



# **Choix alternatifs au renouvellement du contrat d'approvisionnement de l'énergie électrique provenant des Chutes de Churchill**

Réal Reid

Juin 2016

## Table des matières

Introduction .....	2
1. Renouvellement du contrat en 2041.....	2
2. Choix alternatifs? .....	3
2.1. Économies d'énergie et géothermie.....	3
A - Économies d'énergie.....	3
B - Géothermie résidentielle .....	4
2.2. Grande Hydraulique .....	5
2.3. Éolien .....	7
3. Le projet éolien .....	9
Conclusion .....	11

## Introduction

Hydro-Québec achète presque toute l'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls selon un contrat qui prendra fin en 2041. En effet, « le contrat en vertu duquel Hydro-Québec achète 34 TWh par an de cette centrale de 5500 MW arrivera à échéance en 2041 » (Lanoue et Mousseau, 2014, p. 186, 16.6.2)<sup>1</sup>. De la puissance de 5500 MW, 300 MW sont réservés à Terre-Neuve et Labrador<sup>2</sup>. La puissance disponible à Hydro-Québec serait donc de 5200 MW. Le coût d'achat de cette électricité serait de 0,25 ¢/kWh, diminuant à 0,15 ¢/kWh en 2016.

Or, est-ce que le contrat sera renouvelé, et si oui, à quelles conditions? Advenant l'impossibilité d'obtenir une entente mutuellement avantageuse pour le Québec et Terre-Neuve, est-ce que le Québec possède des ressources qu'il pourrait exploiter pour remplacer Churchill Falls?

### 1. Renouvellement du contrat en 2041

Un renouvellement de contrat impliquera sûrement une nouvelle entente sur le prix d'achat. Est-ce que le prix pourrait être aussi élevé que ce que le gouvernement du Québec projette de payer pour l'hydroélectricité commandée par sa dernière politique énergétique (PEQ 2030)? En effet, la Politique énergétique 2030 demande à Hydro-Québec de terminer les phases 3 et 4 du complexe hydroélectrique de la rivière Romaine, de déterminer d'ici 2020 la nature d'un prochain grand projet hydroélectrique et de mettre en service six nouvelles petites centrales hydroélectriques<sup>3</sup>.

Or comme on le verra plus loin :

- le coût, de production de l'hydroélectricité provenant du complexe "La Romaine" sera de l'ordre de 9,2 ¢/kWh (en \$ 2015);
- le coût de production d'un prochain grand projet hydroélectrique serait de plus de 15 ¢/kWh;
- la Régie de l'énergie a établi le prix d'achat de l'électricité produite par les petites centrales à 7,5 ¢/kWh en 2010, avec un taux d'indexation de 2,5 % par année. Le prix d'achat indexé à 2016 devient 8,7 ¢/kWh et 16,1 ¢/kWh indexé à 2041.

En utilisant le prix d'achat de l'électricité provenant des petites centrales comme une reconnaissance de la valeur de l'hydroélectricité, le coût des 34 TWh achetés des chutes Churchill en 2041 deviendrait :

$$34 \text{ TWh} \times 16,1 \text{ ¢/kWh} = 5,47 \text{ G\$ en \$ de 2041.}$$

Pour le même 34 TWh provenant de Churchill, le coût non indexable est :

- pour 2015 :  $34 \text{ TWh} \times 0,25 \text{ ¢/kWh} = 85 \text{ M\$}$  et
- pour 2016 à 2041 :  $34 \text{ TWh} \times 0,15 \text{ ¢/kWh} = 51 \text{ M\$}$ ,

---

<sup>1</sup> Lanoue, R. et Mousseau N. (2014). *Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Maîtriser notre avenir énergétique – Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*. Gouvernement du Québec. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

<sup>2</sup> Wikipedia

<sup>3</sup> Collectif d'auteurs. (2016). *L'avenir contraint de l'éolien au Québec, Le Soleil*, Points de vue, 14 juin 2016.

## 2. Choix alternatifs?

Advenant l'échec des négociations avec Terre-Neuve et Labrador, quels choix alternatifs pourraient être envisagés par le Québec pour remplacer l'énergie produite par la centrale des chutes Churchill? Le Québec à l'avantage d'avoir à sa disposition un énorme réservoir de sources d'énergie<sup>4</sup>. Parmi celles-ci, mentionnons les économies d'énergie, la grande hydraulique, l'éolien et le solaire.

