



Northern Policy Papers

LABRADOR

Utiliser au mieux le
cours inférieur du
fleuve Churchill :
Le projet de
développement
hydroélectrique

ACTION  CANADA

DÉVELOPPER LE LEADERSHIP POUR L'AVENIR DU CANADA

Les points de vue, opinions, positions et stratégies exprimés ici sont ceux de leur auteur et ne reflètent pas nécessairement les points de vue, opinions, positions et stratégies d'Action Canada, de la Fondation Action Canada ou du Gouvernement du Canada. Action Canada, la Fondation Action Canada et le Gouvernement du Canada ne prétendent nullement que l'information contenue dans le présent document est exacte complète, fiable ou d'actualité et ne pourront être tenus responsables d'éventuelles erreurs ou omissions dans cette information, ni des pertes, blessures ou dommages que pourraient entraîner son affichage ou son utilisation.

Utiliser au mieux le cours inférieur du fleuve Churchill :

Le projet de développement hydroélectrique de Muskrat Falls

1. Introduction et mandat	5
2. Le rôle de l'énergie hydroélectrique au Canada.....	6
2.1 Les ressources hydroélectriques du Labrador, y compris celles de Churchill Falls.....	7
4.0 Une proposition pour le projet de développement de Muskrat Falls.....	10
4.1 Évaluations environnementales.....	11
5.0 Transmission interprovinciale en passant par le Québec.....	15
6.0 Combien d'énergie est nécessaire sur l'île?.....	15
7.0 Sources alternatives d'énergie pour la charge provinciale.....	17
8.0 Alternatives au développement de Muskrat Falls.....	19
9.0 La centrale de Muskrat Falls est-elle la meilleure option pour approvisionner l'île?.....	21
10.0 Autres usages potentiels de l'énergie du cours inférieur du fleuve Churchill.....	22
11.0 Conclusion	22
12.0 Bibliographie.....	26



Utiliser au mieux le cours inférieur du fleuve Churchill :

Le projet de développement hydroélectrique de Muskrat Falls

David A Vardy
8/31/2011

Dans le présent essai préparé pour Action Canada, David A Vardy étudie le contexte de politique permettant la meilleure évaluation du projet pour le cours inférieur du fleuve Churchill, tant du point de vue national que provincial, de même que les options à envisager pour sécuriser l’approvisionnement en énergie.

1. Introduction¹ et mandat

Le présent essai a été commandé par Action Canada qui a demandé à l'auteur d'étudier le projet de développement du cours inférieur du fleuve Churchill et, en particulier, les questions suivantes :

- Quels sont les besoins de l'île de Terre-Neuve en énergie électrique?
- Quelles sont les sources potentielles d'énergie électrique pour l'île?
- La transmission de l'énergie électrique de Muskrat Falls à l'île est-elle la meilleure solution?
- Quelles sont les autres utilisations potentielles de l'énergie générée par le développement du cours inférieur du fleuve Churchill (y compris à Gull Island)?
- La proposition actuelle utilise-t-elle au mieux le potentiel du cours inférieur du fleuve Churchill?

Une ébauche a été envoyée le 15 août 2011 et la présente version finale a été présentée le 31 août 2011, avec les révisions et les développements demandés par Action Canada.

On traitera dans cet essai du projet de développement hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador, situé en aval de la centrale de Churchill Falls, terminée en 1976 et dont la plus grande partie de la production est vendue à Hydro-Québec par la Churchill Falls (Labrador) Corporation, en vertu d'obligations contractuelles qui se termineront en 2041. On propose de construire deux centrales hydroélectriques sur le cours inférieur du fleuve Churchill, dont une à Gull Island et l'autre à Muskrat Falls. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a récemment annoncé qu'il planifiait de commencer le développement de la plus petite de ces deux centrales, celle de Muskrat Falls, à juste 18 kilomètres en amont de Happy Valley-Goose Bay. On estime que la centrale proposée de Muskrat Falls produira 824 mégawatts (MW) et 4,9 millions mégawattheures (MW-h) d'énergie électrique par an. La capacité cumulée des installations de Gull Island et de Muskrat Falls sera de 3 074 MW², tandis que leur pouvoir total représentera 17 million de MW-h d'électricité par année.

