

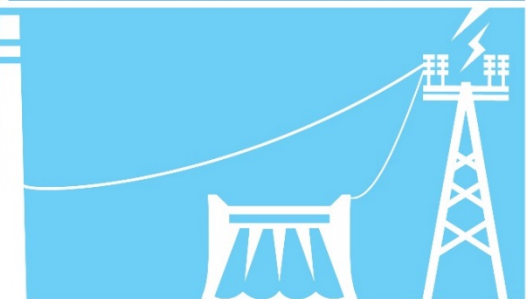
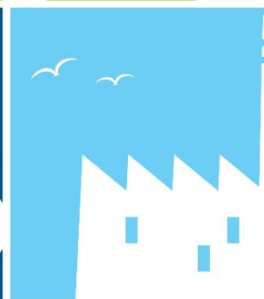


Rapport d'étude

N° 01 | 2017

Capacité de production hydroélectrique et stockage d'énergie au Canada

Félix Séguin



Rapport d'étude n° 01 | 2017

Capacité de production hydroélectrique et stockage d'énergie au Canada

Félix SÉGUIN

Projet individuel, M.Sc. Économie, HEC Montréal

Sous la supervision de Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, Département des sciences de la décision, titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie

Note aux lecteurs : Les rapports d'étude de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie sont des publications aux fins d'information et de discussion. Ils ont été réalisés par des étudiants sous la supervision d'un professeur. Ils ne devraient pas être reproduits sans l'autorisation écrite du (des) auteur(s). Les commentaires et suggestions sont bienvenus, et devraient être adressés à (aux) auteur(s). Pour consulter les rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : Créée en 2013, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie, dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. La création de cette chaire et de ce rapport est rendue possible grâce au soutien d'entreprises partenaires. Pour plus d'information ou pour consulter nos autres publications, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

8 février 2017

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) Canada
H3T 2A7

Copyright©2017 HEC Montréal. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites. Les textes publiés dans la série des rapports d'étude n'engagent que la responsabilité de(s) auteur(s).

Table des matières

Résumé exécutif	2
Introduction	3
1. Production et stockage d'énergie.....	4
1.1 Méthodologie.....	4
1.2 Estimation de la capacité de stockage d'énergie	5
1.3 Résultats.....	5
1.4. Comparaisons.....	11
2. Les enjeux futurs de l'hydroélectricité	12
2.1 L'ajout de turbines.....	12
2.2 Le cas du Manitoba.....	13
2.3 L'exportation du Québec aujourd'hui	13
2.4 L'exportation du Québec demain.....	14
3. Littérature.....	16
Conclusion	17
Références	18

Résumé exécutif

Le Canada jouit d'un avantage majeur dans sa lutte contre les changements climatiques : son immense potentiel hydroélectrique. Sa fiabilité et ses coûts de production extrêmement bas font aussi de l'hydroélectricité un attrait majeur pour les États-Unis, aussi désireux de réduire leurs émissions de carbone. Ce rapport s'intéresse au potentiel énergétique que retiennent les barrages du pays. En évaluant les réservoirs de toutes les centrales ayant une capacité de production installée de plus de 50 MW, on trouve que la capacité maximale de stockage d'énergie des réservoirs canadiens est de 242 635 GWh, provenant principalement du Québec et de la Colombie-Britannique. Différentes approches permettraient de valoriser économiquement cette capacité : à travers l'ajout ou le remplacement de turbines, le pairage hydro/éolien et, bien sûr, l'exportation vers les États-Unis.

Introduction

Le 20 janvier 2016, la *National Aeronautics and Space Administration* (NASA, 2016) dévoilait son rapport annuel retraçant la moyenne annuelle de la température sur la planète. L'année la plus chaude de l'ère moderne jamais enregistrée s'est avéré être 2015. Les changements climatiques sont plus que jamais d'actualité et avec l'accord de Paris sur le climat (2015), d'importantes cibles ont été fixées visant la réduction d'émission de gaz à effet de serre (GES). Les États-Unis et le Canada ne font pas exception. En 2014, la consommation totale des États-Unis se situait à 98 385,20 trillions de btu, dont 81,74% venait d'énergies fossiles : le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Le nucléaire fournissait lui pour 8,47% et les énergies renouvelables, elles, 9,6% (*EIA, 2014*). Le Canada, de son côté, consommait en 2009 7 137,13 billions de btu provenant du pétrole raffiné (40,72%), du gaz naturel (32,99%), de l'électricité primaire, hydro et nucléaire (24,06%), des liquides de gaz naturel (1,57%) et finalement du charbon (0,66%) (*Statistique Canada, 2011*)¹. À travers les Accords de Paris, les États-Unis se sont engagés à réduire de 26-28% leurs émissions de GES en 2025 par rapport à 2005 (*EPA, 2015*) et le Canada, lui, de 30% pour 2030 par rapport aux niveaux de 2005 (*Gouvernement du Canada, 2015*). Afin d'atteindre leurs objectifs respectifs, il est donc clair que les pays devront se tourner de plus en plus vers les énergies renouvelables.

L'essor au cours des dernières années de l'éolien et du solaire comme source de production d'énergie renouvelable est un bon pas vers la réussite de cet ambitieux traité. Par contre, ces technologies fonctionnent par intermittence. En d'autres termes, lorsqu'il ne vente pas ou ne fait pas soleil, aucune énergie n'est produite. Il faut donc avoir un solide plan de réserve pour venir assurer l'offre tout au long de l'année. L'hydroélectricité, très présente au Canada, présente des qualités qui se jumèlent très bien avec cette contrainte d'intermittence. Sa flexibilité, sa fiabilité, ses couts de production relativement bas et bien entendu ses faibles émissions de gaz à effet de serres font d'elle l'une des meilleures solutions. La possibilité de stocker de l'énergie dans les réservoirs est un critère majeur dans l'analyse du pairage hydro/éolien et hydro/solaire. Le Canada, par ses nombreux cours d'eau, est l'un des pays les plus choyé par son potentiel hydroélectrique. Ce rapport dresse un portrait des réservoirs hydrauliques au Canada, dans le but de favoriser l'étude de leur valorisation économique.

¹ Statistique Canada exprime ses données en térajoule (TJ). On réalise la conversion avec l'égalité $1 \text{ TJ} = 9.478 \times 10^8 \text{ btu}$.

1. Production et stockage d'énergie

Cette partie du rapport parcourt le cadre technique et analytique de la recherche. La méthodologie qui a été employée pour acquérir les différentes informations reliées aux centrales hydroélectriques est d'abord décrite. Puis, une explication du calcul de la capacité maximale de stockage du réservoir est fournie, de même qu'un éclaircissement quant au calcul du volume total du réservoir. Enfin, une analyse et une comparaison des différents résultats sont effectuées.