- En réduisant la demande d'énergie des secteurs résidentiels, commerciaux et institutionnels du tiers par l'efficacité énergétique, on pourrait couvrir la disparition de l'énergie des chutes Churchill;
- Équiper tout le résidentiel québécois de pompes géothermiques sol-air couvrirait plus que la production des chutes Churchill;
- Le harnachement des dernières grandes rivières du Québec pourrait fournir près du double de la production de Churchill;
- Les énergies éolienne et solaire pourraient fournir environ 500 fois la production des chutes Churchill.

### 2.1. Économies d'énergie et géothermie

#### A — Économies d'énergie

En 2010, les secteurs résidentiels, commerciaux et institutionnels consommaient 96,3 TWh d'électricité<sup>5</sup>. Un programme ambitieux d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique, visant la réduction du 1/3 de la consommation, permettrait de réduire la consommation totale du Québec d'une valeur approchant la contribution des chutes Churchill.

Puisqu'une grande partie de cette consommation provient du chauffage des locaux et que ce chauffage est la raison principale de la pointe de demande d'hiver, la réduction du 1/3 de la demande d'énergie s'accompagnerait d'une réduction approximativement équivalente à la puissance disponible des chutes Churchill.

#### Potentiel :

Selon un rapport fait pour différents groupes environnementaux du Québec<sup>6</sup>, le potentiel réalisable à moyen terme (2012) serait de 12,6 TWh. Un rapport Équiterre-OCAA<sup>7</sup> relève du Plan stratégique d'Hydro-Québec 2009-2013, une cible de 8 TWh pour 2013 et une autre de 11 TWh pour 2015. Un

---

<sup>4</sup> Reid, R., (2013). *Éolien et autres sources québécoises d'énergie*. Mémoire déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Septembre 2013, p. 1 à 22.

<sup>5</sup> Lanoue et Mousseau, 2014, p. 75-77,

<sup>6</sup> Belliveau, E., Neme, C., Plunkett, J. & Dunskey, P. U. (2004). *Opportunities for Accelerated Electrical Energy Efficiency in Quebec : 2005-2012*. Rapport préparé pour le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ), le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) et le Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises (RRSE). Régie de l'Énergie : Case Docket R-3526-2004. Special Assessment of the Suroit GasFired Power Plant. Revised version, May 16<sup>th</sup>, 2004.

<sup>7</sup> Équiterre et Ontario Clean Air Alliance research Inc. (OCAA) (2010). *Profits en hausse, Factures en baisse – Une nouvelle stratégie "électrique" pour Hydro-Québec*, 14 juillet 2010.

autre auteur<sup>8</sup> parle d'un potentiel de 60 TWh. D'où, en tenant compte que les 11 et 12,6 TWh sont des objectifs à court et court-moyen terme, en tenant compte des avancées technologiques, il nous semble raisonnable d'utiliser un potentiel théorique (à long terme) de l'ordre de 30 à 50 TWh. Après installation et avec un programme d'entretien, ce potentiel devient permanent, donc renouvelable.

#### Coûts :

Selon le rapport Équiterre-OCAA, le coût des 11 TWh pouvant être développés de 2010 à 2015 serait de 4,7 ¢/kWh, en prenant comme hypothèse une durée de vie de 10 ans des investissements. Belliveau et al. (2004) rapportent des coûts de 2,0 G\$ pour 6,9 TWh. En utilisant une durée de vie de 10 ans et un coût de capital net d'inflation de 5,45 %<sup>9</sup>, on obtient un coût à Hydro-Québec de 3,8 ¢/kWh.

## B — Géothermie résidentielle

Un programme d'installation de géothermie aux secteurs résidentiel, institutionnel et commercial aurait le potentiel de réduire la consommation d'environ 40 TWh et de réduire la demande en puissance d'environ 7 000 MW. La géothermie par la réduction des 2/3 de la demande d'électricité pour le chauffage réduirait la demande hivernale du Québec de façon appréciable, réduisant les besoins d'Hydro-Québec en Production (surtout des équipements de support en puissance), Transport et Distribution.

#### Caractéristiques :

Nous ne considérerons que la géothermie peu profonde. En dessous de 4,5 mètres de profondeur, la température du sol est constante tout au long de l'année<sup>10</sup>. On utilise généralement une thermopompe qui, à partir de la température du sol, fournit la chaleur ou la climatisation : on parle ici d'une thermopompe sol-air qui puise la chaleur (ou le froid en mode climatisation) du sol qui est toujours à la même température 12 mois par année, d'où son rendement constant qui, en mode chauffage, permet des économies de l'ordre de 60 à 70 %.

#### Potentiel :

La demande électrique des secteurs résidentiels et agricoles ainsi que commerciaux et institutionnels avoisine les 100 TWh<sup>11</sup> (96,3 TWh selon le rapport Lanoue-Mousseau, 2014). Considérant qu'environ 60 % de la consommation électrique est consacrée au chauffage, ces secteurs représentent une demande de chauffage de l'ordre de 60 TWh. La géothermie permettrait des économies de 2/3 de ce montant, soit 40 TWh.