On a choisi de développer le projet de Muskrat Falls en premier lieu parce qu'on estime que sa taille plus modeste correspond davantage aux besoins en énergie électrique de la province. Si elle est construite, la centrale de Muskrat Falls répondra aux besoins énergétiques de l'île de Terre-Neuve et ses surplus seront vendus à l'entreprise néo-écossaise Emera Energy et à d'autres consommateurs d'énergie dans l'est du Canada ou des États-Unis. Selon les plans énergétiques de la province, l'installation de Gull Island sera construite à une date ultérieure, possiblement en vue de ventes à l'ouest utilisant les lignes de transmission du Québec ou une ligne de transmission supplémentaire traversant les détroits de Belle Isle et de Cabot, à travers les provinces Maritimes. L'échelonnage préféré de ces deux projets sera discuté ci-dessous dans le contexte du rapport récemment publié de la Commission conjointe d'examen du Projet de développement hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill; dans ce rapport, le terme « projet » comprend les deux centrales hydroélectriques de Muskrat Falls et de Gull Island.

1 L'auteur tient à remercier Nalcor Energy, pour l'information mise à sa disposition par celle-ci et pour son autorisation d'utiliser sa carte et ses tableaux dans le présent document, de même que James Feehan (professeur d'économie à l'Université Memorial), Ron Penney (ancien sous-ministre de la Justice de la province de Terre-Neuve-et-Labrador), Victor L. Young (ancien président et chef de la direction de Newfoundland and Labrador Hydro) et Fred Way (ancien vice-président du Canada Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, secrétaire du Cabinet, sous-ministre des Affaires intergouvernementales, et sous-ministre des Ressources naturelles), pour leurs commentaires utiles sur des versions antérieures du présent essai. L'auteur est entièrement responsable de toute erreur ou omission.

2 (16), diapositive 21 and (9).

2. Le rôle de l'énergie hydroélectrique au Canada

Si on le compare aux autres pays industrialisés, on constate que le Canada est fortement dépendant de l'énergie hydroélectrique dont il est le deuxième producteur mondial.³ Plus de 60 % de l'énergie électrique produite au Canada est de source hydroélectrique renouvelable, tandis que 24 % provient des centrales thermiques.⁴ Actuellement, 11,5 % de l'énergie hydroélectrique produite dans le monde est générée au Canada. On estime à 163 173 MW le potentiel hydroélectrique inexploité du Canada à l'heure actuelle, principalement dans le Nord.⁵ Plus de 10 000 MW de ce potentiel hydroélectrique se trouvent à Terre-Neuve-et-Labrador⁶ et, ensemble, le Québec et la Colombie-Britannique ont 80 000 MW inexploités.

Le Canada est un gros exportateur d'énergie électrique vers les États-Unis. Ses exportations brutes en 2008 s'élevaient à 55,7 millions de MW-h, tandis que ses importations brutes atteignaient 23,5 millions de MW-h, le bilan net des exportations s'établissant ainsi à 32,2 millions de MW-h.⁷ Ce chiffre correspond en gros à l'énergie vendue à Hydro Québec par la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co). Du fait niveau élevé d'exportations d'énergie électrique canadienne, il est nécessaire d'avoir un système continental de transmission librement accessible et d'une très haute fiabilité.

Les décisions relatives aux investissements pour créer de nouvelles capacités doivent tenir compte de l'effet de la génération d'électricité sur le réchauffement climatique. Au Canada, le gouvernement fédéral s'est engagé nationalement à réduire de 20 % les gaz à effets de serre d'ici 2010 par rapport au niveau de 2005, et à produire 90 % de l'électricité à partir de sources non-polluantes d'ici 2020.⁸ Un tel engagement est favorable à l'investissement hydroélectrique de même qu'aux investissements dans d'autres sources renouvelables.

L'investissement dans le secteur de l'électricité est nécessaire pour satisfaire la demande future et pour remplacer les infrastructures vieillissantes, de même que pour réduire les émissions de gaz à effets de serre. De tels investissements feront grimper les prix, puisque les projets de génération non-développés sont habituellement plus chers que ceux déjà réalisés. Les planificateurs choisissent normalement les projets qui promettent des coûts d'énergie plus bas, à moins qu'il n'y ait d'autres facteurs compensatoires, comme une échelle qui ne correspond pas avec le service prévu.