1.1 Méthodologie

La base de données construite recense toutes les centrales hydroélectriques de plus 50 MW de capacité, leur date de mise en service, leur province, leur propriétaire, le type de centrale (avec réservoir ou au fil de l'eau), leur production annuelle, la hauteur de la chute d'eau et finalement la capacité et le nom du réservoir auquel elles sont liées. Plusieurs sources ont été utilisées pour monter cette base de donnée. Premièrement, la capacité, la date, la province et le propriétaire de la centrale ont tous été trouvés grâce aux informations publiques de l'Association canadienne de l'hydroélectricité (ACH, 2016). Il y a donc un risque d'omission de centrales. Les autres informations ont été obtenues par des recherches, principalement en contactant directement les compagnies. Pour ce qui est du type de centrale, à savoir si elle est de type réservoir ou au fil de l'eau, l'information a été obtenue majoritairement en consultant les pages web décrivant ces centrales. La Ontario Power Generation (OPG) n'indique pas cette information, et aucune personne n'a été en mesure de répondre à cette question. Seule Hydro-Québec tient un tableau descriptif de toutes ces centrales. Ensuite, la production annuelle des centrales n'est souvent pas disponible publiquement. Seuls les compagnies Brookfield Renewables, Nalcor, Transalta et Alterra Power dévoilent cette information directement. L'OPG dévoile ces données à chaque heure à travers la plateforme de Sygration. Hydro-Québec et SaskPower ont remis la moyenne de production par centrale par l'entremise d'une demande d'accès à l'information. Manitoba Hydro a, quant à elle, refusé de divulguer cette information. Au moment de rédiger ce rapport, les autres producteurs n'étaient pas en mesure de répondre à cette demande.

Ensuite, le nom du réservoir est aussi souvent disponible en consultant la page web descriptive de la centrale même. La capacité maximale du réservoir et la hauteur de la chute, elles, ont été principalement trouvées à travers deux sources : le Centre d'expertise hydrique du Québec, qui recense tous les barrages de la province et indique le réservoir assujéti ainsi que sa capacité de retenue, et l'Association Canadienne des Barrages, dans un rapport publié en 2003 intitulé « Les barrages au Canada ». En outre, il a aussi été possible d'acquérir ces informations en contactant les entreprises. Brookfield Renewable, SaskPower et BC Hydro ont diffusé l'information à travers un tableau indiquant le réservoir, sa capacité et la centrale adjacente. Pour les cinq centrales de Transalta, c'est par un rapport quotidien du ministère de l'environnement et des parcs de l'Alberta que les données ont été recensées. Enfin, pour les deux réservoirs de Rio Tinto Alcan au Québec, l'information a été prise dans les fiches descriptives du réseau.

1.2 Estimation de la capacité de stockage d'énergie

Cette section formule comment l'énergie stockée dans les réservoirs est calculée. L'équation suivante permet d'établir l'énergie potentielle contenue dans l'eau d'un réservoir (engineeringtoolbox.com, 2016):

$$E = \rho \cdot V \cdot g \cdot h$$

Où E est l'énergie (en joule, J), ρ la densité de l'eau (1 000 kg/m³), V est le volume d'eau stocké (m³), g l'accélération gravitationnelle (9,81 m/s²) et h la hauteur de la chute (m). L'énergie stockée sera exprimée en gigawatt-heure (GWh), pour utiliser une unité plus commune au secteur électrique². Il est important de spécifier que ce calcul est approximatif, et ne tient pas compte de plusieurs facteurs essentiels si l'on souhaiterait être plus précis, comme l'efficacité des turbines et des lignes de transmission. En outre, la variable V n'est pas calculée de la même façon pour tous les réservoirs. Le Centre d'expertise hydrique du Québec (CHQ, 2016) explique le calcul ainsi:

Capacité de retenue : Volume total de la retenue mesuré au niveau maximal d'exploitation. À moins que des relevés de terrains, bathymétriques ou autres, ne soient disponibles pour mesurer avec plus de précision la capacité de retenue, celle-ci est égale :

- 1° dans le cas d'un barrage construit en travers d'un cours d'eau, au produit de la longueur de refoulement par la moitié de la hauteur de la retenue multiplié par la largeur moyenne du cours d'eau créé par le barrage;
- 2° dans les autres cas, au produit de la superficie du réservoir par la hauteur de la retenue.

1.3 Résultats

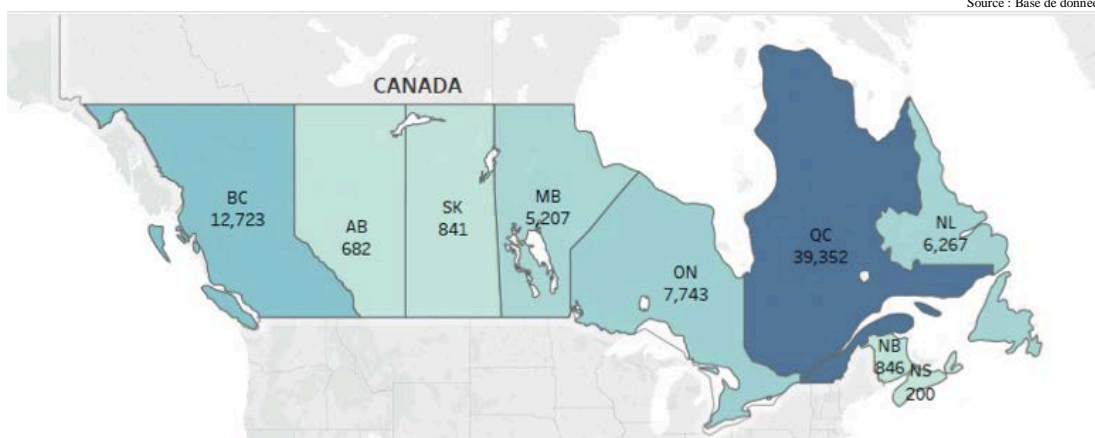
Sauf contraindication, tous les chiffres énumérés dans cette section proviennent de la banque de donnée qui a été construite par l'auteur.

D'après les données recueillies, le Québec domine largement, avec 39 352 MW de capacité installée, soit 53,41% de toute la capacité nationale. Puis, viennent les quatre autres provinces grandes productrices d'hydroélectricité : la Colombie-Britannique (12 538 MW), l'Ontario (7 743 MW), Terre-Neuve et Labrador (6 267 MW) et le Manitoba (5 207 MW). Les autres provinces ont des productions plus ou moins marginales. Comme on peut le remarquer dans la carte ci-dessous, la capacité est concentrée en majeure partie vers l'est du Canada, ainsi que vers l'ouest.

² 1 000 000 J = 0,278 kWh et 1 000 000 kWh = 1 GWh (engineeringtoolbox.com, 2016)

