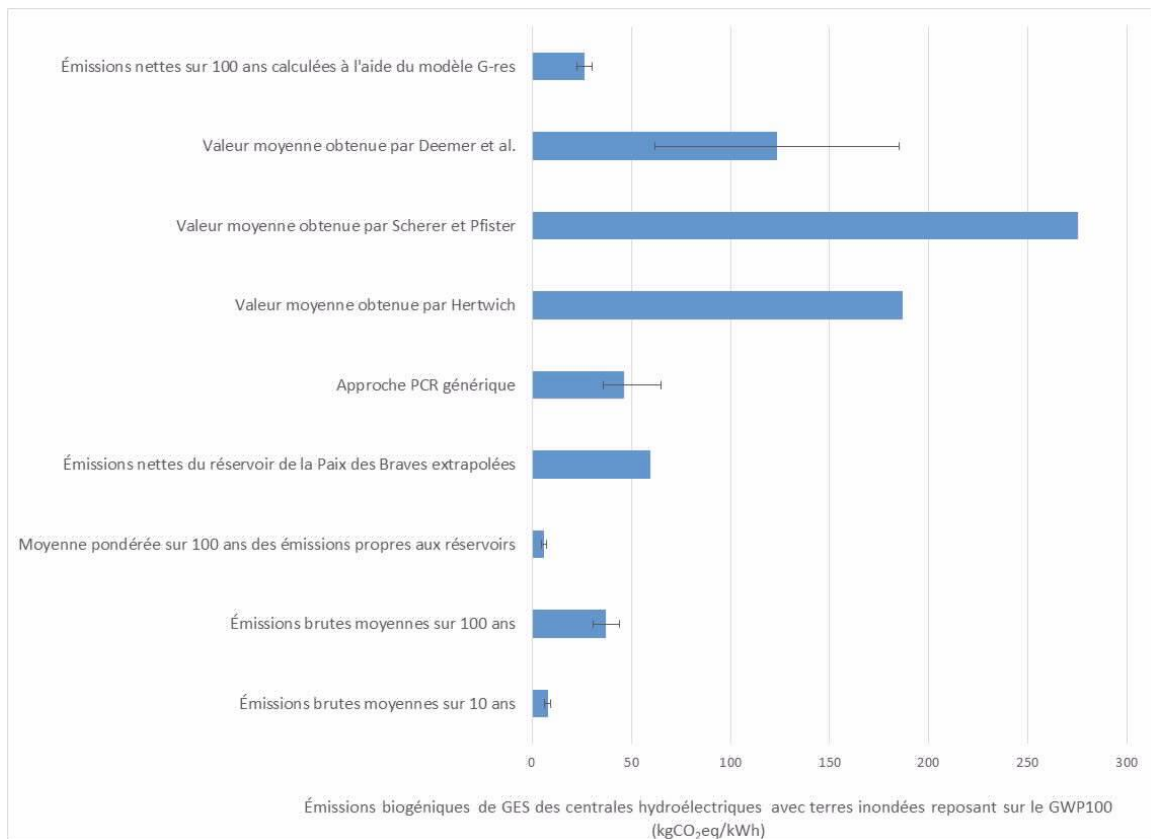


Figure 1. Émissions estimées des réservoirs selon différentes approches par unité d'électricité produite par des centrales électriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées en s'appuyant sur l'indicateur GWP100

Tableau 5. Émissions estimées des réservoirs selon différentes approches par unité d'électricité produite par les centrales à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (colonnes impaires) et par unité d'électricité produite par l'ensemble des centrales hydroélectriques appartenant à Hydro-Québec (colonnes paires)

Approche	CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )		CH <sub>4</sub> (gCH <sub>4</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )		GES avec GWP100 (g éq. CO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )		GES avec GTP100 (g éq. CO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )	
N° de colonne	1	2	3	4	5	6	7	8
	Avec terres ennoyées seulement	Toutes les centrales hydroélectriques	Avec terres ennoyées seulement	Toutes les centrales hydroélectriques	Avec terres ennoyées seulement	Toutes les centrales hydroélectriques	Avec terres ennoyées seulement	Toutes les centrales hydroélectriques
2.2.1 Émissions brutes moyennes (10 ans) <sup>1</sup>	7,8 (6,5-9,2)	6,2 (5,2-7,3)	s. o.	s. o.	7,8 (6,5-9,2)	6,2 (5,2-7,3)	7,8 (6,5-9,2)	6,2 (5,2-7,3)
2.2.1 Émissions brutes moyennes (100 ans) <sup>1</sup> (section 2.2.1)	37,4 (31,0-43,9)	29,9 (24,8-35,0)	s. o.	s. o.	37,4 (31,0-43,9)	29,9 (24,8-35,0)	37,4 (31,0-43,9)	29,9 (24,8-35,0)
2.2.2 Moyenne pondérée des émissions brutes propres aux réservoirs (10 ans) <sup>1</sup> (section 2.2.2)	5,4 (4,2-6,4)	4,2 (3,4-5,1)	0,02 (0,02-0,03)	0,02 (0,01-0,02)	6,1 (4,9-7,4)	4,9 (3,7-5,8)	5,6 (4,4-6,7)	4,4 (3,5-5,3)
2.2.3 Émissions nettes (100 ans) du réservoir de la Paix de Braves extrapolées à l'ensemble des réservoirs	51,0	40,7	0,26	0,21	59,8	47,8	53,9	43,0
2.2.4 Émissions nettes (100 ans)	43,6 (35,9-57,7)	34,8 (28,6-46,1)	0,08 (0,00-0,21)	0,06 (0,00-0,17)	46,3 (35,9-64,8)	36,8 (28,6-51,9)	44,5 (35,9-60,0)	35,5 (28,6-48,0)



selon une approche générique (PCR)								
2.2.5 Valeur moyenne obtenue par Hertwich [29]	85	67,8	3,0	2,4	187	149	118	94
2.2.5 Valeur moyenne obtenue par Scherer et Pfister [30]	173	138	3,0	2,4	275	219	206	164
2.2.5 Valeurs max. et min. obtenues par Deemer <i>et al.</i> [25]	34,6 – 59,2	27,6 – 47,2	0,8 – 3,7	0,6 – 2,9	61,8 – 185,0	48,0 – 145,8	43,4 – 99,9	34,2 – 79,1
2.2.6 Émissions nettes (100 ans) selon le modèle G-res <sup>2</sup>	16,5 (14,7- 18,6)	13,2 (11,7-14,8)	0,29 (0,23- 0,35)	0,23 (0,19-0,28)	26,4 (22,5- 24,3)	21,0 (18,1-24,3)	19,7 (17,2- 22,5)	15,7 (13,8-17,9)

<sup>1</sup>Émissions pour la superficie moyenne ; émissions pour les superficies minimale et maximale entre parenthèses

<sup>2</sup>Résultats du modèle G-res ; intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 % entre parenthèses