Pour la combinaison des sources d'énergie, il faut tenir compte des besoins pour la production de base et pour la production de pointe. Certaines sources d'énergie conviennent mieux à l'approvisionnement de base, tandis que d'autres mieux adaptées pour l'approvisionnement de pointe. Des sources, par exemple le solaire et l'éolien, sont intermittentes et nécessitent un stockage de l'énergie, ce qui présente des défis plus considérables que l'énergie hydroélectrique, nucléaire ou thermique. Toutefois, les réservoirs d'eau peuvent souvent être utilisés pour stocker l'énergie potentielle. Les variations des volumes de production hydroélectrique de ces réservoirs peuvent servir à compenser les variations d'approvisionnement des autres sources renouvelables, comme l'énergie solaire et éolienne, transformant ainsi ces réservoirs en unités de stockage énergétique polyvalentes.

3 (12), page 19.

4 (2), page 15.

5 (2), page 22.

6 (14), pages 35 et 40.

7 (3), page 18.

8 (3). page 57

Le système d'énergie électrique pourrait être conçu en fonction d'un modèle optimal d'approvisionnement mixte, ce qui réduirait les coûts tout en permettant d'atteindre les objectifs environnementaux et de durabilité. La planification de la croissance future doit aussi tenir compte de la conservation d'énergie, de même que de la conception d'un système de fixation des prix permettant d'informer le consommateur du coût réel et complet de sa décision de consommer de l'énergie. Le coût de l'énergie au Canada reste relativement faible et la fixation du prix des services pour les consommateurs privés et industriels reflète ce faible coût. Cependant, une répartition efficace des ressources devrait pouvoir refléter le coût différentiel ou marginal de l'énergie, de même que l'avantage concurrentiel dont jouit le Canada grâce à son énergie hydroélectrique relativement bon marché.

2.1 Les ressources hydroélectriques du Labrador, y compris celles de Churchill Falls

Le tristement célèbre contrat de Churchill Falls est une composante importante du paysage socio-économique de Terre-Neuve-et-Labrador et exerce une influence profonde sur la politique énergétique de la province. On considère que les pertes de revenus occasionnées par cette affaire sont flagrantes. Le contrat énergétique de Churchill Falls arrivera à son terme de 65 ans en 2041. Ce contrat a fait l'objet d'une controverse soutenue compte tenu du fait que l'énergie est vendue par la Churchill Falls (Labrador) Corporation à Hydro-Québec, à la frontière. L'option de traiter avec des clients hors du Québec n'a jamais été offerte et Hydro-Québec se retrouve ainsi dans une situation de monopole. L'opinion très largement partagée à Terre-Neuve-et-Labrador est que ce contrat énergétique est unilatéral et que le Québec en tire des bénéfices considérables alors que la part des Terre-Neuviens et les Labradoriens est bien maigre. Le prix payé par Hydro-Québec tout le terme de 65 ans est très bas et il est même prévu qu'il diminuera au cours des 25 dernières années, ce qui aggrave d'autant plus l'iniquité intrinsèque du contrat à une époque où les prix de l'énergie sont en hausse. Ce contrat arrivera donc à son terme en 2041 et toutes les options seront alors remises sur la table, y compris l'utilisation de l'énergie produite par la centrale de Churchill Falls pour les besoins de la province ou pour générer des recettes en exportant les surplus. Dans son plan énergétique de 2007, la province tient compte de la période qui suivra la fin du contrat en 2041 quant à ses choix et options pour les développements futurs des secteurs pétrolier, gazier et hydroélectrique.⁹

Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a eu recours aux tribunaux à deux reprises pour tenter de résilier le contrat énergétique et pour rapatrier un supplément d'énergie. Le premier cas impliquait une tentative de se réapproprier un supplément d'énergie en vertu des dispositions du bail de location des droits relatifs à l'eau selon lesquelles l'énergie peut être rapatriée quand cela est jugé économiquement faisable. La résolution de ce conflit a pris 16 ans. La Cour suprême du Canada a éventuellement confirmé en 1988 la décision de la Cour d'appel de Terre-Neuve que cela n'était pas économiquement faisable et cette tentative a donc échoué.