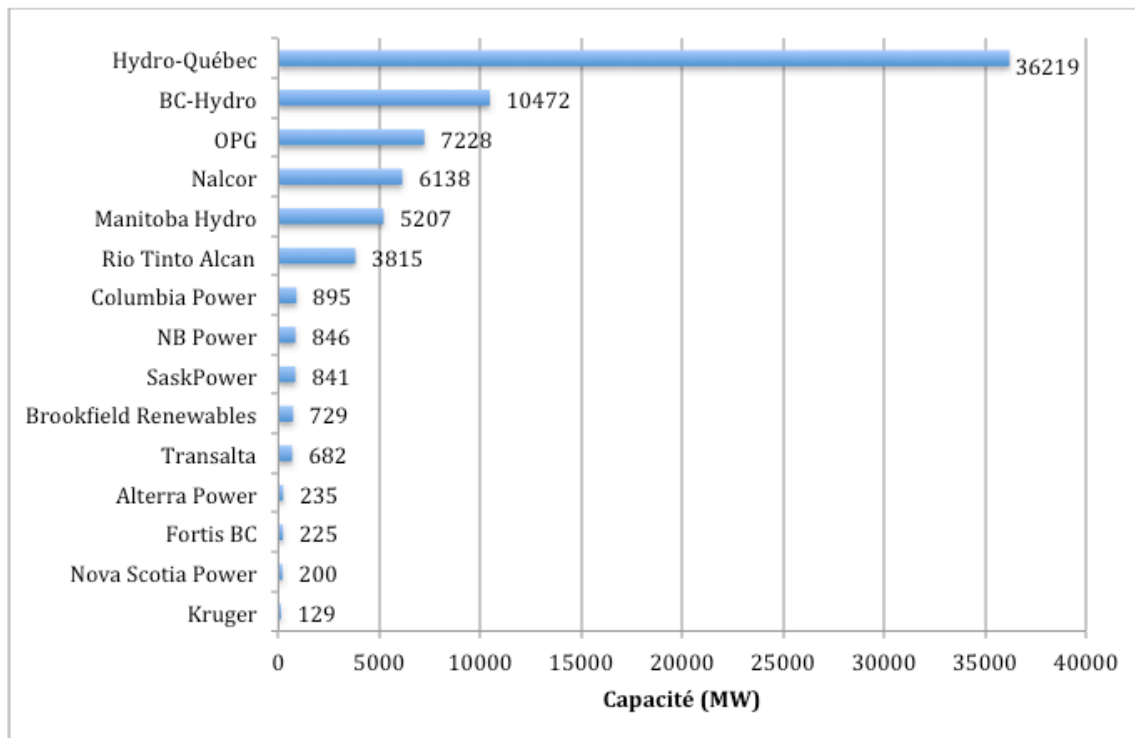
Graphique 1 : Capacité de production hydroélectrique des centrales de plus de 50 MW par province

Source : Base de donnée de l'auteur



Pour ce qui est de la répartition de cette capacité à travers les différentes entités productrices d'électricité, on constate qu'elle est généralement dominée par une organisation gouvernementale. Hydro-Québec, BC Hydro, OPG, Nalcor (entité du gouvernement de Terre-Neuve et Labrador) et Manitoba Hydro sont de loin les plus grands producteurs de leur province respective. Malgré le fait que leur production soit beaucoup plus restreinte, les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan opèrent leur production d'hydroélectricité exclusivement à travers une organisation provinciale (dans le cas de la Nouvelle-Écosse, c'est une compagnie privée, Nova Scotia Power). Seule l'Alberta produit entièrement à travers différentes compagnies privées. Le secteur privé est cependant assez présent au pays. L'une des industries très présente en hydroélectricité est l'industrie de l'aluminium, largement dominée par Rio Tinto Alcan. Celle-ci utilise ses différentes centrales, basées au Québec et en Colombie-Britannique, pour subvenir à une grande partie de besoins énergétiques de ses usines. D'autres entreprises privées, comme Brookfield Renewable, Transalta ou encore Boralex produisent et vendent leur électricité à travers le réseau canadien.

Graphique 2 : Capacité de production hydroélectrique par producteur (MW)



Source: Base de données de l'auteur

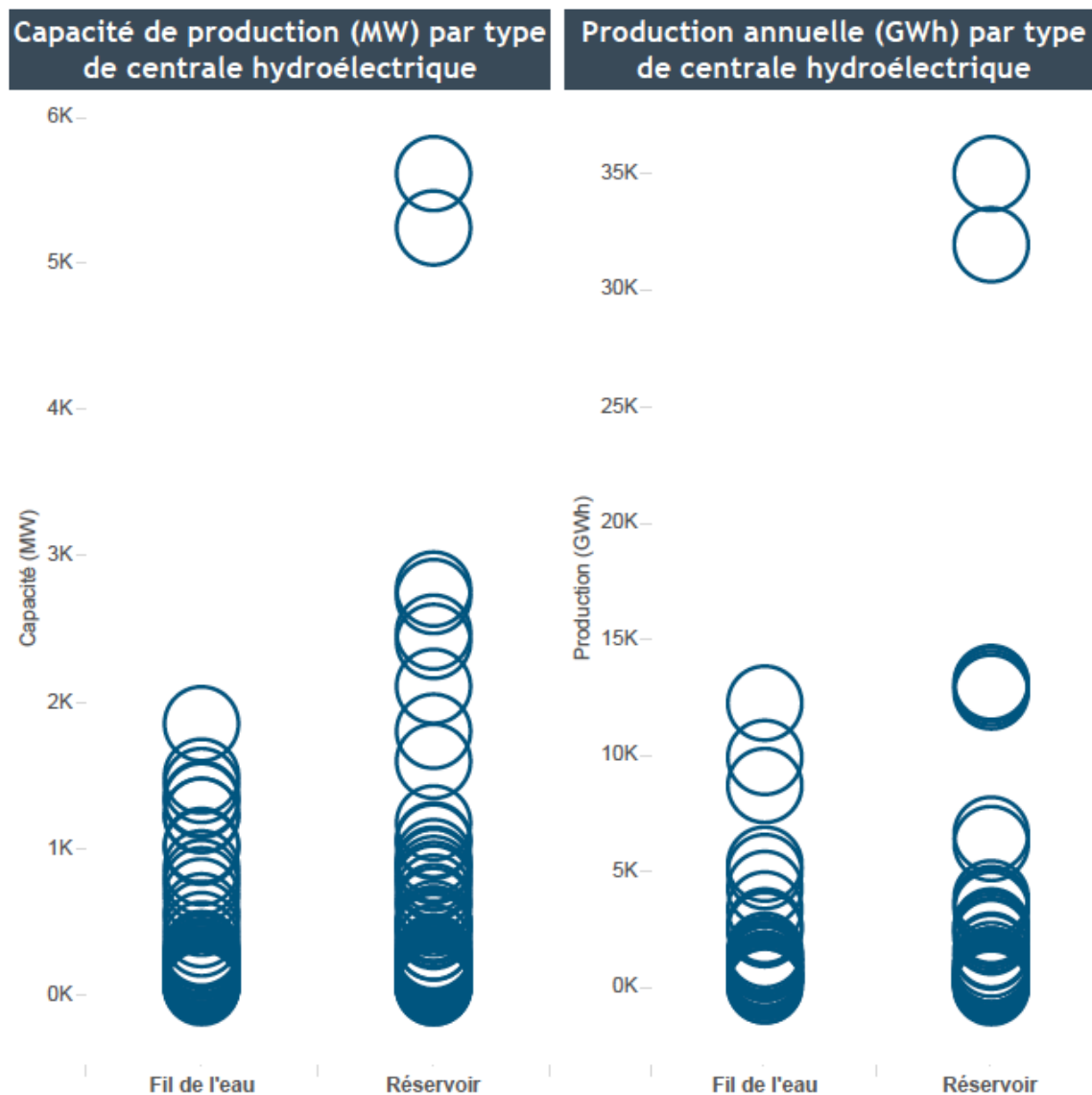
La figure 1 décrit les 20 plus importants réservoirs liés à une centrale hydroélectrique au pays. On peut constater que la plupart d'entre eux, soit 12, sont au Québec. La Colombie-Britannique en compte quatre et la Saskatchewan, l'Ontario, le Manitoba et la province du Labrador et Terre-Neuve, un seul. Sur le total de 54 réservoirs répertoriés dans l'étude, ces 20 réservoirs «géants» comptent pour 91% du volume d'eau maximal et pour 97% de la capacité maximale de stockage d'énergie.