---

<sup>8</sup> Dery, P. (2008). *État et perspectives énergétiques mondiale et québécoise*, .Étude réalisée pour le Conseil Régional de l'Environnement et du développement durable (CREDD), Saguenay-Lac-St-Jean, avril 2008, p. 72.

<sup>9</sup>Hydro-Québec Production (2007). *Complexe de la Romaine : Étude d'impact sur l'environnement*, Vol. 1, Vue d'ensemble et description des aménagements.

<sup>10</sup> <http://fr.wikipedia.org/wiki/Géothermie>

<sup>11</sup> Hydro-Québec Distribution (2010). *Plan d'approvisionnement 2011-2020*, Demande à la Régie de l'énergie. R-3748-2010. HQD-1. Document 1. 2010-11-01. Tableau 2.1.3, page 16.

### Coûts :

À en juger par les exemples de la Suède et du Manitoba, la géothermie si bien planifiée peut être compétitive. Les coûts doivent inclure l'impact de la réduction de la demande de pointe et les économies entraînées aux niveaux production, transport et distribution.

## 2.2. Grande Hydraulique

### Caractéristiques :

Le Québec est une des seules régions au monde à produire presque 100 % de son électricité à partir de l'Hydraulique<sup>12</sup>. Mais les apports hydrauliques étant décalés de 6 mois par rapport à la demande québécoise, pour pouvoir fonctionner avec un réseau électrique presque à 100 % hydraulique, on a dû se doter d'une immense capacité de stockage d'énergie. L'apport hydraulique principal est la fonte des neiges au printemps et la période de forte demande est en décembre, janvier et février, ce qui oblige à stocker cet apport pour des périodes de 6 à 8 mois. La variabilité des apports annuels présente, pour l'ensemble du réseau québécois, un ratio « écart type/apport moyen » de l'ordre de 10 %. Statistiquement, 95 % des données sont contenues à l'intérieur de 3 écarts types, d'où les apports annuels auraient 5 % de chances de s'écarter de plus de 30 % de la moyenne. Ce qui, en plus du stockage annuel, oblige à maintenir une réserve pluriannuelle de l'ordre de 70 TWh.

Grâce à sa topographie, le Québec a pu construire une série d'ouvrages de stockage d'énergie, basé sur l'énergie potentielle de l'eau retenue dans 25 grands réservoirs pouvant stocker 170 TWh d'énergie<sup>13</sup>. Au Québec, le stockage sous forme de réservoirs peut occuper de 0,3 à 1 km<sup>2</sup> par MW de puissance installée aux centrales hydroélectriques; le total actuel est d'environ 30 000 km<sup>2</sup>. Créer un réservoir change le milieu environnemental et a un impact assez important sur la biodiversité et les écosystèmes, de même que sur les populations autochtones vivant sur ce territoire. De plus, la surface de captage du mercure provenant de l'atmosphère (surtout de la combustion du charbon) augmente proportionnellement à la surface des réservoirs, augmentant la quantité transformée en méthyle de mercure<sup>14</sup> qui rend la consommation de poissons dangereuse pour la santé.

### Potentiel :

Le Québec a déjà harnaché au-delà de 80 % de ses grandes rivières. Selon des données du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec<sup>15</sup>, le potentiel des quelques rivières encore à l'état vierge ou naturel, serait de l'ordre de 10 500 MW, selon le tableau ci-après :

---

<sup>12</sup> La Norvège, la Nouvelle-Zélande et au Canada, le Manitoba et la Colombie Britannique ont aussi une importante ressource hydraulique.

<sup>13</sup> <http://www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/gestion-eau.html>

<sup>14</sup> Voir : <http://fr.wikipedia.org/wiki/Méthylmercure>

<sup>15</sup> Données du Ministère soumises au volet Énergie des consultations sur le Plan Nord, septembre 2010.



<b>Rivières</b>	<b>MW</b>
<b>Territoire du Nunavik et Baie-James</b>	
Rivière Nastapoka <sup>1</sup>	500
Petite Rivière de la Baleine	670
Rivière à la Baleine	1 100
Rivière aux Mélèzes	380
Rivière Caniapiscau	1 600
Rivière Arnaud	460
Rivière Grande Baleine	3 000
Rivière aux Feuilles*	700
<b>Territoire de la Côte-Nord</b>	
Rivière Petit-Mécatina**	1 200
Rivière Magpie**	850
<b>TOTAL</b>	<b>10 460</b>

<sup>1</sup> Les Cris de la Baie James et les Inuits du Nunavik demandent que la rivière Nastapoka soit incluse dans le projet de parc national des Lacs-Guillaume-Delisle-et-à l'Eau-Claire, dénommé Projet de parc national Tursujuq

\* un projet d'aire protégée est en discussion pour cette rivière, pouvant ainsi modifier le total des MW potentiellement exploitables.