Les quatre premiers résultats (moyenne des émissions brutes sur 10 et 100 ans, moyenne pondérée des émissions brutes propres aux réservoirs sur 10 ans, et émissions nettes du réservoir de la Paix de Braves sur 100 ans extrapolées à l'ensemble des réservoirs) reposent sur des mesures effectuées sur les réservoirs d'Hydro-Québec. Ils sont donc plus représentatifs du contexte en question que les résultats obtenus selon une approche générique (comme celle décrite à la section 2.2.4) ou que d'une valeur moyenne mondiale (comme celle énoncée à la section 2.2.5). La meilleure approche à adopter consiste à calculer les émissions nettes sur 100 ans, comme ce qui a été fait pour le réservoir de la Paix de Braves, après une campagne intensive de mesures des flux avant et après la mise en eau. C'est que cette approche tient compte de tous les types de flux (diffusif, bullage, dégazage, séquestration du carbone) et permet de distinguer les flux naturels des flux anthropiques, puisqu'elle calcule une émission nette sur 100 ans. Cependant, de telles études approfondies sont assez rares, puisqu'elles coûtent cher et nécessitent un échantillonnage considérable. Au Québec, le réservoir de la Paix de Braves est le seul pour lequel il existe de tels résultats. On attend les résultats pour un deuxième ensemble de réservoirs (au complexe de la Romaine) dans les prochaines années. L'extrapolation des résultats d'une étude à d'autres réservoirs pose problème, puisque ces derniers sont tous très différents et leurs émissions dépendent fortement de leurs caractéristiques. Le réservoir de la Paix de Braves est relativement peu profond et retient des sols à forte teneur en carbone, entraînant généralement des émissions plus importantes. Par conséquent, l'extrapolation de ces résultats à tous les réservoirs, comme on l'a fait à la section 2.2.3, mène à une surestimation des émissions. Comme le montre le tableau 5, les émissions de  $\text{CO}_2$  et de  $\text{CH}_4$  sont plus élevées selon cette approche (soit 51,0 et 0,26  $\text{g}\cdot\text{kWh}^{-1}$  respectivement) par rapport à la moyenne pondérée des émissions brutes propres aux réservoirs sur 10 ans (5,4 et 0,02  $\text{g}\cdot\text{kWh}^{-1}$  respectivement) et à la moyenne des émissions brutes sur 10 ans (7,8  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) et sur 100 ans (37,4  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ ).

Comme les émissions des réservoirs varient selon les caractéristiques de ces derniers, l'approche propre aux réservoirs (section 2.2.2) est probablement à privilégier par rapport à celle reposant sur les moyennes (section 2.2.1). Cela étant, les résultats pourraient être faussés puisqu'il n'existe pas de données pour certains réservoirs ; pour cette raison, les réservoirs et les terres ennoyées non directement associés à une centrale électrique (tableau A.3) ont été exclus des calculs. Cela pourrait expliquer la valeur inférieure obtenue avec cette approche par rapport à celle estimée avec l'approche de la moyenne des émissions brutes sur 10 ans (5,4  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  par rapport à 7,8  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ ). De plus, des mesures propres aux réservoirs ont été prises à différents âges, ce qui pourrait conduire à une sous-estimation ou à une surestimation des résultats. L'approche propre aux réservoirs a donc l'avantage de tenir compte des caractéristiques des réservoirs, mais non de leur âge. Ces deux approches (sections 2.2.1 et 2.2.2) reposent sur les émissions brutes, car il n'existe aucune donnée sur les émissions avant la mise en eau, et les émissions n'incluent que les émissions par flux diffusif de  $\text{CO}_2$ .

L'approche générique proposée par une PCR (section 2.2.4) est très simple à suivre, mais les incertitudes sont très élevées, car elle n'est fondée sur aucune mesure ou modélisation. Les calculs comprennent des paramètres tenant compte de certaines caractéristiques du réservoir, telles que la latitude et la profondeur de l'eau, mais cette approche n'est pas recommandée s'il existe des données obtenues par mesures ou modélisation. Les valeurs moyennes tirées de références (section 2.2.5) sont toutes très élevées par rapport à celles obtenues selon d'autres approches (85  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et 3,0  $\text{gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$  selon la réf. [29], 173  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et 3,0  $\text{gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$  selon la réf. [30], et 34,6-59,2  $\text{gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et 0,8-3,7  $\text{gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$  selon la

réf. [25]). Ces résultats reposent sur des données publiées dans différentes régions du monde. Ils proviennent d'études sur des réservoirs situés dans des zones tropicales, pour lesquels les émissions peuvent être très élevées comparativement à celles de réservoirs en zones boréales, en particulier pour ce qui est du méthane. Puisqu'ils ne cadrent pas avec le contexte du Québec, ils sont moins représentatifs. Une bonne façon d'améliorer ce type d'approche serait de répartir les données recueillies en catégories qui refléteraient mieux la zone climatique du réservoir. Or, même cette méthode peut donner des résultats inadéquats, car les émissions de certains réservoirs en régions tropicales sont moins élevées en raison du climat, du sol et de leurs caractéristiques.

Enfin, les résultats obtenus suivant la dernière approche (section 2.2.6) représentent les émissions nettes sur 100 ans calculées à l'aide du modèle G-res. Cette méthode a pour avantage de tenir compte des caractéristiques propres aux réservoirs (taille, teneur en carbone des terres ennoyées, température) et de tous les types de flux (diffusif, bullage, dégazage). Qui plus est, elle repose sur l'approche des émissions nettes sur 100 ans, puisque les flux avant et après la mise en eau sont estimés, et permet de tenir compte de l'ensemble des réservoirs et plans d'eau. Pouvant être étalonné à l'aide de paramètres locaux, le modèle peut être appliqué pour n'importe quel lieu géographique. L'incertitude peut également être quantifiée et exprimée à l'aide d'intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 %. Les résultats de cette approche ( $16,5 \text{ gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et  $0,29 \text{ gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) se situent entre ceux obtenus par l'approche de la moyenne des émissions brutes sur 10 ans ( $7,8 \text{ gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) et de la moyenne pondérée des émissions brutes propres aux réservoirs sur 10 ans ( $5,4 \text{ gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et  $0,02 \text{ gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$ ) et ceux obtenus par l'approche des émissions nettes sur 100 ans du réservoir de la Paix de Braves extrapolées à l'ensemble des réservoirs ( $51,0 \text{ gCO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$  et  $0,26 \text{ gCH}_4\cdot\text{kWh}^{-1}$ ). Il pourrait être difficile de choisir la meilleure approche, car elles présentent toutes des limites différentes (type de flux pris en compte, calculs fondés sur des mesures ou une modélisation, ou approche générique ou propre au réservoir). Le tableau 6 résume l'analyse de l'ensemble des approches. En l'absence de données propres à l'emplacement pour calculer les émissions nettes de GES en fonction des cinq types de flux (conformément à la méthode employée pour le réservoir de la Paix de Braves), l'approche fondée sur le modèle G-res est considérée comme étant la plus fiable et exhaustive. Elle a permis de modéliser l'ensemble des réservoirs et terres ennoyées en fonction de leurs caractéristiques et de calculer leurs émissions nettes sur 100 ans, pour ensuite les intégrer dans l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec.

Ces résultats, présentés au tableau A.4, ont été utilisés pour calculer les émissions biogéniques nettes de GES par kWh produit pour chaque complexe hydroélectrique. Pour ce faire, on a regroupé l'ensemble des centrales électriques (tableaux A.1 et A.2) et plans d'eau non directement associés à une centrale électrique (tableau A.3) et situés dans le même bassin versant. Les émissions annuelles totales de GES de tous les plans d'eau ont ensuite été divisées par la production annuelle totale d'électricité de toutes les centrales électriques situées dans le bassin versant. Les résultats (tableau A.5) montrent que les émissions varient d'un complexe hydroélectrique à l'autre, soit de 0 (pour les bassins versants sans réservoir ni terres ennoyées) à  $73,2 \text{ g éq. CO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ .

Suivant la méthode décrite à la section 2.3, l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec estimée en utilisant la composition du réseau de 2017 et les émissions des réservoirs calculées avec le modèle G-res est de  $34,5 \text{ g éq. CO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ . Elle représente une augmentation de 42 % par rapport à l'empreinte carbone calculée selon la méthode actuellement employée dans ecoinvent, à savoir  $24,3 \text{ g éq. CO}_2\cdot\text{kWh}^{-1}$ . Cette augmentation est due aux émissions biogéniques

de carbone des terres envoyées, qui sont plus élevées avec le modèle G-res que les valeurs trouvées dansecoinvent, lesquelles ont été calculées en 2014 selon une approche reposant sur les émissions brutes sur 10 ans estimées à partir d'un ensemble de mesures (comme l'explique la section 2.2.1).