Figure 1: Recensement des plus grands réservoirs rattachés à une centrale hydroélectrique au Canada

Réservoir	Province	Centrale hydroélectrique	Volume d'eau maximal (km ³)	Capacité maximale de stockage du réservoir (GWh)
Manicouagan	QC	Manic-5	141,85	55 856
Williston Lake	BC	G.M. Shrum	70,31	35 061
Robert-Bourassa	QC	Robert-Bourassa	61,70	23 061
La Grande-3	QC	La Grande-3	60,02	12 921
Caniapiscau	QC	Brisay	51,56	5 269
Smallwood Reservoir	NL	Churchill Falls	32,64	27 786
Kinbasket Lake	BC	Mica	25,00	16 554
Outardes-4	QC	Outardes-4	24,35	8 000
Nechako Reservoir	BC	Kemano	23,70	6 717
La Grande-4	QC	La Grande-4	19,42	6 177
Pipmuacan	QC	Bersimis-1	13,90	10 102
Sainte-Marguerite-3	QC	Sainte-Marguerite-3	12,62	11 351
Pine Portage	ON	Pine Portage	12,36	1 449
Keenleyside Dam	BC	Arrow Lakes	10,30	1 460
Lake Diefenbaker	SK	Coteau Creek	9,87	1 855
Grand Rapids Station Reservoir	MB	Grand Rapids	9,64	1 734
Manic-3	QC	René-Lévesque (Manic-3)	8,85	2 270
Passes-Dangereuses et Lac Manouane	QC	Chute à la savane	7,90	4 200
Eastmain-1	QC	Eastmain-1	6,94	1 191
Laforge-1	QC	Laforge-1	6,88	1 075
Autres	-	-	48,97	2 902
Total	-	-	658,79	242 635

Source: Base de données de l'auteur

Graphique 3 : Capacité (MW) et production (GWh) par type de centrale



Source: Base de données de l'auteur

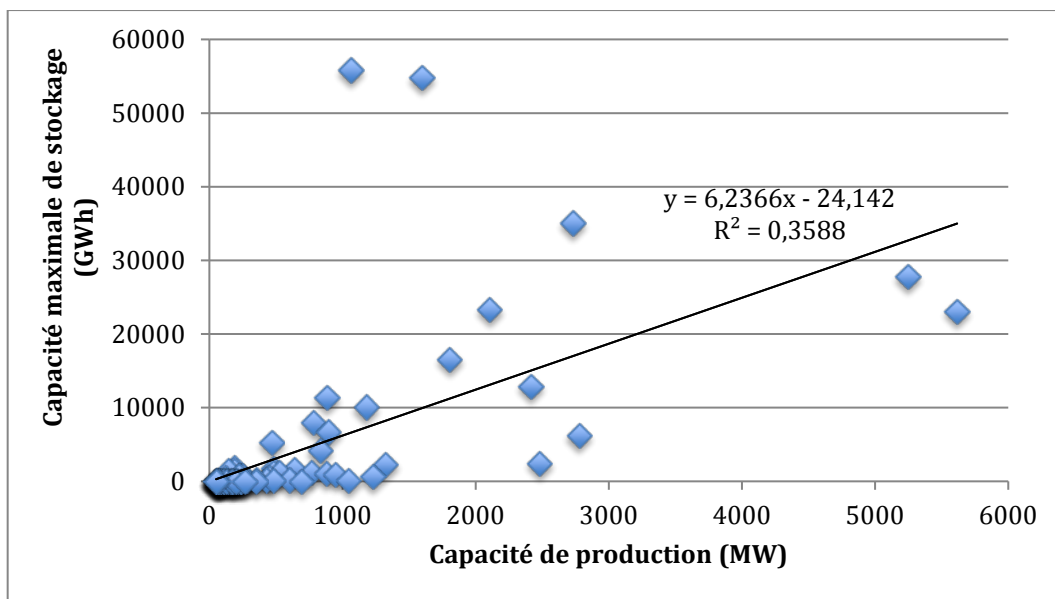
Ensuite, dans le vaste réseau hydroélectrique du Canada, on peut retrouver principalement deux types de centrales : les centrales au fil de l'eau et les centrales avec un réservoir. On peut remarquer que bien que l'utilisation des deux types soit à peu près équivalente, les centrales au fil de l'eau ne comportent aucune station ayant une capacité de plus de 2 000 MW. Elles semblent vraiment plus concentrées sur de plus petits projets, alors que les centrales rattachées à un ou plusieurs réservoirs sont plus diversifiées dans leur capacité de génération. Aussi, 61% des centrales hydroélectriques au pays puisent leur eau dans un réservoir. Le reste, 39%, sont des centrales au fil de l'eau.

Il est aussi intéressant de voir, sur le graphique 3, que la production par type de centrale est relativement proportionnelle à la capacité. Néanmoins, une des raisons principales de la différence entre ces deux

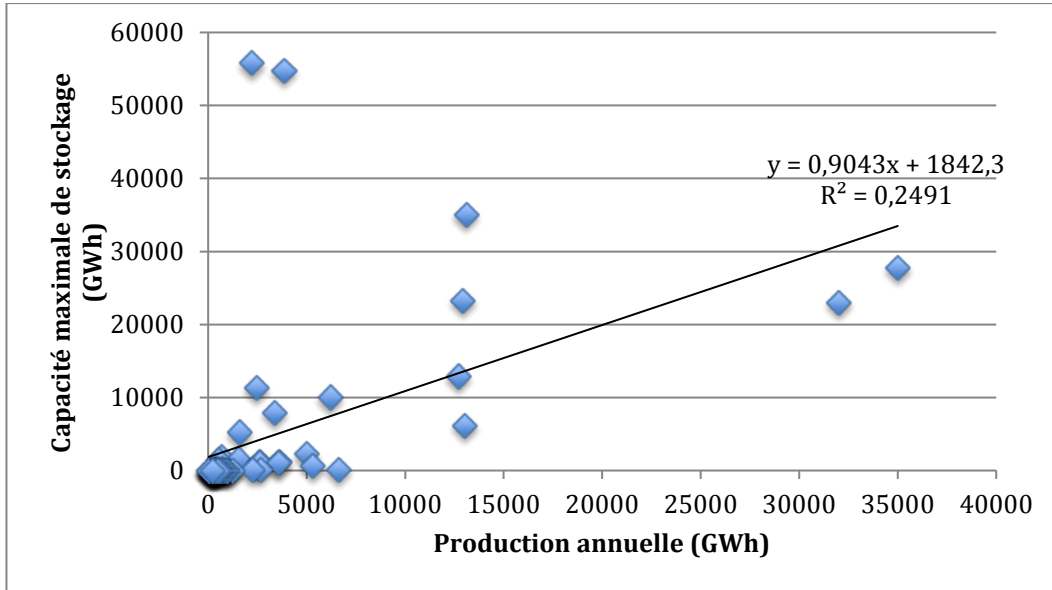
graphiques est l'accessibilité aux données. En effet, les données pour la production annuelle étaient beaucoup plus restreintes, tel qu'expliqué dans la méthodologie.

Puis, plusieurs analyses sont possibles en observant la capacité maximale de stockage des réservoirs. Deux régressions sont faites en lien avec cette capacité. L'une par rapport à la capacité de production, et l'autre par rapport à la production annuelle. Les deux régressions donnent des résultats similaires, soit que la capacité de stockage maximale d'un réservoir est positivement corrélée avec chacune des deux autres variables. De plus, dans les deux graphiques, on remarque la présence de deux données aberrantes. Il s'agit des données pour les centrales Manic 5 et Manic 5 PA. Ces deux centrales sont liées au plus gros réservoir du pays, le Manicouagan. Par contre, il est important de spécifier la situation de ces centrales. Les données pour la capacité maximale du réservoir ont été prises en considérant le volume maximal du réservoir de manière global. Hydro-Québec fait la distinction entre ce volume total maximal et le volume disponible pour générer de l'électricité (*Hydro-Québec, 2016*). Comme le volume disponible n'était pas disponible pour l'ensemble des réservoirs, le volume total a été utilisé par souci de constance dans les données.