Parmi celles-ci, la Nation Crie a forcé l'abandon du projet de harnachement de la rivière Grande-Baleine en 1994<sup>16</sup>. Des discussions sont en cours pour un projet d'aire protégée incluant la rivière aux Feuilles et possiblement la rivière Nastapoka dans un parc national. Ce qui laisserait un potentiel non encore harnaché de 6260 MW.

#### Coûts :

Les projets les moins dispendieux ont été développés en premier, à mesure qu'on approche des derniers projets techniquement réalisables, le coût augmente. Un des derniers projets en développement est le complexe hydroélectrique de la rivière Romaine. Selon Hydro-Québec, le coût de revient (en \$ 2015) sera de l'ordre de 9,2 ¢/kWh. Aux audiences du BAPE à Sept-Îles, en décembre 2008, il semblerait que tous les frais de transport n'étaient pas inclus dans ce coût. En les comparant au coût chargé à des projets de promoteurs privés, on peut appliquer une correction de l'ordre de 0,57 ¢/kWh en \$ 2008<sup>17</sup>, qui devient 0,70 ¢/kWh en \$ 2015. Avec cette correction et en ajoutant le coût de distribution (1,55 ¢/kWh), le coût de l'électricité livrée aux clients domestiques devient 11,45 ¢/kWh.

<sup>16</sup> Corbeil, Michel (2010). Pas question de relancer Grande-Baleine, dit Normandeau. *Le Soleil*, 31 juillet 2010.

<sup>17</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*, Éditions MultiMondes, p. 331.

On tente depuis plusieurs années d'externaliser les coûts des dommages à l'environnement, à la biodiversité et aux écosystèmes<sup>18</sup>. En utilisant l'article de Costanza *et al.*<sup>19</sup>, un calcul très préliminaire montre que la valeur de la perte de services des écosystèmes ennoyés par les réservoirs créés pour le complexe hydroélectrique de la rivière Romaine serait de l'ordre de 0,8 ¢/kWh. En supposant qu'un calcul similaire des impacts sur la biodiversité donnerait à peu près la même valeur, on arrive à un coût total de 13,05 ¢/kWh pour l'électricité livrée aux consommateurs à partir du complexe hydroélectrique de la rivière « Romaine » en \$ 2015.

En se référant à un article<sup>20</sup>, le coût des autres projets hydroélectriques potentiels (Petit Mécatina, Caniapiscau, George et Rivière à la Baleine) serait de 1,5 à 2,0 fois plus cher, soit de 19 à 24 ¢/kWh, ou de 17 à 23 ¢/kWh si l'externalisation de l'impact sur la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes n'est pas incluse. De plus, harnacher une nouvelle rivière prend de 8 à 12 ans<sup>21</sup>, ce qui impliquerait que pour remplacer l'apport des Chutes Churchill, les travaux devraient commencer au plus tard 10 ans avant la fin du contrat de Churchill, soit en 2031.

## 2.3. Éolien

L'expérience internationale est des plus concluantes avec près de 400 000 MW d'éolien en opération dans le monde<sup>22</sup>. En 2015, l'éolien a produit 42,1 % de l'énergie électrique du Danemark<sup>23</sup>. Le parc éolien offshore *London Array* a fourni un FU mensuel de 78,9 % en décembre 2015<sup>24</sup>. Les développements technologiques permettent d'envisager des pays produisant totalement leur électricité à partir de sources éoliennes, solaires avec un apport minime de l'hydraulique<sup>25,26</sup>.

### Caractéristiques :

Toute source d'énergie ou d'activité humaine a des répercussions sur le plan environnemental. L'éolien n'y fait pas exception, mais de toutes les formes de production d'énergie, il est reconnu comme ayant la plus faible empreinte environnementale<sup>27</sup>. Comme toute source d'énergie renouvelable, l'éolien est

---

<sup>18</sup> Sukdev, P. (2008). *L'économie des écosystèmes et de la biodiversité*. Rapport d'étape. Communautés européennes. À voir aussi : *Approche économique de la biodiversité et des services liés aux écosystèmes*. Rapport du groupe de travail présidé par Bernard Chevassus-au-Louis. République Française. Centre d'analyse stratégique, Avril 2009.