Les émissions biogéniques des terres envoyées comptaient pour environ 70 % de l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec en 2017. Les émissions associées à la construction d'infrastructures hydroélectriques au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador (complexe des Churchill Falls) représentaient environ 12 % de l'empreinte carbone de l'électricité distribuée dans la province. Les émissions attribuables à la production d'électricité de sources non hydroélectriques au Québec (vent, biomasse, mazout) constituaient environ 5 % de l'empreinte carbone et celles associées à la production d'électricité importée de provinces ou États autre que Terre-Neuve-et-Labrador représentaient environ 1,4 %. Enfin, la part de l'empreinte carbone attribuable au transport, à la distribution et à l'exploitation (y compris les pertes) s'élevait à près de 10 %. Quant à la production d'hydroélectricité uniquement (c'est-à-dire sans transport ni distribution), la contribution de la construction d'infrastructures aux émissions de GES est beaucoup plus élevée pour les centrales au fil de l'eau (96 %) que pour les centrales à réservoir (7,5 %), car celles-ci ne provoquent aucune émission biogénique de GES.

Tableau 6. Résumé de l'analyse comparative des différentes approches d'estimation des émissions des réservoirs

<b>Approche</b>	<b>2.2.1 Émissions brutes fondées sur un ensemble de mesures historiques</b>	<b>2.2.2 Émissions brutes fondées sur des mesures propres aux réservoirs</b>	<b>2.2.3 Émissions nettes du réservoir de la Paix de Braves extrapolées à l'ensemble des réservoirs</b>	<b>2.2.4 Émissions nettes calculées selon une approche générique (PCR)</b>	<b>2.2.5 Valeurs génériques tirées de références</b>	<b>2.2.6 Émissions nettes estimées à l'aide du modèle G-res</b>
<b>Type d'émissions</b>	Diffusion (CO <sub>2</sub> )	Diffusion (CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> )	Diffusion (CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> ), bullage (CH <sub>4</sub> ), dégazage (CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> )	Estimation globale générique	Variable (selon différentes études)	Diffusion (CO <sub>2</sub> et CH <sub>4</sub> ), bullage (CH <sub>4</sub> ), dégazage (CH <sub>4</sub> )
<b>Émissions brutes ou nettes</b>	Brutes	Brutes	Nettes	Nettes	Brutes	Nettes
<b>Propres aux réservoirs</b>	Non	Oui	Oui pour Paix de Braves, non pour les autres	Non	Non	Oui
<b>Propres au lieu géographique</b>	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui

<b>Nombre de retenues</b>	24 retenues non précisées	21 retenues précisées	Une seule retenue, estimations extrapolées aux autres	Une seule valeur générique	Plusieurs retenues dans le monde	Données fixes pour toutes les retenues
<b>Données découlant de mesures directes, d'une modélisation ou d'une approche générique</b>	Mesures directes	Mesures directes	Mesures directes (quatre premières années) et modélisation	Approche générique	Mesures directes, modélisation	Modélisation

#### 4. Conclusion

Cet article présente une analyse comparative de différentes approches de quantification des émissions biogéniques de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> provenant de réservoirs hydroélectriques au Québec (Canada). Ces approches varient selon divers aspects, dont le type d'émissions étudiées (diffusif, bullage, dégazage) et leur nature (CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>), l'utilisation de données propres aux réservoirs ou au lieu géographique, le nombre de retenues prises en compte, et la technique employée pour estimer les émissions (mesures, modélisation, méthode générique). En l'absence d'un ensemble complet de données pour les réservoirs, qui comprendrait les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> par flux diffusif, bullage et dégazage avant et après la mise en eau, on a utilisé le modèle G-res. Celui-ci est le fruit d'un projet de recherche international multipartite [31], financé par l'IHA et la Chaire UNESCO en changements environnementaux à l'échelle du globe. Puisque ce modèle peut être étalonné pour n'importe quel lieu géographique à l'aide de paramètres locaux, il peut prendre en compte tous les types d'émissions ainsi que les caractéristiques propres à chaque réservoir, lesquelles influent fortement sur les résultats, comme nous le démontrons dans le présent article.

À l'aide du modèle G-res, on a estimé les émissions biogéniques pour tous les réservoirs hydroélectriques au Québec ainsi que pour les réservoirs du complexe des Churchill Falls, dont l'hydroélectricité est importée de Terre-Neuve-et-Labrador, une province voisine. Ces résultats ont ensuite servi d'intrants pour calculer une valeur actualisée de l'empreinte carbone de l'électricité distribuée au Québec en 2017, soit 34,5 g éq. CO<sub>2</sub>·kWh<sup>-1</sup> ou 42 % de plus que la dernière valeur indiquée dans la base ecoinvent. L'empreinte carbone est plus élevée, car le modèle G-res prend en compte l'ensemble des terres ennoyées et des types de flux, ce qui n'était pas le cas pour l'approche suivie auparavant.

Dans le cadre des travaux de recherche sur lesquels porte cet article, on a calculé la moyenne des émissions biogéniques des réservoirs sur 100 ans ; on n'a donc pas tenu compte du profil temporel. Il n'en reste pas moins que la plus grande part de ces émissions se produit lors des 10 à 15 premières années suivant la création du réservoir [8, 12], contrairement au cas d'une centrale thermique, dont les émissions de GES sont plus ou moins constantes tout au long de sa vie. Certaines centrales hydroélectriques au Québec ont plusieurs dizaines d'années, ce qui signifie que leur réservoir n'émet maintenant que très peu de carbone biogénique. En revanche, les complexes hydroélectriques plus récents, comme ceux de l'Eastmain-Sarcelle-Rupert ou de la Romaine, rejettent probablement encore de grandes quantités de carbone biogénique, plus que leur émission moyenne calculée sur 100 ans. Pour mieux représenter l'empreinte carbone actuelle et future de l'électricité produite dans la province, on pourrait utiliser une approche d'ACV dynamique [44] pour tenir compte du profil temporel des émissions de GES de chaque centrale en fonction de son année de construction. Il serait alors possible de mieux évaluer la contribution potentielle de la production d'électricité au réchauffement climatique actuel et futur.

#### Remerciements

Nous tenons à remercier monsieur Pablo Tirado-Seco du CIRAIG de Polytechnique Montréal qui nous a fourni de l'information sur l'étude d'évaluation du cycle de vie réalisée en 2012 sur l'électricité distribuée au Québec.

## Financement

Les travaux de recherche dont fait l'objet cet article n'ont profité d'aucune subvention particulière d'organismes de financement du secteur public ou commercial ou d'organismes sans but lucratif.

## Références

- [1] Climate Watch. Data Explorer [internet]. Climate Watch; 2020 [cited 2020 Jul 17]. Available from: <https://www.climatewatchdata.org/data-explorer/historical-emissions?historical-emissions-data-sources=71&historical-emissions-gases=246&historical-emissions-regions=All%20Selected&historical-emissions-sectors=All%20Selected&page=1>.
- [2] NREL, U.S. Department of Energy [internet]. Life cycle assessment harmonization; 2020 [cited 2020 Jul 27]. Available from: <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>.
- [3] International Hydropower Association. 2018 Hydropower Status Report [internet]. International Hydropower Association: 2018 [cited 2020 Jul 17]. Available from: <https://www.hydropower.org/news/2018-hydropower-status-report-shows-record-rise-in-clean-electricity>.
- [4] Zarfl C, Lumsdon AE, Berlekamp J, Tydecks L, Tockner K. A global boom in hydropower dam construction. *Aquat Sci* 2015; 77: 161-170.
- [5] Dos Santos MA, Rosa LP, Sikar B, Sikar E, dos Santo EO. Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. *Energ Policy* 2006; 34(4): 481-8.
- [6] Barros N, Cole JJ, Tranvik LJ, Prairie YT, Bastviken D, Huszar VLM, et al. Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude. *Nat Geosci* 2011; 4: 593-6.
- [7] Teodoru CR, Bastien J, Bonneville MC, del Giorgio PA, Demarty M, Garneau M, et al. The net carbon footprint of a newly created boreal hydroelectric reservoir. *Global Biogeochem Cy* 2012; 26: doi: 10.1029/2011GB004187.
- [8] Prairie YT, Alm J, Beaulieu J, Barros N, Battin T, Cole J, et al. Greenhouse gas emissions from freshwater reservoirs: What does the atmosphere see? *Ecosystems* 2018; doi: 10.1007/s10021-017-0198-9.
- [9] Cole JJ, Prairie YT, Caraco NF, McDowell WH, Tranvik LJ, Striegl LG, et al. Plumbing the global carbon cycle: Integrating inland waters into the terrestrial carbon budget. *Ecosystems* 2007; 10(1): 172-185.
- [10] Tranvik LJ, Downing JA, Cotner JB, Loiselle SA, Striegl RG, Ballatore TJ, et al. Lakes and reservoirs as regulators of carbon cycling and climate. *Limnology and Oceanography* 2009; 54(6 Pt 2): 2298-2314.
- [11] Kumar A, Schei T, Ahenkorah A, Caceres Rodriguez R, Devernay JM, Freitas M, et al. Hydropower. In: Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Seyboth K, Matschoss P, Kadner S, et al., editors. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge, United Kingdom and New-York, NY, USA: Cambridge University Press; 2011, p. 437-496.
- [12] Tremblay A, Therrien J, Hamlin B, Wichmann E, LeDrew LJ. GHG Emissions from Boreal Reservoirs and Natural Aquatic Ecosystems. In: Tremblay A, et al., editors. *Greenhouse Gas Emissions – Fluxes and Processes*, Springer, 2005, p. 209-232.