Graphique 4 : Capacité maximale de stockage en fonction de la capacité de production

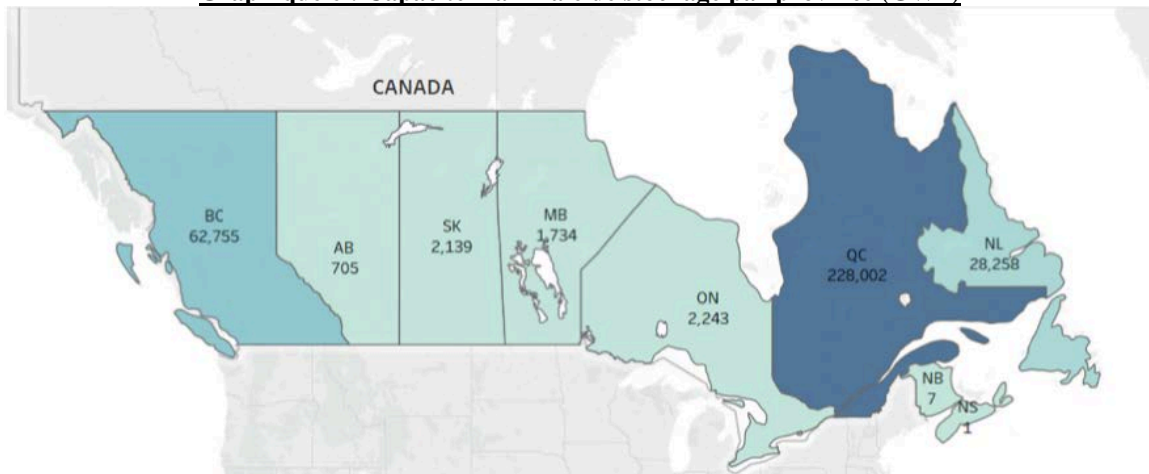


Graphique 5 : Capacité maximale de stockage en fonction de la production annuelle



Source: Base de données de l'auteur

Graphique 6 : Capacité maximale de stockage par province (GWh)



Source: Base de données de l'auteur

Enfin, la carte ci-dessus montre que le Québec domine largement avec 228 002 GWh lorsqu'on s'attarde à la capacité maximale de stockage par province. Seuls la Colombie-Britannique et le Labrador et Terre-Neuve ont des capacités de stockage importantes.

1.4. Comparaisons

À des fins de transparence et pour bien situer ces résultats, il importe de les comparer avec des données officiels disponibles sur les sites des producteurs et des associations hydroélectriques du pays. Par exemple, Hydro-Québec indique sur son site internet qu'elle possède une capacité de stockage d'énergie de 176 TWh (*Hydro-Québec, 2016*), alors que les calculs de ce rapport estiment ce potentiel à plutôt 228 TWh. La principale raison de cette différence est sans doute le volume maximal d'eau que le réservoir peut contenir, tel que discuté à la page 8. Brookfield Renewable, dans son rapport semestriel, indique aussi la quantité d'énergie stockée dans ses réservoirs. Celle-ci est constante depuis 2012 et se chiffre à 1 261 GWh

(*Brookfield Renewable, 2016*). Les calculs de notre étude chiffrent plutôt cette quantité à 73 GWh. Une raison majeure de cet écart est due au fait que Brookfield Renewable diffuse ces données de manière agrégée, regroupant ainsi toutes ces centrales, et que son porte-folio comporte principalement des stations ayant une capacité installée plus faible au seuil de cette étude de 50 MW. De plus, puisque certaines compagnies ont pu directement divulguer les informations nécessaires au calcul, il peut être intéressant de comparer les résultats obtenus avec ces données contre ceux qui seraient obtenus avec les données du rapport de 2003 de l'Association Canadienne de Barrages, puisque c'est avec cette source que la majeure partie des calculs ont été réalisés. Dans ce rapport, il est indiqué directement que la quantité d'énergie stockée dans les réservoirs québécois de Rio Tinto Alcan est de 8 380 GWh, et les résultats de notre estimation sont de 7 795 GWh : deux résultats très similaires. Enfin, en raison de la date du rapport, 2003, une centrale n'est pas répertoriée dans l'analyse de la capacité maximale de stockage d'énergie, celle de Brilliant Expansion, en Colombie-Britannique.

2. Les enjeux futurs de l'hydroélectricité

Cette partie-ci propose une discussion sur le potentiel d'agrandissement de la capacité installée au pays et un bref portrait de l'exportation d'électricité vers les États-Unis. Cette partie est pertinente dans un contexte d'une opportunité potentielle qu'auraient les différentes entités régionales à réformer leur gestion des réservoirs en vue d'en optimiser leurs usages.

2.1 L'ajout de turbines

Le potentiel hydroélectrique au Canada est énorme. En terme de sites non-exploités, l'Association canadienne de l'hydroélectricité l'estime à 160 000 MW (*2016*). En ce qui a trait aux centrales mêmes, celles-ci peuvent parfois contenir une capacité potentielle pas encore développée. En effet, plusieurs centrales ont été construites dans l'optique d'expansion. En d'autres termes, on construit la centrale pour combler les besoins présents, mais on y aménage suffisamment d'espace pour pouvoir ajouter une ou plusieurs turbines lorsque la demande sera assez forte. C'est le cas notamment de la centrale de Revelstoke, en Colombie-Britannique. En 1984, elle avait été mise en opération avec quatre turbines, avec la possibilité d'en ajouter deux autres. BC Hydro prit la décision en 2010 d'en ajouter une 5^e, pour un ajout de 500 MW de capacité (*BC Hydro, 2011*). A priori, cela peut sembler une bonne opportunité de croissance de production hydroélectrique. Par contre, M. Rich de BC Hydro indique que dans la plupart des cas, un ajout de turbine n'influence pas la production annuelle d'électricité. En fait, elle permet au producteur de mieux faire face à une forte demande ponctuelle, comme c'est le cas lors des temps très froids. La raison est simplement que le cycle de l'eau, année après année, ne change que très peu, et que la capacité du réservoir, elle, demeure inchangée. Ainsi, un ajout de turbine ne permet pas d'accroître la production de manière durable, mais permet d'aller puiser l'énergie stockée dans les réservoirs pour combler un besoin immédiat.

Néanmoins, il y a quelques projets où l'ajout de turbines qui permet l'augmentation de la production. C'est le cas du projet sur la rivière *Lower Mattagami*. Il y a quatre centrales le long de cette rivière. L'une d'elle, la centrale *Smoky Falls*, n'a pas été construite avec les mêmes critères et était contraignante pour les autres centrales de par sa capacité de production et de stockage. Des modifications ont donc été apportées à la centrale et permit une augmentation de la capacité du réseau de 440 MW en plus d'offrir une gestion des eaux beaucoup plus efficace (*MECC, 2013*). Bien que ce genre d'opportunité soit peu commune, il existe un autre moyen, plus courant, afin d'accroître la productivité et l'efficacité d'une centrale : le remplacement des turbines. Il va de soit que le remplacement d'une turbine ne règle pas le problème du cycle constant de l'eau. Par contre, la technologie des turbines a beaucoup progressé depuis que les premières centrales furent construites au pays, et alors elles permettent aux nouvelles de limiter beaucoup plus les pertes énergétiques lors de la génération. Le cas de la très importante centrale G.M. Shrum en est la preuve. À la fin des travaux, prévue pour 2017, les cinq nouvelles turbines augmenteront la production annuelle de la centrale de 177 GWh, soit l'équivalent de 15 000 foyers par année (*BC Hydro, 2016*).