<sup>19</sup> Costanza, R., d'Arge, R., de Groot, R., Fber, S., Grasso, M., Hannon, B., Limburg, K., Naeem, S., O'Neill, R. V., Paruelo, R., Sutton, P. et van den Belt, M. (1997). The value of the world's ecosystem services and natural capital, *Nature*, Vol. 387. p. 253-260.

<sup>20</sup> Baril, H. (2004). Exportations d'Électricité : Ni mirage ni Klondike. *La Presse Affaires*, 27 novembre 2004.

<sup>21</sup> Agence QMI, *Le Journal de Montréal*, 7 février 2016, Argent, p. 37 : cette source mentionne 12 ans.

<sup>22</sup> Renewable Energy World. com. (2015). *Vestas Study : Wind Takes the Clean Power Crown*.

<sup>23</sup> Enjeux énergies et environnement. 160123. *Danemark : nouveau record du monde pour l'éolien*. <http://www.romandie.com/news/Danemark-nouveau-record-du-monde-pour-leolien-en-2015/667841.rom>

<sup>24</sup> North American Windpower. (8 January 2016). *London Array Sets New Offshore Wind Generation Record*.

<sup>25</sup> *PUS scientists eye Route 6 of clean energy*. <http://www.climatechangenews.com/2016/02/01/renewables-offer-quick-fix-for-us-emissions>, 2016/02/02 par enjeuxenergies.

<sup>26</sup> Hypothèse et résultats de l'étude réalisée par l'ADEME, qui démontre que la France peut assurer l'équilibre offre-demande de son réseau électrique avec 100 % d'énergie renouvelable (avec seulement 13 % de contribution d'hydroélectricité) :

<http://www.presse.ademe.fr/2015/10/etude-ademe-un-mix-electrique-100-renouvelable-enr.html>

<http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

<sup>27</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes, section 3.8, p. 47 à 58.



une source de puissance variable et nécessite donc un support en puissance, généralement fourni par un système de stockage d'énergie. Toutefois, la concordance de son apport avec la demande du réseau québécois fait que ses besoins en stockage sont beaucoup moindres que ceux de l'hydraulique.

Dans une analyse de rôle du stockage d'énergie par rapport à la corrélation apports/demande, Saulnier et Reid<sup>28</sup> démontrent que le stockage actuel du réseau d'Hydro-Québec (30 000 km<sup>2</sup> de réservoirs, 170 TWh) peut fournir les services de stockage et de régulation à environ 900 TWh d'énergie éolienne, soit à 5 fois plus d'énergie éolienne que d'énergie hydraulique, sans perdre sa capacité de production hydraulique. Pour ce qui est de la gestion en temps réel de l'intégration au réseau, l'intégration éolienne doit prendre en compte le processus d'exploitation déjà en place. L'expérience acquise dans le monde, particulièrement par plusieurs réseaux européens, démontre des capacités de pénétration significatives de l'éolien avec des adaptations mineures du côté des pratiques d'exploitation des réseaux. Les opérateurs des réseaux sont habitués à gérer des variations de la demande beaucoup plus forte que les variations de la production éolienne.

Avec une forte pénétration éolienne distribuée géographiquement, le réseau espagnol démontre que les variations de la puissance éolienne sont beaucoup moindres que celles de la demande. L'Espagne<sup>29</sup>, pour une demande de pointe de l'ordre de 44 000 MW, a une puissance éolienne installée d'un peu plus de 20 000 MW. Pour la période de 4 h 30 à 20 h 50, le 6 janvier 2011, pendant que la production éolienne variait de 7 % (de 10 356 MW à 9633 MW), la demande du réseau variait de 29,6 % (de 21 562 MW à 30 632 MW). Le pourcentage de la demande fournie par l'éolien variait de 48 % à 31 %, un résultat influencé beaucoup plus par la grande variation de la demande que par celle de la puissance éolienne. Sur le site de la *Red eléctrica de España*<sup>30</sup>, on peut suivre en temps réel l'évolution de la production éolienne et son pourcentage de contribution à la demande du réseau espagnol.

#### Potentiel :

Selon un atlas mondial des vents, en tenant compte de la proximité des marchés de l'électricité, le Québec possède, le deuxième gisement en importance dans le monde<sup>31</sup>. Deux évaluations du potentiel éolien de l'ensemble du Québec à des vents supérieurs à 7m/s ont été réalisées : l'une l'estime à 4 669 000 MW<sup>32</sup>, et l'autre à 3 984 322 MW<sup>33</sup>. De bons potentiels sont disponibles tant sur la Côte-Nord que dans la région de la Baie-James et au Nunavik. Ce potentiel de puissance installée peut produire 14 000 TWh par année<sup>34</sup>, soit 70 fois la consommation actuelle d'électricité du Québec ou 410 fois plus que le Québec achète de Churchill Falls et 270 fois la capacité hydraulique non encore harnachée au Québec.