- [13] Maeck A, Del Sontro T, McGinnis DF, Fischer H, Flury S, Schmidt M, et al. Sediment trapping by dams creates methane emission hot spots. *Environ Sci Technol* 2013; 47(15): 8130-7.
- [14] Hendzel LL, Matthews CJD, Venkiteswaran JJ, St. Louis VL, Burton D, Joyce EM, et al. Nitrous oxide fluxes in three experimental boreal forest reservoirs. *Environ Sci Technol* 2005; 39(12): 4353-4360.
- [15] DelSontro T, Kunz MJ, Kempter T, Wüest A, Wehrli B, Senn DB. Spatial heterogeneity of methane ebullition in a large tropical reservoir. *Environ Sci Technol* 2011; 45(23): 9866-9873.
- [16] Demarty M, Tremblay A. Long term follow-up of pCO<sub>2</sub>, pCH<sub>4</sub> and emissions from Eastmain 1 boreal reservoir, and the Rupert diversion bays, Canada. *Ecohydrology Hydrobiology* 2017; doi: 0.1016/j.ecohyd.2017.09.001.
- [17] UNESCO/IHA. GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs, Goldenfum JA, editor. London, United Kingdom: International Hydropower Association; 2010.
- [18] Eugster W, Delsontro T, Sobek S. Eddy covariance flux measurements confirm extreme CH<sub>4</sub> emissions from a Swiss hydropower reservoir and resolve their short-term variability. *Biogeosciences* 2011; 8(9): 2815-2831.
- [19] Schubert CJ, Diem T, Eugster W. Methane emissions from a small wind shielded lake determined by eddy covariance, flux chambers, anchored funnels, and boundary model calculation: A comparison. *Environ Sci Technol* 2012; 46(8): 4515-4522.
- [20] Zhao Y, Sherman B, Ford P, Demarty M, DelSontro T, Harby A, et al. A comparison of methods for the measurement of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> emissions from surface water reservoirs: Results from an international workshop held at Three Gorges Dam, June 2012. *Limnol Oceanogr-Meth* 2015; 13(1): 15-29.
- [21] Strachan IB, Pelletier L, Bonneville M-C. Inter-annual variability in water table depth controls net ecosystem carbon dioxide exchange in a boreal bog. *Biogeochemistry* 2016; 127:99-111.
- [22] ISO14040. Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. Lausanne, Switzerland: International Organization for Standardization; 2006.
- [23] ISO14067. Greenhouse gases – Carbon footprint of products – Requirements and guidelines for quantification. Lausanne, Switzerland: International Organization for Standardization; 2018.
- [24] Hidrovo AB, Uche J, Martínez-Gracia A. Accounting for GHG net reservoir emissions of hydropower in Ecuador. *Renew Energ* 2017; 112: 209-221.
- [25] Deemer BR, Harrison JA, Li S, Beaulieu JJ, Delsontro T, Barros N, et al. Greenhouse gas emissions from reservoir water surfaces: A new global synthesis. *BioScience* 2016; 66(11): 949-964.
- [26] Raadal HL, Gagnon L, Modahl IS, Hanssen OJ. *Renew Sust Energ Rev* 2011; 15: 3417-3422.
- [27] Arvizu T, Bruckner T, Chum H, Edenhofer O, Estefen S, Faaij A, et al. (2011). Technical Summary. In: Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Seyboth K, Matschoss P, Kadner S, et al., editors. *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge, United Kingdom and New-York, NY, USA: Cambridge University Press; 2011, p. 27-158.

- [28] Li Z, Sun Z, Chen Y, Li C, Pan Z, Harby A, et al. The net GHG emissions of the China Three Gorges Reservoir: I. Pre-impoundment GHG inventories and carbon balance. *J Clean Prod* 2020; 256: 120635.
- [29] Hertwich EG. Addressing biogenic greenhouse gas emissions from hydropower in LCA. *Environ Sci Technol* 2013; 47: 9604-9611.
- [30] Scherer L, Pfister S. Hydropower's biogenic carbon footprint. *PLoS ONE* 2016; 11(9): e0161947.
- [31] Prairie YT, Alm J, Harby A, Mercier-Blais S, Nahas R. The GHG reservoir tool (G-res) technical documentation, UNESCO/IHA research project on the GHG status of freshwater reservoirs. Version 2.0. Joint publication of the UNESCO Chair in Global Environmental Change and the International Hydropower Association; 2017.
- [32] Hydro-Québec. Sustainability Report 2017 [Internet]. Hydro-Québec; 2018 [cited 2018 Jul 16]. Available from: <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/sustainability-report.pdf>
- [33] Hydro-Québec. Faits sur l'électricité d'Hydro-Québec: Approvisionnements en électricité et émissions atmosphériques [Internet]. Hydro-Québec; 2018 [cited 2018 Dec 20]. Available from: <http://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/approvisionnement-energetiques-emissions-atmospheriques-2017.pdf>. French.
- [34] International Atomic Energy Agency. Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power and Other Energy Sources. International Atomic Energy Agency Advisory Group Meeting; 1995 Sep 26-28; Vienna, Austria.
- [35] International Atomic Energy Agency. Assessment of Greenhouse Gas Emissions from the Full Energy Chain for Hydropower, Nuclear Power and Other Energy Sources. International Atomic Energy Agency Advisory Group Meeting; 1996 Mar 12-14; Montréal, Canada.
- [36] Gagnon L, Bélanger C, Uchiyama Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. *Energ Policy* 2002; 30: 1267-1278.
- [37] Intergovernmental Panel on Climate Change. Eggleston HS, Buendia L, Miwa K, Ngara T, Tanabe K, editors. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama, Japan: Institute for Global Environmental Strategies; 2006.
- [38] International EPD System. PCR 2007:08 - Electricity, steam, and hot/cold water generation - version 3.0; 2015.
- [39] International Reference Centre for the Life Cycle of Products, Processes and Services. Analyse du cycle de vie de la production, du transport et de la distribution d'électricité au Québec – Rapport technique. Montréal, Canada: Prepared for Hydro-Québec by CIRAIG; 2014 [cited 2018 Dec 20] Available through Hydro-Québec documentation centre at <http://www.hydroquebec.com/sustainable-development/documentation-center/>. French.
- [40] Wernet G, Bauer C, Steubing B, Reinhard J, Moreno-Ruiz E, Weidema B. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *Int J Life Cycle Ass* 2016; 21(9): 1218-1230.
- [41] Nalcor Energy. Annual Report 2017 [Internet]. Nalcor Energy; 2018 [cited 2019 May 5]. Available from: <https://www.assembly.nl.ca/business/electronicdocuments/Nalcor2017AnnualReport.pdf>.
- [42] Jolliet O, Antón A, Boulay AM, Cherubini F, Fantke P, Levasseur A, et al. Global guidance on environmental life cycle impact assessment indicators: impacts of climate change, fine

particulate matter formation, water consumption and land use. *Int J Life Cycle Ass* 2018; 23(11): 2189-2207.