Du fait du temps considérable que cela prenait pour obtenir une détermination finale sur ce conflit, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a décidé de tenter une autre approche qui aurait pour effet de reprendre le bail de location des droits relatifs à l'eau en vertu du *Water Rights Reversion Act*. Le gouvernement en a référé à la Cour d'appel de Terre-Neuve pour confirmer la constitutionnalité de cette loi et, encore une fois, la cause a ultimement été entendue par la Cour suprême du Canada. En 1984, celle-ci a déclaré cette loi inconstitutionnelle parce qu'elle tentait d'entraver la bonne exécution du contrat énergétique qui accordait le droit de livrer de l'énergie en un lieu situé hors du territoire de la province, et parce que la province n'avait pas le pouvoir de légiférer au-delà de ses frontières.

⁹ Voir (9)

La centrale hydroélectrique de Churchill Falls est exploitée par la Churchill Falls Power Corporation, CF(L)Co, une société dont Nalcor et Hydro-Québec se partagent la propriété, mais dans laquelle la participation de Nalcor est majoritaire. Cette centrale du cours supérieur du fleuve Churchill est la plus importante source d'énergie de la province, avec une production de 5 428 MW d'énergie et 34,0 millions de MW-h d'électricité. À l'exception de : 1) les 300 MW réservés à l'approvisionnement de la province selon ses besoins; 2) le bloc de 225 MW détourné de Twinco au profit du projet de Churchill Falls pour l'usage de l'industrie du minerai de fer au Labrador; et 3) les 682 MW vendus à Hydro-Québec sur une base saisonnière,¹⁰ l'ensemble de la production est vendu à Hydro-Québec en vertu des dispositions d'un contrat de longue durée, à un prix en déclin constant de 1976 à 2016 et qui s'établit actuellement à 2,50 \$ le MW-h. Ce prix diminuera à 2,00 \$ le MW-h pour les 25 dernières années du contrat énergétique, soit de 2016 à son terme en 2041.¹¹ Pour bien situer cela dans le contexte actuel, le taux facturé aux consommateurs privés d'énergie électrique à St. John's est actuellement de 104,07 \$ le MW-h.¹²

Si on compare la production hydroélectrique de la province de Terre-Neuve-et-Labrador au nombre de ses habitants, on constate que son taux de 80 000 MW-h par an et par 1 000 habitants est supérieur à celui que l'on trouve dans d'autres juridictions riches en ressources, plus élevé qu'en Islande (30 000 MW-h) et en Norvège (25 000 MW-h) par exemple, et plus élevé qu'au Manitoba (30 000 MW-h) et au Québec (25 000 MW-h).¹³

Le plan énergétique prévoit de transférer une part du financement des sources d'énergie non-renouvelables à des sources renouvelables, en développant Gull Island et Muskrat Falls et d'autres projets d'énergie hydroélectrique et éolienne. Les sources d'énergie hydroélectriques génèrent 85 % de la production totale de la province. Toutefois, ce chiffre est en grande partie déterminé par la centrale de Churchill Falls; or, très peu de l'énergie produite par Churchill Falls est utilisée dans la province. Dans le cas de l'île, qui n'est pas encore raccordée au Labrador pour l'électricité, l'énergie de source hydroélectrique représentait 65 % de la capacité énergétique totale en 2007, au moment de la publication du plan énergétique; les autres 35 % provenaient de sources thermiques. Depuis lors, deux petits projets éoliens ont été réalisés mais l'énergie de source thermique continue de jouer un rôle important, particulièrement celle produite par la centrale au mazout lourd de Holyrood, sur la péninsule Avalon, près de St. John's.