---

<sup>28</sup> Idem, p 215 à 219.

<sup>29</sup> Pour une présentation du système de suivi et de contrôle de la production éolienne espagnole, voir « Focus on grid integration : Checks and Balances: Integrating Europe's Growing Wind Capacity ». *Wind Directions*, sept.-oct. 2008, p. 21-23. [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/images/publications/wd/](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/images/publications/wd/)

<sup>30</sup> <https://demanda.ree.es/eolica.html>

<sup>31</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes. Chapitre 6, p. 95-97.

<sup>32</sup> Dossier de la Régie de l'Énergie R -3526-2004. *Le Suroît*. RRSE-DOC.7 et RRSE-DOC.6. (Avril 2004). Voir aussi le chapitre 6 de Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes. .

<sup>33</sup> *Inventaire du potentiel éolien exploitable du Québec*. Rapport Hélimax/AWS Truewind. Préparé pour le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec. Juin 2005.

<sup>34</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes. p. 108 à 113.

## Coûts :

Pour bien comprendre la structure du coût de l'éolien rendu chez le client domestique voir Saulnier et Reid<sup>35</sup>. Rappelons que les coûts calculés par Saulnier et Reid ont été basés sur les coûts de l'éolien de 2008, utilisant un coût installé de 1872 \$/kW. Depuis, la technologie a beaucoup évolué : dernièrement, Bloomberg mentionnait un projet mexicain de 2,2 G\$ pour 1600 MW, soit un coût de l'ordre de 1375 \$/kW<sup>36</sup>. Dans nos calculs plus récents (2016), nous avons utilisé un coût de 2000 \$/kW pour tenir compte des conditions québécoises.

## Délais :

Si la planification préalable, planification, conception, étude d'impact sur l'environnement, acceptabilité sociale, etc., est faite à l'avance, les délais d'achat des équipements et de construction peuvent être d'aussi peu que 2 ans.

## 3. Le projet éolien

Pour remplacer les 34 TWh fournis au Québec par « les Chutes Churchill », advenant le non-renouvellement du contrat en 2041, un projet éolien pourrait consister de 8475 MW de centrales éoliennes réparties dans les régions de la Baie James et de la Côte Nord. Des aménagements seraient nécessaires pour assurer le transport de cette énergie et assurer le support en puissance actuellement fourni par la centrale hydraulique des Chutes Churchill. Les besoins à satisfaire seraient :

- Énergie : 34 TWh par année,
- Support en puissance : 5200 MW.

## Énergie :

Pour fournir 34 TWh au réseau de transport d'Hydro-Québec, en utilisant des éoliennes disponibles présentement sur le marché (Vestas, Senvion et/ou Enercon, de 3 à 4,2 MW) et en tenant compte de pertes de l'ordre de 14 % comprenant les pertes dues à la non-disponibilité des éoliennes, les pertes du réseau de collecte de la centrale éolienne et les pertes des transformateurs élévateurs de tension, on aurait besoin :

- d'une centrale éolienne de 5000 MW à la Baie-James et,
- d'une centrale éolienne de 3475 MW dans la région de la Côte Nord,

Le coût de ce 8475 MW réparti en 2 centrales à 2000 \$/kW serait de près de 17 G\$. En comparant au coût de projets dans le centre sud des États-Unis<sup>37</sup> où la qualité de la ressource éolienne est comparable, on obtient un coût de 4 ¢/kWh (2,7 ¢/kWh + 1,3 ¢/kWh pour la subvention à la production (Production Tax Credit ou PTC) de 2,3 ¢/kWh pendant 10 ans, actualisée sur 20 ans). Au 4 ¢/kWh américain, on doit ajouter 5 % pour la version climat froid et 10 % pour les conditions de construction

---

<sup>35</sup> Idem, Chapitre 8 jusqu'à la section 8.6, p. 137 à 153; Chapitre 12, section 12.1 à 12.15, p. 317 à 331.

<sup>36</sup> Bloomberg New Energy Finance, (14 janvier, 2016). *Dlean Energy Defies Fossil Fuel Price Crash to Attract Recvord #329BN Global Investment in 2015*.

<sup>37</sup> Wisner, Ryan, Bolinger & al. (2015). *2014 Wind Technologies Market Report*. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy.

et d'opération plus difficiles dans le nord québécois, pour un coût de revient de 4,6 ¢/kWh. À noter que pour un projet de moindre envergure au Maroc<sup>38</sup>, le coût moyen des réponses à un appel d'offres de 850 MW, était 3 ¢/kWh; la soumission la plus basse était 2,5 ¢/kWh.