[43] Myhre G, Shindell D, Bréon FM, Collins W, Fuglestedt J, Huang J, et al. Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Stocker TF, Qin D, Plattner GK, Tignor M, Allen SK, Boschung J, et al., editors. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New-York, NY, USA: Cambridge University Press; 2013, p.659-740.

[44] Levasseur A, Lesage P, Margni M, Deschênes L, Samson R. Considering time in LCA: dynamic LCA and its application to global warming impact assessments. *Environ Sci Technol* 2010; 44(8), 3169-3174.

Tableau A.1. Centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (données fournies par Hydro-Québec)

Centrale électrique	Plan ou cours d'eau	Type	Année de construction	Superficie maximale	Superficie minimale	Superficie moyenne <sup>1</sup>	Production d'électricité de 2011 à 2015
				km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>	km <sup>2</sup>	GWh·an <sup>-1</sup>
Bersimis-1	Pipmuacan	Réservoir	1956	859	608	733,5	6 156
Bersimis-2	Betsiamites	Au fil de l'eau	1959	41,4	s. o. <sup>8</sup>	41,4 <sup>4</sup>	3 397
Brisay	Caniapiscau	Réservoir	1993	4 282	1 659	2 970,5	1 988
Eastmain-1 et Bernard-Landry	Paix de Braves	Réservoir	2006	624	327	475,5	5 744 <sup>3</sup>
Hart-Jaune	Petit lac Manicouagan	Réservoir	1960	227,9	s. o. <sup>8</sup>	227,9 <sup>4</sup>	244,8
Laforge-1	Laforge 1	Réservoir	1993	1 166	276	721	4 104
Laforge-2	Laforge 2	Au fil de l'eau	1984	260	s. o. <sup>8</sup>	260 <sup>4</sup>	1 657
La Grande-1	La Grande	Au fil de l'eau	1993	68	65	66,5	8 381
La Grande-2-A et Robert-Bourassa	Robert-Bourassa	Réservoir	1979	2 813	2 271	2 542	43 142 <sup>3</sup>
La Grande-3	La Grande 3	Réservoir	1984	2 536	1 599	2 067,5	12 913
La Grande-4	La Grande 4	Réservoir	1983	707	s. o. <sup>8</sup>	707 <sup>4</sup>	14 122
Manic-1 et McCormick <sup>9</sup>	Manicouagan	Au fil de l'eau	1951	11,8	11,8	11,8	2 632 <sup>3</sup>
Jean-Lesage	Manic 2	Au fil de l'eau	1965	114	110	112	5 402
René-Lévesque	Manic 3	Au fil de l'eau	1971	217	213	215	5 266
Manic-5 et 5-PA	Manicouagan	Réservoir	1964	1 926	1 628	1 777	6 621 <sup>3</sup>
Mercier	Baskatong	Réservoir	1927	398	77	237,5	267
Mitis-1 et Mitis-2	Mitis	Au fil de l'eau	1924	s. o. <sup>8</sup>	s. o. <sup>8</sup>	18,5	57,6
Outardes-3	Outardes 3	Au fil de l'eau	1969	11	s. o. <sup>8</sup>	11 <sup>4</sup>	4 279
Outardes-4	Outardes 4	Réservoir	1970	677	487	582	3 395
Rapide-7	Decelles	Réservoir	1941	237	138	187,5	310,6
Rapide-Blanc	Blanc	Réservoir	1934	83	34	58,5	957
Romaine-1	Romaine 1	Au fil de l'eau	2015	12,6	s. o. <sup>8</sup>	12,6 <sup>4</sup>	1 225,4 <sup>5</sup>
Romaine-2	Romaine 2	Réservoir	2014	85,8	s. o. <sup>8</sup>	85,8 <sup>4</sup>	2 798,2 <sup>6</sup>

Romaine-3	Romaine 3	Réservoir	2017	38,6	s. o. <sup>8</sup>	38,6 <sup>4</sup>	1 260,2 <sup>7</sup>
Sainte-Marguerite-3	Sainte-Marguerite 3	Réservoir	1998	253	214	233,5	2 608
Sarcelle	Opinaca	Au fil de l'eau	2012	1 040	s. o. <sup>8</sup>	1 040 <sup>4</sup>	631
Toulouste	Sainte-Anne	Réservoir	1957	259	174	216,5	2 534
<b>TOTAL</b>				<b>18 966,6</b>	<b>12 334,6</b>	<b>15 650,6</b>	<b>142 092,8</b>

Tableau A.1. Centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées (données fournies par Hydro-Québec) (suite)

Centrale électrique	Plan ou cours d'eau	Type	Flux annuel de CO <sub>2</sub> <sup>2</sup>	Flux annuel de CH <sub>4</sub> <sup>2</sup>	Moyenne des émissions brutes de CO <sub>2</sub> sur 10 ans	Moyenne des émissions brutes de CH <sub>4</sub> sur 10 ans	Émissions brutes maximales de CO <sub>2</sub> sur 10 ans	Émissions brutes maximales de CH <sub>4</sub> sur 10 ans	Émissions brutes minimales de CO <sub>2</sub> sur 10 ans	Émissions brutes minimales de CH <sub>4</sub> sur 10 ans
			mgCO <sub>2</sub> ·m <sup>-2</sup> ·an <sup>-1</sup>	mgCH <sub>4</sub> ·m <sup>-2</sup> ·an <sup>-1</sup>	gCO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup>	gCH <sub>4</sub> ·kWh <sup>-1</sup>	gCO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup>	gCH <sub>4</sub> ·kWh <sup>-1</sup>	gCO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup>	gCH <sub>4</sub> ·kWh <sup>-1</sup>
Bersimis-1	Pipmuacan	Réservoir	Absence de données							
Bersimis-2	Betsiamites	Au fil de l'eau	238 588	419	0,3	0,00	0,3	0,00	0,3	0,00
Brisay	Caniapiscau	Réservoir	435 849	706	65,1	0,11	93,9	0,15	36,4	0,06
Eastmain-1 Bernard-Landry	Paix de Braves	Réservoir	488 696	2 267	4,0	0,02	5,3	0,02	2,8	0,01
Hart-Jaune	Petit lac Manicouagan	Réservoir	Absence de données							
Laforge-1	Laforge 1	Réservoir	458 273	2 416	8,1	0,04	13,0	0,07	3,1	0,02
Laforge-2	Laforge 2	Au fil de l'eau	359 174	2 041	5,6	0,03	5,6	0,03	5,6	0,00
La Grande-1	La Grande	Au fil de l'eau	496 684	1 579	0,4	0,00	0,4	0,00	0,4	0,00
La Grande-2-A et Robert-Bourassa	Robert-Bourassa	Réservoir	536 589	2 602	3,2	0,02	3,5	0,02	2,8	0,01
La Grande-3	La Grande 3	Réservoir	497 672	2 523	8,0	0,04	9,8	0,05	6,2	0,03