En plus des deux sites sur le cours inférieur du fleuve Churchill, on dénombre plusieurs autres développements potentiels au Labrador. Millan (1974)¹⁴ évaluait le potentiel à plus de 9 000 MW, sans compter cinq rivières interprovinciales dont les cours supérieurs sont situés au Labrador, mais qui traversent ensuite la Côte-Nord du Québec pour aller se déverser dans le fleuve Saint-Laurent. Ce sont les rivières Saint-Paul et Saint-Augustin, le Petit Mécatina, la Natashquan et la Romaine, dont le potentiel cumulé est d'environ 3,430 MW.¹⁵

Pour développer pleinement le potentiel de ces projets, les provinces de Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador doivent s'entendre sur la gestion des ressources hydriques et, en particulier, les eaux d'amont et les crues des rivières. Pourtant, cela n'a pas empêché le Québec de mettre en chantier un nouveau projet qui aura presque deux fois la taille du projet de Muskrat Falls. Hydro-Québec a en

¹⁰ Voir (15), page 20.

¹¹ Ibid, page 9.

¹² Tiré de « Newfoundland Power bill » par David Vardy, le 11 août 2011.

¹³ (9), page 16.

¹⁴ (14) pages 35 et 40.

¹⁵ (4).

effet commencé les travaux de construction d'une centrale de 6,5 milliards de dollars sur la rivière Romaine qui produira 8 millions de MW-h d'électricité. Ce complexe, qui comprendra quatre barrages, sera construit sur la Basse-Côte-Nord québécoise et sera terminé d'ici 2020.

La compagnie Nalcor Energy (Nalcor) appartient à la province; cette société d'État est propriétaire de la Newfoundland and Labrador Hydroelectric Corporation (Hydro), de même que de la CF(L)Co. C'est Hydro qui exploite la majorité des centrales sur l'île, de même que les lignes de transmission à haute tension. Sur l'île, Hydro est aussi le grossiste qui vend au détaillant, en l'occurrence la Newfoundland Power (NP) qui appartient à Fortis Inc. NP exploite les lignes de transmission et traite avec les consommateurs résidentiels, de même qu'avec les utilisateurs commerciaux et industriels ordinaires, appliquant des tarifs approuvés par l'organisme de réglementation.

Au Labrador, c'est Hydro qui est responsable de la génération et de la distribution de l'énergie et elle y vend l'électricité sans l'intermédiation de la Newfoundland Power ou de tout autre distributeur. Hydro dessert les clients du réseau interconnecté du Labrador et exploite aussi une série de petites centrales qui fonctionnent au gasoil dans des communautés isolées du Labrador et sur l'île. Les tarifs d'Hydro aux clients du réseau interconnecté du Labrador sont plus bas que ceux facturés aux clients du réseau de l'île, en raison des coûts de service inférieurs au Labrador où l'énergie provient de la centrale de Churchill Falls et est tirée du bloc d'énergie rappelée qui peut s'élever jusqu'à 300 MW. En revanche, les tarifs payés par les clients des communautés isolées de la côte du Labrador et sur l'île sont plus élevés, en raison de leur dépendance au gasoil et du coût prohibitif de la connexion au réseau.

Le projet de développement du cours supérieur du fleuve Churchill fut entrepris par l'entreprise privée Brinco, et non par la province; les actions qui n'appartenaient pas à Hydro-Québec furent ensuite rachetées par la province en 1974, avec les droits relatifs à l'eau pour le développement en aval, afin de faciliter le développement du cours inférieur du fleuve Churchill.

En 1978, la province signait une entente avec le gouvernement fédéral créant la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), dont 51 % des actions appartenaient à la province et 49 % au gouvernement fédéral, pour développer les centrales hydroélectriques sur le cours inférieur du fleuve Churchill à Gull Island et à Muskrat Falls. La LCDC est demeurée inactive jusqu'à présent, mais la province a fait la demande d'une garantie de prêt auprès du gouvernement fédéral pour la centrale de Muskrat Falls et cette demande a fait l'objet d'un protocole d'entente signé récemment. Les négociations ont débuté pour élaborer les détails de cette garantie. Il ne serait pas surprenant que le gouvernement fédéral tente d'obtenir une part du contrôle de la gestion du projet, pour protéger et limiter son engagement financier. On ne sait pas s'il envisagerait de remettre sur pied une structure semblable à celle de la LCDC.