### Transport :

Une centrale éolienne de 5 000 MW dans la région de la Baie-James produirait 20 TWh, ce qui nécessiterait 2 nouvelles lignes de transport à 735 kV de la Baie-James à Montréal. À un coût de 2 M\$/km, le coût de construction de ces lignes serait de 4 G\$; le coût d'amortissement de ces 2 lignes sur une base de 50 ans, aux taux d'emprunt d'Hydro-Québec serait de 233 M\$/an ou 1,17 ¢/kWh. En ajoutant un coût d'entretien de 10 % du coût de capital, on obtient un coût de transport de 1,3 ¢/kWh. La centrale éolienne de 3475 MW dans la région de la Côte-Nord pourrait utiliser les lignes présentement dédiées au transport de l'électricité provenant des Chutes Churchill, mais devrait probablement payer le tarif de l'ordre de 1,3 ¢/kWh au transporteur « TransÉnergie ».

### Support en puissance :

Le projet de remplacement de l'énergie des Chutes Churchill doit fournir 5200 MW de support en puissance. Une centrale éolienne québécoise de 8475 MW devrait fournir un support en puissance d'environ 25 % de sa capacité installée<sup>39,40</sup>, soit 2119 MW. Le projet éolien devra donc acheter du support en puissance pour :

$$5200 \text{ MW} - 2119 \text{ MW} = 3081 \text{ MW}.$$

Des chiffres extraits de l'étude d'impact sur l'environnement du Complexe de la Romaine<sup>41</sup> nous donnent un coût de support en puissance de 64,38 ¢/kW, ce qui nous donne :

$$3081 \text{ MW} \times 64,38 \text{ ¢/kW} = 198,35 \text{ M\$/an, réparti sur les 34 TWh de production annuelle, on obtient :}$$

$$198,35 \text{ M\$} \div 34 \text{ TWh} = 0,58 \text{ ¢/kWh}$$

D'où pourrait provenir ce support en puissance? Il y a plusieurs aménagements possibles qui pourraient fournir le support en puissance nécessaire :

- Prolongation du contrat de la centrale de Trans-Canada à Bécancour, déjà sous contrat jusqu'à 2036 – 550 MW;
- Ajout de la 3<sup>e</sup> roue à la centrale hydraulique de Ste-Marguerite – 440 MW; la centrale a été construite pour 3 roues de 440 MW et seulement 2 ont été installées;
- La Romaine qui devrait être complétée en 2020 contribuera aux surplus énergétiques du Québec. Cette centrale, vouée à l'exportation, fournira une puissance de 1550 MW à partir de 2020;

---

<sup>38</sup> Enjeux énergies et environnement. 160117. *New low for wind energy costs: Morocco tender averages \$US30/MWh*. <http://reneweconomy.com.au/2016/new-low-for-wind-energy-costs-morocco-tender-averages-us30mwh-81108>

<sup>39</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes. Section 12.1.2, p. 321 à 323.

<sup>40</sup> À noter que la Régie de l'énergie du Québec utilise une moyenne annuelle de 35 % et 45 % pour l'hiver.

<sup>41</sup> Hydro-Québec Production (2007). *Complexe de la Romaine : Étude d'impact sur l'environnement*, Vol. 1, Vue d'ensemble et description des aménagements, p. 2-13, tableau 2-1/2.

- En 1989, la centrale Manic 5PA de 1064 MW était mise en service. Le nombre d'heures d'opération continue de cette centrale est limité parce que les centrales plus basses (Manic 3, 2 et 1) ne peuvent accepter l'excédent de débit fourni par Manic 5PA. Ajouter des centrales Manic 3PA, 2 PA et 1 PA pour permettre l'opération de Manic 5PA sur de plus longues périodes permettrait d'obtenir 1715 MW additionnels.

Hydro-Québec dispose donc d'un potentiel d'aménagements de 4255 MW de puissance additionnelle. Certaines de ces possibilités pourraient présenter des délais d'aménagement assez longs, par exemple modifier les centrales de la basse Manic pourrait exiger de 8 à 10 ans.

### Intégration au réseau :

L'intégration au réseau ne semble plus poser de problèmes pour plusieurs pays; par exemple, l'éolien a fourni plus de 42 % de l'énergie électrique au Danemark en 2015<sup>42</sup>. Le Wind Technology Market Report du U.S. Department of Energy<sup>43</sup> montre que pour l'année 2014, sur une base d'énergie, ce pourcentage était de 26 % pour l'Irlande; 24 % pour le Portugal; 21 % pour l'Espagne; 14 % pour la Roumanie.