La Grande-4	La Grande 4	Réservoir	495 967	2 529	2,5	0,01	2,5	0,01	2,5	0,01
Manic-1 et McCormick	Manicouagan	Au fil de l'eau	777 529	2 778	0,3	0,00	0,3	0,00	0,3	0,00
Jean-Lesage	Manic 2	Au fil de l'eau	89 704	290	0,2	0,00	0,2	0,00	0,2	0,00
René-Lévesque	Manic 3	Au fil de l'eau	284 911	2 522	1,2	0,01	1,2	0,01	1,2	0,01
Manic-5 et 5-PA	Manicouagan	Réservoir	491 266	1 964	13,2	0,05	14,3	0,06	12,1	0,05
Mercier	Baskatong	Réservoir	335 660	720	29,8	0,06	50,0	0,11	9,7	0,02
Mitis-1 et Mitis-2	Mitis	Au fil de l'eau	Absence de données							
Outardes-3	Outardes 3	Au fil de l'eau	19 805	33	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
Outardes-4	Outardes 4	Réservoir	604 232	2 301	10,4	0,04	12,0	0,05	8,7	0,03
Rapide-7	Decelles	Réservoir	Absence de données							
Rapide-Blanc	Blanc	Réservoir	446 401	1 045	2,7	0,01	3,9	0,01	1,6	0,00
Romaine-1	Romaine 1	Au fil de l'eau	Absence de données							
Romaine-2	Romaine 2	Réservoir	777 151	809	2,4	0,00	2,4	0,00	2,0	0,00
Romaine-3	Romaine 3	Réservoir	Absence de données							
Sainte-Marguerite-3	Sainte-Marguerite 3	Réservoir	588 874	949	5,3	0,01	5,7	0,01	4,8	0,01
Sarcelle	Opinaca	Au fil de l'eau	523 476	2 399	86,3	0,40	86,3	0,40	86,3	0,40
Toulnustouc	Sainte-Anne	Réservoir	685 566	2 854	5,9	0,02	7,0	0,03	4,7	0,02
<b>Moyenne pondérée</b>					<b>5,3</b>	<b>0,02</b>	<b>6,4</b>	<b>0,03</b>	<b>4,2</b>	<b>0,01</b>

s. o. = sans objet

<sup>1</sup> Superficie moyenne = (superficie maximale – superficie minimale)/2 + superficie minimale

<sup>2</sup> Flux annuel = flux quotidien moyen tiré de mesures historiques × nombre de jours sans couverture de glace par année

<sup>3</sup> Lorsque deux centrales électriques sont situées sur le même plan d'eau, la production d'électricité est la somme de la production des deux centrales.

<sup>4</sup> En l'absence d'une superficie minimale, la superficie maximale est utilisée comme superficie moyenne.

<sup>5</sup> Production moyenne d'électricité pour la période 2016-2018, puisque l'exploitation des centrales électriques a débuté en 2015.

<sup>6</sup> Production moyenne d'électricité pour la période 2015-2018, puisque l'exploitation des centrales électriques a débuté en 2014.

<sup>7</sup> Production moyenne d'électricité en 2018 uniquement, puisque l'exploitation de la centrale électrique a débuté en 2017.

<sup>8</sup> Pour calculer la somme des superficies minimales ou maximales, nous avons utilisé la superficie moyenne de ce réservoir.

<sup>9</sup> La centrale McCormick est détenue à 60 % par Hydro-Québec et à 40 % par une entreprise privée.

Tableau A.2. Centrales hydroélectriques au fil de l'eau sans terres ennoyées (données fournies par Hydro-Québec)

Centrale électrique	Cours d'eau	Année de construction	Production d'électricité de 2011 à 2015 (GWh·an <sup>-1</sup> )
Beauharnois	Saint-Laurent	1932	12 180,3
Beaumont	Saint-Maurice	1958	1 389,4
Bryson	Outaouais	1925	366,5
Carillon	Outaouais	1962	2 535,4
Chelsea	Gatineau	1927	781,4
Chute-Allard	Saint-Maurice	2008	380,1
Chute-Bell	Rouge	1915	1,1
Chute-des-Chats	Outaouais	1931	571,9
Chute-Hemmings	Saint-François	1925	123,4
Drummondville	Saint-François	1919	58,9
Grand-Mère	Saint-Maurice	1916	66,6
Hull-2	Outaouais	1920	127,5
La Gabelle	Saint-Maurice	1924	771,7
La Tuque	Saint-Maurice	1940	1 391,8
des Cèdres	Saint-Laurent	1914	391,2
Outardes-2	Outardes	1978	2 529,7
Paugan	Gatineau	1928	834,1
Première-Chute	Outaouais	1968	636,4
Péribonka	Péribonka	2007	2 592,6
Rapide-2	Outaouais	1954	324,8
Rapides-des-Cœurs	Saint-Maurice	2008	513,1
Rapides-des-Quinze	Outaouais	1923	607,7
Rapides-des-Îles	Outaouais	1966	768,4

Rapides-Farmer	Gatineau	1927	468,5
Rivière-des-Prairies	Prairies	1929	264,7
Rocher-de-Grand-Mère	Saint-Maurice	2004	1 216,9
Saint-Narcisse	Batiscan	1926	113,6
Sept-Chutes	Sainte-Anne	1916	88,9
Shawinigan-2	Saint-Maurice	1911	1 052,4
Shawinigan-3	Saint-Maurice	1948	1 071,9
Trenche	Saint-Maurice	1950	1 582,6

Tableau A.3. Réservoirs, biefs et autres plans ou cours d'eau non directement associés à une centrale électrique

Plan d'eau	Commentaires	Superficie (km <sup>2</sup> )	Année de construction
Boyd	En amont du réservoir Robert-Bourassa	124,8	1980
Cabonga	Situé dans la Réserve faunique La Vérendrye	434	1928
Châteaufort	Au barrage de la Manouane-C dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	27,97	1952
Cinconsine	Dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	12,4	1942
Dozois	Dans la réserve faunique La Vérendrye	311,82	1965
Gouin	À la source de la rivière Saint-Maurice	1 357,44	1918
Kempt	Au barrage de la Manouane-A dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	175,26	1941
Manouane	Au barrage de la Manouane-B dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	52,6	1953
Mékinac	Dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	22,69	2011
Mondonac	Dans le bassin de la rivière Saint-Maurice	23,13	1944
Rupert aval	En amont du réservoir de la Paix de Braves	116,8	2009
Rupert amont	En amont du réservoir de la Paix de Braves	254	2009
Sakami	En amont du réservoir Robert-Bourassa	605,6	1980
Taureau	Barrage Matawin	98,46	1930
<b>TOTAL</b>		<b>3 616,97</b>	



Tableau A.4. Émissions nettes sur 100 ans calculées à l'aide du modèle G-res pour l'ensemble des centrales hydroélectriques à réservoir et au fil de l'eau avec terres ennoyées ainsi que pour les réservoirs, biefs et autres plans ou cours d'eau non directement associés à une centrale électrique (les intervalles de confiance de 2,5 % et 97,5 % sont entre parenthèses)