2.2 Le cas du Manitoba

Le Manitoba exporte principalement en Saskatchewan, en Ontario et au Minnesota. Depuis 1991, grâce à ses exportations d'énergie renouvelable, il a permis à ses partenaires d'éviter l'émission de 190 millions de tonnes de CO₂ (*Manitoba Hydro, 2016*)

En aout 2013, les gouvernements du Manitoba et du Minnesota ont informé les médias du projet d'une ligne de transmission entre les deux. Celle-ci devrait être terminée en 2020. Pour le Manitoba, elle permettrait d'augmenter sa capacité d'importation de 700 MW, en cas d'urgence, et sa capacité d'exportation de 885 MW. Une des raisons majeures de l'intérêt du Minnesota de participer à un tel projet était sa dépendance (75% en 2013) envers le charbon. Une hausse des réglementations entourant ce type d'énergie, amenant une hausse des prix, a fait en sorte que l'état a voulu diversifier ses sources d'approvisionnement. De plus, la partie nord du Midwest Américain n'était desservie que par une ligne de transmission, mettant à risque le marché de l'électricité de cette région en cas d'interruption de service (*Minnesota Power, 2013*).

2.3 L'exportation du Québec aujourd'hui

Les deux projets de la Nouvelle-Angleterre représentent l'une des opportunités de croissance pour Hydro-Québec, et avec les résultats attendus du traité de Paris, l'exportation d'énergie verte vers les autres provinces et états devrait augmenter. En 2014, le bilan d'exportation d'Hydro-Québec était de 29,9 TWh, dont 24% à l'état de New York et 51% en Nouvelle-Angleterre (*Hydro-Québec, 2015*), pour un total d'environ 12 à 16% de la vente totale d'électricité de ces deux états en 2014 (*EIA, 2015*). L'électricité est acheminée par le réseau multiterminal à courant continu du circuit Radisson-Nicolet-Des Cantons, pour la Nouvelle-Angleterre, alors qu'elle l'est de manière variable pour l'état de New York, selon les besoins. La construction du réseau vers la Nouvelle-Angleterre est un bon point de référence pour les projets futurs d'exportation. Le contrat initial entre les deux partis comportait trois ententes : l'exportation d'énergie des stations de Radisson vers le Sud, la possibilité pour les États-Unis de stocker de l'énergie au Québec en cas de baisse de la demande et

finalement une coopération relativement aux situations d'urgence et l'entretien des installations (*Department of Energy, 1984*). Le projet s'est réalisé en deux phases. D'une part, il a fallu construire une ligne à haute tension à courant continu entre Des Cantons et le barrage Frank D. Comerford afin de synchroniser les réseaux québécois et américains. D'autre part, cette ligne a permis l'expansion du projet vers le grand nord et vers le sud, pour relier les stations de la Baie-James à la station de Sandy Pond, au Massachusetts (*ABB, 2016*). Une importante particularité de ce projet était l'importance de pouvoir avoir une exportation variable. Cet enjeu technique fut réglé en construisant plus de centrales de conversion que sur des projets similaires ailleurs dans le monde. Un autre enjeu fut celui de la traversée du fleuve Saint-Laurent. D'abord réalisé selon un système de ligne aérienne, Hydro-Québec fut contraint, en raison d'activistes des villages installés aux bordures du passage, de construire une nouvelle ligne passant sous le fleuve. L'ancienne ligne fut démantelée et la nouvelle, construite, rallongeant le projet de deux ans et demi (*Hydro-Québec, 2013*).

Bien qu'il soit difficile de dire si Hydro-Québec exporte à pleine capacité, il serait encore plus difficile de prédire exactement la quantité qui sera disponible pour l'exportation pour le prochain exercice. Ceci est en grande partie dû à la météo. L'année 2015 fut une année record pour Hydro-Québec, puisqu'il n'a pas fait froid au Québec durant l'hiver. Alors, elle a pu exporter et stocker plus qu'elle ne l'avait jamais fait (*Hydro-Québec, 2016*). En contre partie, il a fait tellement froid en Colombie-Britannique qu'elle a du importer de l'électricité pour assurer son offre (*BC Hydro, 2016*).

2.4 L'exportation du Québec demain

Les états du Nord-Est se préparent à réduire leur dépendance envers les énergies fossiles et plusieurs projets sont déjà en branle. Par exemple, à travers le *New England Clean Energy RFP (CT DEEP, 2015)*, les états de la Nouvelle-Angleterre sont aujourd'hui en processus de révision des offres de différents soumissionnaires désirant fournir l'énergie « propre » recherchée. Ils n'ont pas le potentiel hydroélectrique que le Canada a, mais l'énergie éolienne semble pouvoir y fleurir. En raison de son intermittence, une autre source d'énergie, plus fiable et stable, doit pouvoir venir assurer l'offre d'électricité. Et c'est pourquoi Hydro-Québec, avec sa grande capacité hydroélectrique, fait parti du processus d'appel d'offre, à travers deux projets, donc notamment le consortium appelé *Northern Pass*. Il permettrait d'exporter 1 090 MW vers le sud (*Northern Pass Transmission, 2015*). Dans le même ordre d'idée, l'État du Vermont a accepté le principe de construction de la *Clean Power Link Transmission Line* ; une ligne de type CCHT (courant continu haute tension). Celle-ci devrait passer entre autre sous le lac Champlain et permettra l'acheminement de 1 000 MW (*New England Clean Power Link, 2013*).

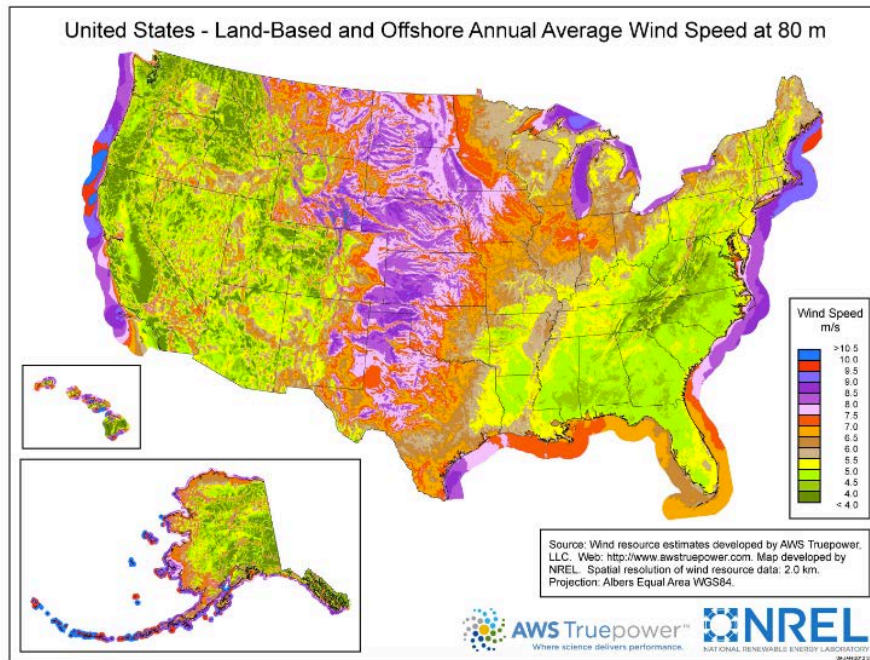
En outre, il est primordial de sous-ligner qu'une page très importante a été tournée à l'été 2016 alors que plusieurs États, qui ne reconnaissaient jusqu'à tout récemment pas l'hydroélectricité comme étant une énergie verte, ont changé de discours. En effet, le 8 août 2016, le Gouverneur du Massachusetts Charlie Baker a fait un énorme pas vers la reconnaissance de l'hydroélectricité comme une énergie renouvelable avec sa nouvelle loi : *An Act to promote energy diversity, Bill H.4568 (The Commonwealth of Massachusetts, 2016)*. Cette loi