En comparaison, le Québec avec un objectif de 4000 MW pour 2015 ne serait qu'à environ 5 % en termes d'énergie, ce qui le placerait au 16 rang mondial. Avec la qualité des vents à la baie James et dans la région de la Côte-Nord, des éoliennes modernes donneraient un FU de l'ordre de 42 à 50 %, pour un temps de marche entre 7600 à 8200 heures par année. Pour les analyses d'intégration au réseau, gestion de la production combinée hydraulique-éolienne vs la demande, Hydro-Québec possède une des équipes d'ingénieurs et de chercheurs parmi les plus avancées au monde. Les modèles mathématiques développés au fil des ans pour la gestion des réservoirs, l'intégration de l'éolien, pour la conception des modèles de gestion à pénétration élevée (jumelage éolien-diesel) ainsi que le simulateur de réseau de l'IREQ sont des outils à l'avant-garde de ce qui se fait de mieux<sup>44</sup> dans le monde.

## Conclusion :

Il y a plusieurs façons d'envisager l'échéance de 2041, la fin du contrat de Churchill Falls. Par exemple, la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, dans son rapport de 2014 présente 3 alternatives<sup>45</sup> :

- négocier la poursuite du contrat;
- planifier des sources d'énergie alternatives;

---

<sup>42</sup> Enjeux énergies et environnement. 160123. *Danemark: nouveau record du monde pour l'éolien*. <http://www.romandie.com/news/Danemark-nouveau-record-du-monde-pour-leolien-en-2015/667841.rom>

<sup>43</sup> Wiser, Ryan, Bolinger & al. (2015). *2014 Wind Technologies Market Report*. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy. Figure 4, p. 19.

<sup>44</sup> Bonneau, S. (2015). SIMPOWERSYSTEMS, La simulation de l'IREQ présente partout dans le monde. *HydroPresse*, décembre 2015, p. 21-23.

<sup>45</sup> Lanoue, R. et Mousseau N. (2014). *Maîtriser notre avenir énergétique – Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*. Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Gouvernement du Québec. p. 186, Article 16.6.2 Churchill Falls.

- mettre fin à certaines charges électriques du réseau, puisque certains contrats avec des alumineries prévoient que l'obligation d'Hydro-Québec de fournir de l'électricité se terminera en 2041 (32 TWh selon Lanoue et Mousseau<sup>46</sup>).

Les sources d'énergie alternatives pourraient être :

- Les économies d'énergie et l'efficacité énergétique, incluant un code du bâtiment exigeant, tendant vers les normes LEED et/ou exiger (comme en Suède) que toute nouvelle construction soit munie d'une thermopompe géothermique.
- L'éolien serait l'alternative la plus probable :
  - o La ressource éolienne québécoise est abondante et de très bonne qualité : en tenant compte de la proximité des marchés de l'électricité, le Québec possède, après les îles Britanniques, le 2<sup>e</sup> gisement éolien en importance au monde<sup>47</sup>;
  - o L'éolien s'intègre assez facilement au réseau, surtout à un réseau alimenté par l'hydraulique;
  - o Les délais de construction sont assez courts. Si planifié au préalable, un projet éolien de l'envergure proposée pourrait être construit en 2 ans, bien que les lignes de transport et les aménagements de support en puissance pourraient entraîner des délais plus longs;
  - o Le coût de production à service équivalent serait de 5,2 ¢/kWh; de 6,5 ¢/kWh livré au réseau de distribution; et de 8 ¢/kWh livré au client domestique.
- L'hydraulique ne serait pas compétitive avec les économies d'énergie ni avec l'éolien :
  - o Il ne resterait qu'environ 6300 MW de rivières harnachables ne faisant pas partie de discussions pour intégration dans un parc national ou n'ayant pas fait l'objet d'opposition majeure au Québec;
  - o La majorité des rivières, non encore harnachées, sont très éloignées et présenteraient des coûts de l'ordre de 15 à 20 ¢/kWh;
  - o Les délais de construction sont longs. Par exemple, les travaux ont débuté en 2010 pour le complexe la rivière Romaine et ne doivent être complétés qu'en 2020, une période de 10 ans.

Probablement que la meilleure alternative serait une combinaison d'économies d'énergie et de nouvelles centrales éoliennes.

---

<sup>46</sup> Idem, p. 186,

<sup>47</sup> Saulnier, B. et Reid, R. (2009). *L'éolien au cœur de l'incontournable révolution énergétique*. Éditions MultiMondes. Chapitre 6, p. 97.