Centrale ou plan d'eau	Superficie du plan d'eau (km <sup>2</sup> )	Émissions nettes de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> ·m <sup>-2</sup> ·an <sup>-1</sup> )	Émissions nettes de CH <sub>4</sub> (gCH <sub>4</sub> ·m <sup>-2</sup> ·an <sup>-1</sup> )	Émissions nettes de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> ·an <sup>-1</sup> )	Émissions nettes de CH <sub>4</sub> (gCH <sub>4</sub> ·an <sup>-1</sup> )
Bersimis-1	787,6	130,5 (118,3:142,8)	4,8 (4,0:5,8)	1,03 (0,93:1,12) <sup>E+11</sup>	3,79 (3,16:4,54) <sup>E+9</sup>
Bersimis-2	42,1	149,8 (141,7:158,7)	0,7 (0,5:0,8)	6,30 (5,96:6,68) <sup>E+9</sup>	2,78 (2,27:3,39) <sup>E+7</sup>
Rupert amont	227,7	96,0 (84,5:107,6)	1,5 (1,2:1,8)	2,19 (1,92:2,45) <sup>E+10</sup>	3,31 (2,70:4,03) <sup>E+8</sup>
Rupert aval	116,8	-5,6 (-17,4:7,1)	0,7 (0,5:1,1)	-6,59 (-20,4:8,31) <sup>E+8</sup>	8,76 (5,49:12,6) <sup>E+7</sup>
Cabonga	426,5	165,6 (154,3:179,5)	5,4 (4,5:6,6)	7,06 (6,58:7,65) <sup>E+10</sup>	2,32 (1,92:2,80) <sup>E+9</sup>
Brisay	4378,4	63,0 (51,6:76,1)	0,8 (0,6:1,0)	2,76 (2,26:3,33) <sup>E+11</sup>	3,49 (2,76:4,38) <sup>E+9</sup>
Châteauvert	39,4	156,4 (147,6:165,9)	1,4 (1,2:1,7)	6,17 (5,82:6,54) <sup>E+9</sup>	5,56 (4,64:6,66) <sup>E+7</sup>
Churchill Falls <sup>1</sup>	5645,2	117,2 (104,7:129,9)	3,9 (3,2:4,7)	6,61 (5,91:7,33) <sup>E+11</sup>	2,21 (1,82:2,67) <sup>E+10</sup>
Cinconsine	12,6	161,4 (152,2:172,5)	3,2 (2,6:3,8)	2,03 (1,91:2,17) <sup>E+9</sup>	3,98 (3,30:4,80) <sup>E+7</sup>
Manic-5 et 5A	1690,4	118,0 (108,2:130,0)	0,6 (0,5:0,7)	1,99 (1,83:2,20) <sup>E+11</sup>	1,03 (0,85:1,25) <sup>E+9</sup>
Dozois	306,7	157,3 (144,9:170,2)	7,2 (5,8:8,9)	4,82 (4,44:5,22) <sup>E+10</sup>	2,20 (1,77:2,73) <sup>E+9</sup>
Eastmain-1 et Bernard-Landry	588,5	46,7 (35,1:59,8)	1,1 (0,8:1,3)	2,75 (2,07:3,52) <sup>E+10</sup>	6,21 (4,84:7,82) <sup>E+8</sup>
Sakami	605,6	137,1 (124,1:153,0)	1,4 (1,2:1,7)	8,30 (7,52:9,27) <sup>E+10</sup>	8,56 (7,15:10,2) <sup>E+8</sup>
Gouin	1360,6	64,6 (54,1:75,9)	3,6 (2,9:4,4)	8,79 (7,36:10,3) <sup>E+10</sup>	4,89 (3,96:6,02) <sup>E+9</sup>
Hart-Jaune	225,4	114,2 (104,7:125,2)	4,7 (3,9:5,7)	2,57 (2,36:2,82) <sup>E+10</sup>	1,06 (0,87:1,28) <sup>E+9</sup>
Kempt	181,4	165,0 (153,9:177,8)	5,4 (4,5:6,6)	2,99 (2,79:3,23) <sup>E+10</sup>	9,87 (8,13:12,0) <sup>E+8</sup>
La Grande-1	70,9	-21,8 (-27,2:-15,9)	3,6 (2,9:4,4)	-1,55 (-1,93: -1,13) <sup>E+9</sup>	2,57 (2,04:3,21) <sup>E+8</sup>
La Grande-2 et Robert-Bourassa	2905,4	145,3 (130,9:160,8)	1,2 (1,0:1,4)	4,22 (3,80:4,67) <sup>E+11</sup>	3,48 (2,92:4,14) <sup>E+9</sup>
La Grande-3	2451,9	123,8 (112,2:136,9)	1,1 (0,9:1,3)	3,03 (2,75:3,36) <sup>E+11</sup>	2,74 (2,31:3,26) <sup>E+9</sup>
La Grande-4	835,8	105,5 (94,7:116,1)	0,9 (0,7:1,1)	8,82 (7,92:9,71) <sup>E+10</sup>	7,49 (6,22:9,01) <sup>E+8</sup>
Toulnustouc	255,1	110,8 (101,9:121,0)	0,6 (0,5:0,7)	2,83 (2,60:3,09) <sup>E+10</sup>	1,51 (1,24:1,83) <sup>E+8</sup>
Laforge-1	1240,2	113,6 (103,1:125,1)	1,5 (1,3:1,8)	1,41 (1,28:1,55) <sup>E+11</sup>	1,90 (1,59:2,27) <sup>E+9</sup>
Laforge-2	345,9	98,8 (89,9:109,0)	3,7 (3,1:4,4)	3,42 (3,11:3,77) <sup>E+10</sup>	1,28 (1,08:1,52) <sup>E+9</sup>
Manic-2	119,9	163,9 (154,7:174,8)	5,1 (4,2:6,1)	1,97 (1,86:2,10) <sup>E+10</sup>	6,12 (5,08:7,36) <sup>E+8</sup>

Manic-3	220,0	120,6 (110,5:132,2)	4,8 (4,0:5,8)	2,65 (2,43:2,91) <sup>E+10</sup>	1,07 (0,89:1,28) <sup>E+9</sup>
Manouane	52,5	156,9 (147,8:167,3)	3,7 (3,1:4,4)	8,23 (7,75:8,77) <sup>E+9</sup>	1,95 (1,61:2,36) <sup>E+8</sup>
Manic-1	12,8	80,9 (73,8:89,0)	0,0 (0,0:0,1)	1,03 (0,94:1,13) <sup>E+9</sup>	5,39 (−0,46:12,4) <sup>E+5</sup>
Mékinac	22,9	171,4 (160,4:184,7)	4,1 (3,4:4,9)	3,93 (3,67:4,23) <sup>E+9</sup>	9,38 (7,83:11,2) <sup>E+7</sup>
Mercier	315,7	194,3 (180,4:209,2)	3,8 (3,2:4,6)	6,13 (5,70:6,61) <sup>E+10</sup>	1,21 (1,00:1,45) <sup>E+9</sup>
Mitis	18,5	157,0 (147,3:167,8)	1,8 (1,5:2,2)	2,90 (2,72:3,10) <sup>E+9</sup>	3,40 (2,82:4,10) <sup>E+7</sup>
Mondonac	24,6	153,7 (144,3:164,1)	13,3 (10,0:17,8)	3,78 (3,55:4,04) <sup>E+9</sup>	3,28 (2,46:4,39) <sup>E+8</sup>
Sarcelle	998,3	49,1 (34,9:65,0)	0,6 (0,3:1,0)	4,90 (3,48:6,49) <sup>E+10</sup>	6,30 (3,11:10,1) <sup>E+8</sup>
Boyd	124,8	−0,2 (−11,3:12,1)	0,2 (0,1:0,4)	−1,99 (−141:151) <sup>E+7</sup>	3,10 (1,15:5,42) <sup>E+7</sup>
Outardes-3	10,9	87,0 (80,4:94,2)	4,8 (4,0:5,9)	9,51 (8,79:10,3) <sup>E+8</sup>	5,27 (4,32:6,40) <sup>E+7</sup>
Outardes-4	639,5	116,1 (105,9:127,9)	1,1 (0,9:1,3)	7,42 (6,77:8,18) <sup>E+10</sup>	6,90 (5,75:8,27) <sup>E+8</sup>
Rapide-7	223,6	102,1 (90,7:114,3)	7,0 (5,6:8,7)	2,28 (2,03:2,56) <sup>E+10</sup>	1,56 (1,25:1,95) <sup>E+9</sup>
Rapide-Blanc	80,4	153,1 (144,7:165,2)	7,3 (5,9:9,0)	1,23 (1,16:1,33) <sup>E+10</sup>	5,88 (4,77:7,42) <sup>E+8</sup>
Romaine-1	12,6	−66,3 (−73,1:−58,7)	4,5 (3,7:5,5)	−8,33 (−9,18:−7,38) <sup>E+8</sup>	5,70 (4,66:6,96) <sup>E+7</sup>
Romaine-2	85,5	100,9 (92,5:109,4)	1,4 (1,2:1,7)	8,63 (7,91:9,35) <sup>E9</sup>	1,19 (0,99:1,43) <sup>E+8</sup>
Romaine-3	38,4	101,1 (93,5:109,8)	1,7 (1,4:2,0)	3,88 (3,59:4,22) <sup>E+9</sup>	6,39 (5,33:7,65) <sup>E+7</sup>
Sainte-Marguerite-3	261,3	103,4 (94,9:112,2)	0,7 (0,6:0,8)	2,70 (2,48:2,93) <sup>E+10</sup>	1,74 (1,44:2,11) <sup>E+8</sup>
Taureau	98,2	167,4 (156,3:180,8)	7,3 (5,9:9,1)	1,64 (1,53:1,78) <sup>E+10</sup>	7,20 (5,85:8,91) <sup>E+8</sup>
<b>TOTAL sans Churchill Falls</b>				<b>2,34 (2,08:2,63)<sup>E+12</sup></b>	<b>4,06 (3,31:4,96)<sup>E+10</sup></b>

<sup>1</sup> Les réservoirs du complexe des Churchill Falls n'appartiennent pas à Hydro-Québec. Ils se trouvent dans la province de Terre-Neuve-et-Labrador ; Hydro-Québec achète la majeure partie de l'électricité produite par la centrale.