fera en sorte que les projets d'importation d'électricité du Canada et de développement éolien en mer seront plus faciles à adopter. La route vers ce chemin semble tracée. Bien entendu, Éric Martel (2016), PDG d'Hydro-Québec, a applaudi ce geste :

«Le Massachusetts a fait preuve d'audace en veillant à ce que des mécanismes appropriés soient mis en place pour accroître le recours de l'État aux énergies propres dans un cadre de libre concurrence. [...] (*Hydro-Québec*) souhaite collaborer sans tarder avec le Massachusetts à la mise en œuvre de cette nouvelle loi et à l'élaboration de solutions conformes aux objectifs de l'État en matière d'alimentation en électricité de source propre, stable et fiable.»

De plus, il y a un an, M. Baker s'efforçait de promouvoir les avantages qu'aurait l'augmentation de l'importation d'hydroélectricité sur les prix d'électricité, les émissions de gaz à effets de serre et le développement des autres énergies renouvelables. Le secrétaire de l'énergie et des affaires environnementales du Massachusetts, Matthew Beaton (2015), avait alors déclaré : "*Without it, there are just not enough projects and other resources out there to be able to do it, certainly to do it in a cost effective manner.*" Ces affirmations se confirment en observant les résultats de *Power Advisory LLC*, entreprise chargée de produire sur une recherche intitulée : *Analysis of Benefits of Clean Electricity Imports to Massachusetts Customers*, publié le 25 avril 2016. Selon eux, un projet d'importation d'hydroélectricité de 18,9 TWh induirait une baisse de 8% du coût de l'électricité au Massachusetts et de 6% dans l'ensemble de la Nouvelle-Angleterre. Il permettrait aussi une réduction de 7,2 millions de tonnes d'émission de CO₂ par année (*Power Advisory, 2016*). Il en va s'en dire que des projets tels que ceux de la *Northern Pass* et de la *Clean Power Link Transmission Line* dépendent énormément de ce genre de loi. Bien qu'il reste encore du chemin à faire au niveau de l'acceptabilité sociale de pareils projets, l'adoption de cette loi est une nouvelle fort encourageante pour l'économie du Québec et pour les environnements américains.

L'éolien aux États-Unis semble tout de même avoir le vent dans les voiles. Une combinaison hydro/éolien pour combattre les gaz à effet de serre est plus que jamais d'actualité. Le potentiel de la Nouvelle-Angleterre est l'un des plus importants aux États-Unis. Comme le montre la carte ci-dessous (*NREL, 2012*), la moyenne de la vitesse des vents en mer est très puissante. Plusieurs projets sont en analyse et quelques-uns en construction, tel que le *Block Island Wind Farm*, qui devrait être terminé en 2016. Il s'agit du premier projet éolien en mer des États-Unis. Ce parc éolien aura une capacité de 30 MW. Le premier projet de grande ampleur sera sans doute le *Deep Water One*, avec une capacité installée prévue de 1 000 MW d'ici 2030 (*Deepwater Wind, 2016*).



3. Littérature

La littérature entourant l'hydroélectricité est assez vaste. On s'est principalement intéressé au sujet suivant: l'intégration d'une combinaison d'hydroélectricité et d'autres énergies renouvelables. Il y a aussi une littérature bien établie sur la valeur ajoutée d'une combinaison hydro/éolien dans un portefeuille en terme de réduction de risque, mais ce rapport ne s'y attarde pas.

En 2004, la *International Energy Agency* (IEA), fit, en partenariat avec l'Australie, le Canada, la Finlande, la Norvège, la Suède, la Suisse et les États-Unis, une vaste recherche sur l'intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes électriques en place de pair avec l'hydroélectricité. Ils ont d'abord trouvé que les coûts reliés à l'intégration étaient minimes lorsque la pénétration du marché de l'éolien oscille autour de 1%, mais deviennent plus importants lorsqu'elle atteint les 20%. Ceci est entre autre du au fait que les coûts de systèmes sont plus élevés. On doit pouvoir prédire la production éolienne de manière plus précise et aussi stocker plus d'énergie pour pouvoir compenser la baisse potentielle de la production éolienne. Il est aussi mention des contraintes autres que celles liées à la production électrique, tel que le contrôle des irrigations ou le niveau d'eau pour la pêche récréative. Ces contraintes peuvent réduire la flexibilité de la production hydroélectrique. Malgré cela, la principale conclusion était que pour la plupart des candidats, l'intégration de l'éolien avec l'hydroélectricité était bénéfique (*Wind Engineering*, 2012). Ce résultat va de paire avec une autre étude de l'IEA : *Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources* (John Wiley & Sons LTD, 2016). Elle conclue aussi qu'il existe beaucoup d'opportunités à travers le monde en terme de développement d'énergie verte combiné avec l'hydro. Puis, Huajie Ding (et al., 2012) ont développé un modèle stochastique afin d'optimiser la coordination entre deux modes de productions électriques (ici

l'éolien et les centrales de type PHSP (*Pumped-Hydro-Storage Plant*) selon les réalités de la Chine. Leur modèle permet entre autre de réduire le temps de réaction à 15 minutes, suite à un changement de la production éolienne, alors que pour la plupart des autres modèles existants le temps de réaction est d'une heure. Cela permet d'augmenter les profits de 25%. En 2015, Mimmi Ljunberg, de l'université de Lund, dépose son mémoire intitulé : *Energy and hydrology modelling of hydropower in Eastern Canada*. Elle utilise le modèle *Scania-BHV*, servant à prédire l'apport énergétique, pour étudier le système hydroélectrique en place. Elle présente les cas des centrales de Churchill Falls et La Grande Rivière et conclut que le modèle pourrait servir dans de telles conditions. Par contre, elle met l'emphase sur la qualité des données recueillies, principalement sur les capacités des réservoirs et leurs contraintes. Comme c'est le cas pour ce rapport, elle n'a pas réussi à trouver les données précises, biaisant ses résultats, et indique que ce serait là une importante avenue de recherche future afin de valider ce modèle. En outre, Mason I.G. (et al., 2010) ont analysé le potentiel qu'aurait la Nouvelle-Zélande de modifier son réseau de production électrique afin de le rendre 100% renouvelable. Se basant sur une capacité hydroélectrique déjà établie qui couvre 60% de la production et des données historiques des réserves énergétiques, ils démontrent analytiquement qu'il serait possible de couvrir les derniers 40% avec le développement de l'éolien, de la géothermie et de la biomasse.