Tableau A.5. Émissions totales de GES par kWh d'électricité produite par les réservoirs pour chaque complexe hydroélectrique, calculées à l'aide du modèle G-res

Complexe	Centrale électrique	Plan ou cours d'eau	Production d'électricité de 2011 à 2015 (GWh·an <sup>-1</sup> )	Émissions nettes de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> ·an <sup>-1</sup> )	Émissions nettes de CH <sub>4</sub> (gCH <sub>4</sub> ·an <sup>-1</sup> )	Émissions totales de GES (g éq. CO <sub>2</sub> ·kWh <sup>-1</sup> )
Bersimis	Bersimis-1	Pipmuacan	6 156	1,03 <sup>E</sup> +11	3,79 <sup>E</sup> +9	25,0
	Bersimis-2	Betsiamites	3 397	6,30 <sup>E</sup> +9	2,78 <sup>E</sup> +7	
Eastmain-Sarcelle-Rupert	Eastmain-1 et Bernard-Landry	Paix de Braves	5 744	2,75 <sup>E</sup> +10	6,21 <sup>E</sup> +8	24,2
		Rupert (amont)		2,19 <sup>E</sup> +10	3,31 <sup>E</sup> +8	
		Rupert (aval)		-6,59 <sup>E</sup> +8	8,76 <sup>E</sup> +7	
	Sarcelle	Opinaca	631	4,90 <sup>E</sup> +10	6,30 <sup>E</sup> +8	
La Grande	Brisay	Caniapiscau	1 988	2,76 <sup>E</sup> +11	3,49 <sup>E</sup> +9	20,1
	Laforge-1	Laforge 1	4 104	1,41 <sup>E</sup> +11	1,90 <sup>E</sup> +9	
	Laforge-2	Laforge 2	1 657	3,42 <sup>E</sup> +10	1,28 <sup>E</sup> +9	
	La Grande-1	La Grande	8 381	-1,55 <sup>E</sup> +9	2,57 <sup>E</sup> +8	
	La Grande-2-A et Robert-Bourassa	Robert-Bourassa	43 142	4,22 <sup>E</sup> +11	3,48 <sup>E</sup> +9	
	La Grande-3	La Grande 3	12 913	3,03 <sup>E</sup> +11	2,74 <sup>E</sup> +9	
	La Grande-4	La Grande 4	14 122	8,82 <sup>E</sup> +10	7,49 <sup>E</sup> +8	
		Boyd		-1,99 <sup>E</sup> +7	3,10 <sup>E</sup> +7	
		Sakami		8,30 <sup>E</sup> +10	8,56 <sup>E</sup> +8	
Manic	Manic-1 et McCormick	Manicouagan	2 632	1,03 <sup>E</sup> +9	5,39 <sup>E</sup> +5	19,1
	Jean-Lesage	Manic 2	5 402	1,97 <sup>E</sup> +10	6,12 <sup>E</sup> +8	
	René-Lévesque	Manic 3	5 266	2,65 <sup>E</sup> +10	1,07 <sup>E</sup> +9	
	Manic-5 et 5-PA	Manicouagan	6 621	1,99 <sup>E</sup> +11	1,03 <sup>E</sup> +9	
	Hart-Jaune	Petit lac Manicouagan	244,8	2,57 <sup>E</sup> +10	1,06 <sup>E</sup> +9	
	Toulnustouc	Sainte-Anne	2534	2,83 <sup>E</sup> +10	1,51 <sup>E</sup> +8	
Outardes	Outardes-2	Outardes	2 529,7			9,8
	Outardes-3	Outardes 3	4 279	9,51 <sup>E</sup> +8	5,27 <sup>E</sup> +7	
	Outardes-4	Outardes 4	3 395	7,42 <sup>E</sup> +10	6,90 <sup>E</sup> +8	

Saint-Maurice		Châteauvert		6,17 <sup>E</sup> +9	5,56 <sup>E</sup> +7	37,9
		Cinconsine		2,03 <sup>E</sup> +9	3,98 <sup>E</sup> +7	
		Gouin		8,79 <sup>E</sup> +10	4,89 <sup>E</sup> +9	
		Kempt		2,99 <sup>E</sup> +10	9,87 <sup>E</sup> +8	
		Manouane		8,23 <sup>E</sup> +9	1,95 <sup>E</sup> +8	
		Mékinac		3,93 <sup>E</sup> +9	9,38 <sup>E</sup> +7	
		Mondonac		3,78 <sup>E</sup> +9	3,28 <sup>E</sup> +8	
	Rapide-Blanc	Blanc	957	1,23 <sup>E</sup> +10	5,88 <sup>E</sup> +8	
	Beaumont	Saint-Maurice	1 389,4			
	Chute-Allard	Saint-Maurice	380,1			
	Grand-Mère	Saint-Maurice	66,6			
	La Gabelle	Saint-Maurice	771,7			
	La Tuque	Saint-Maurice	1 391,8			
	Rapides-des-Cœurs	Saint-Maurice	513,1			
	Rocher-de-Grand-Mère	Saint-Maurice	1 216,9			
	Saint-Narcisse	Batiscan	113,6			
	Shawinigan-2	Saint-Maurice	1 052,4			
	Shawinigan-3	Saint-Maurice	1 071,9			
	Trenche	Saint-Maurice	1 582,6			
Romaine	Romaine-1	Romaine 1	1 225,4	-8,33 <sup>E</sup> +8	5,70 <sup>E</sup> +7	3,8
	Romaine-2	Romaine 2	2 798,2	8,63 <sup>E</sup> +9	1,19 <sup>E</sup> +8	
	Romaine-3	Romaine 3	1 260,2	3,88 <sup>E</sup> +9	6,39 <sup>E</sup> +7	
Outaouais (cours inférieur)	Mercier	Baskatong	267	6,13 <sup>E</sup> +10	1,21 <sup>E</sup> +9	73,2
		Cabonga		7,06 <sup>E</sup> +10	2,32 <sup>E</sup> +9	
		Dozois		4,82 <sup>E</sup> +10	2,20 <sup>E</sup> +9	
	Bryson	Outaouais	366,5			
	Carillon	Outaouais	2 535,4			
	Chelsea	Gatineau	781,4			
	Chute-Bell	Rouge	1,1			
	Chute-des-Chats	Outaouais	571,9			
	Hull-2	Outaouais	127,5			
	Paugan	Gatineau	s. o.			

	Rapides-Farmer	Gatineau	468,5			
Outaouais (cours supérieur)	Rapide-7	Decelles	310,6	2,28 <sup>E</sup> +10	1,56 <sup>E</sup> +9	28,6
	Rapide-2	Outaouais	324,8			
	Première-Chute	Outaouais	636,4			
	Rapides-des-Quinze	Outaouais	607,7			
	Rapides-des-Îles	Outaouais	768,4			
Saint-Laurent	Beauharnois	Saint-Laurent	12 180,3			0
	Les Cèdres	Saint-Laurent	391,2			
	Rivière-des-Prairies	Prairies	264,7			
Saint-François	Chute-Hemmings	Saint-François	123,4			0
	Drummondville	Saint-François	58,9			
Sainte-Marguerite	Sainte-Marguerite-3	Sainte-Marguerite 3	2 608	2,70 <sup>E</sup> +10	1,74 <sup>E</sup> +8	12,6
Mitis	Mitis-1 et Mitis-2	Mitis	57,6	2,90 <sup>E</sup> +9	2,40 <sup>E</sup> +7	64,5
Péribonka	Péribonka	Péribonka	2 592,6			0
Sainte-Anne	Sept-Chutes	Sainte-Anne	88,9			0