Conclusion

En conclusion, il est important de rappeler l'immense opportunité économique pour l'hydroélectricité au Canada que représente le contexte actuel de nécessité de réduire les émissions de GES. Les nombreuses recherches et la présence de plusieurs projets montrent que le pairage éolien/hydro sera plus que jamais l'une des solutions de ce problème. Dans l'optique d'une hausse de la demande américaine de notre hydroélectricité, il est impératif que les producteurs trouvent des moyens d'augmenter leur capacité d'exportation, aujourd'hui presque saturée selon les pratiques actuelles. Ce rapport met en lumière le potentiel dont jouit le Canada en matière d'hydroélectricité notamment à travers l'importante quantité d'énergie stockable dans ses réservoirs. En outre, cela se fera aussi nécessairement par l'ajout de projets hydroélectriques majeurs, qui, malgré leurs inconvénients, restent l'une des meilleures options. L'amélioration de l'efficacité des centrales ainsi que des programmes de sensibilisation afin de réduire les gaspillages énergétiques sont aussi des options à considérer fortement. Il sera par contre important de développer l'industrie en tenant compte de la hausse de la demande domestique, soit par la croissance démographique ou par l'électrification des transports.

Références

- ABB (2016). *Québec – New England*, ABB Group. Récupéré le 16 août 2016 de <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/quebec-new-england>
- Association Canadienne des Barrages (2003). *Les barrages au Canada*, Rapport, Edmonton, ACB, 247 p.
- Association canadienne de l'hydroélectricité (2016). *Canadian Hydro Interactive Map*. Récupéré le 1er octobre 2016 de <http://map.canadahydro.ca/>
- Association canadienne de l'hydroélectricité (2016). *Le potentiel hydroélectrique*. Récupéré le 1er octobre 2016 de <https://canadahydro.ca/fr/le-potentiel-hydroelectrique/>
- BC Hydro (2011). *Revelstoke Generating Station Unit 5*, Government of British Columbia. Récupéré le 22 août 2016 de https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2011/revelstoke.html
- BC Hydro (2016). *GM Shrum Projects*, Government of British Columbia. Récupéré le 22 août 2016 de https://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/gm_shrum_projects.html
- Brookfield Renewable (2016). *Q2 2016 Interim Report*, Brookfield Asset Management, Inc, Hamilton, 93 p.
- Centre d'expertise hydrique du Québec (2016). *Glossaire*, Gouvernement du Québec. Récupéré le 25 septembre 2016 de <https://www.cehq.gouv.qc.ca/glossaire-petit.htm>
- CT DEEP: Connecticut Department of Energy and Environmental Protection (2015). *Clean Energy RFP Final*, Government of Connecticut. Récupéré de <https://cleanenergyrfpdotcom.files.wordpress.com/2015/11/clean-energy-rfp-final-111215.pdf>
- Deepwater Wind (2016). *Deepwater One, Deepwater Wind*. Récupéré le 22 août 2016 de <http://dwwind.com/project/deepwater-one/>
- Department of Energy (1984). *New England/Hydro-Quebec +/- 450 kV Direct Current Transmission Line Interconnection*, Federal Government of the United States. Récupéré de <http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/06/f24/EIS-0103-FEIS.pdf>
- Ding H., Hu Z. et Song Y. (2012). *Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant*, Elsevier - *Renewable Energy* 48, 571-578 p.
- Engineeringtoolbox (2016). *Hydropower*, The Engineering Toolbox. Récupéré le 24 septembre 2016 de http://www.engineeringtoolbox.com/hydropower-d_1359.html
- EPA : Environmental Protection Agency (2015). *U.S. Cover Note INDC and Accompanying Information*, Federal Government of the United States, 5p.
- Gouvernement du Canada (2015). *Présentation de la CPDN du Canada de la CCNUCC*, 4 p.
- Hydro-Québec (2013). *Traversée du Saint-Laurent et d'autres cours d'eau*, Gouvernement du Québec (no 2013E0789-5). Récupéré de http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/05_TraverseesSaintLaurent.pdf
- Hydro-Québec (2016). *Export Markets*, Gouvernement du Québec. Récupéré le 16 août 2016 de <http://www.hydroquebec.com/sustainable-development/energy-environment/export-markets.html>
- Hydro-Québec (2016). *Réservoirs*, Gouvernement du Québec. Récupéré le 1er octobre 2016 de <http://www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/gestion-eau.html>
- John Wiley & Sons LTD (2016). *Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources : an IEA Task*, International Energy Agency, WIRES Energy Environ, 20 p.
- Ljunberg, Mimmi (2015). *Energy and hydrology modelling of hydropower in Eastern Canada*, [travail dirigé, mémoire de maîtrise], Lund, Lund University, 79 p.
- Manitoba Hydro (2016). *The value of electricity exports* [vidéo], YouTube. Récupéré de <https://www.youtube.com/watch?v=uHByVQmlvaA>

- Mason I.G., Page S.C. et Williamson A.G. (2010). *A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources*, Elsevier – Energy Policy 38, 3973-3984 p.
- MECC: Mattagami Extensions Coordinating Committee (2013). *About MECC*, Government of Ontario. Récupéré le 22 août 2016 de <http://www.lowermattagami-mecc.com/>
- Minnesota Power (2013). *Project Need – September 2013*[vidéo], Vimeo. Récupéré de <https://vimeo.com/73723240>
- NASA: National Aeronautics and Space Administration (2016). *NASA, NOAA Analyses Reveal Record-Shattering Global Warm Temperatures in 2015*, Federal Government of the United States. Récupéré le 17 septembre 2016.
- New England Clean Power Link (2013). *About the Project*, TDI New England. Récupéré le 16 août 2016 de <http://www.necplink.com/about.php>
- Northern Pass Transmission LLC (2015). *Project Overview*, Eversource Energy Transmission Ventures LLC. Récupéré le 16 août 2016 de <http://www.northernpass.us/project-overview.htm>
- NREL: National Renewable Energy Laboratory (2012). *Wind Maps*, Federal Government of the United States. Récupéré le 24 août 2016 de <http://www.nrel.gov/gis/wind.html>
- Power Advisory LLC (2016). *Analysis of Benefits of Clean Electricity Imports to Massachusetts Customers*, Massachusetts Clean Electricity Partnership, 29 p.
- Statistique Canada (2011) « Disponibilité et écoulement d'énergie, par type de combustibles » [tableau], dans *Consommation et écoulement d'énergie*. Récupéré le 17 septembre 2016.
- The Commonwealth of Massachusetts (2016). *An Act to promote energy diversity*, The General Court (Bill H.4568). Récupéré de <https://malegislature.gov/Bills/189/House/H4568>
- U.S. Energy Information Administration (2014). *Energy Consumption Overview: Estimates by Energy Source and End-Use Sector, 2014*, Federal Government of the United States. Récupéré de http://www.eia.gov/state/seds/sep_sum/html/pdf/sum_btu_1.pdf
- U.S. Energy Information Administration (2015). *U.S. – Canada electricity trade increases*, Federal Government of the United States. Récupéré le 16 août 2016 de <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21992>
- Wind Engineering (2012). *Integration of Wind and Hydropower Systems: Results of IEA Wind Task 24*, Vol. 36 No. 1, International Energy Agency, 18 p.
- Yakabuski, Konrad (2015, 26 novembre). « Quebec is facing its own 'dirty' energy export problem », *The Globe and Mail*, Business Section. Récupéré de <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/rob-commentary/quebec-is-facing-its-own-dirty-energy-problem/article27502571/>