C'est le Board of Commissioners of Public Utilities of Newfoundland and Labrador (PUB) qui réglemente à la fois Hydro et la NP et approuve les tarifs énergétiques en se fondant sur une formule de calcul du taux de rendement permis sur le taux de base. Les budgets d'équipement de ces deux services publics font aussi l'objet d'une révision par le PUB. Les projets du cours inférieur du fleuve Churchill, à Gull Island et à Muskrat Falls, ont été exemptés par décret ministériel de la juridiction du PUB. Toutefois, conformément à la section 5 du Electrical Power Control Act (EPCA), le gouvernement provincial a fait une référence au PUB et cette référence soulève la question de savoir si le projet Muskrat Falls est « la solution la moins coûteuse pour l'approvisionnement énergétique

des clients du système interconnecté de l'île pour la période entre 2011 et 2067, comparée à l'option 'Isolated Island' ». Nous reviendrons plus tard sur cette référence et le mandat limité qu'elle accorde au PUB.

4.0 Une proposition pour le projet de développement de Muskrat Falls

La proposition du projet de développement de Muskrat Falls comprend un barrage situé à Muskrat Falls, équipé de quatre turbines pouvant générer 4,9 millions de MW-h d'électricité par année, sur la base d'une capacité évaluée à 824 MW. Ce projet a été annoncé conjointement par les premiers ministres Danny Williams de Terre-Neuve-et-Labrador et Darrell Dexter de la Nouvelle-Écosse, le 18 novembre 2010.¹⁶ Le projet comprend cinq composantes : la centrale de Muskrat Falls, la ligne de transmission jusqu'à Churchill Falls et au détroit de Belle-Isle, la traversée du détroit de Belle-Isle, le système de transmission sur l'île jusqu'à Soldier's Pond (à l'extérieur de St. John's) et la traversée du détroit de Cabot, au coût total de 6,2 milliards de dollars (voir la carte à la Figure 1). Il en coûtera 2,9 milliards de dollars pour la centrale, le lien entre le Labrador et l'île coûtera 2,1 milliards, et on évalue à 1,2 milliard le coût du Maritime Transmission Link (la ligne de transmission vers la Nouvelle-Écosse). Il faudra environ six ans pour réaliser ce projet. La ligne sous-marine du Belle Isle sera longue de 30 kilomètres, tandis que celle qui partira de l'île à la Nouvelle-Écosse et traversera le détroit de Cabot mesurera 80 kilomètres.

Emera Inc. (Emera), une entreprise d'énergie et de services qui dessert la Nouvelle-Écosse, contribuera 20 % des coûts de construction et assurera la transmission jusqu'à Nalcor Energy (Nalcor) par le Maritime Link et à travers la Nouvelle-Écosse. Nalcor fournira environ un million de MW-h (Bloc Nouvelle-Écosse) par an à Emera ou 20 % de l'énergie de Muskrat, pendant une période de 35 ans.¹⁷

Lors de la conférence de presse, on invoqua la fermeture de la centrale thermique de Holyrood (qui produisait 490 MW) et l'élimination de son empreinte de GES pour justifier le projet, de même que la stabilisation des coûts d'énergie qui en découlerait en évitant l'assujettissement à la volatilité du coût des centrales fonctionnant au mazout. Le développement de Muskrat Falls éliminerait environ 96 millions de tonnes d'émissions d'ici 2065.

On prévoit également qu'un nombre considérable d'emplois seront créés par ce projet, tant dans la province, que dans la région de l'Atlantique et dans l'ensemble du pays. La priorité quant à l'allocation de ces emplois au Labrador ira d'abord aux Innu de cette région tel que précisé dans l'entente New Dawn, puis aux autres résidents du Labrador et, enfin, à la population de la province dans son ensemble.

¹⁶ (21).

¹⁷ (10)

Le déplacement de l'énergie en provenance de Holyrood absorbera initialement 40 % de l'énergie de Muskrat Falls. En plus de l'engagement de fournir 20 % de cette production à la Nouvelle-Écosse, les autres 40 % **seront disponibles pour des ventes à la Nouvelle-Angleterre ou aux provinces Maritimes**, ou encore pourront être gardées en réserve pour les besoins industriels du Labrador.

*Nalcor aura accès à l'utilisation des droits de transmission d'Emera pour distribuer l'énergie au Nouveau-Brunswick et c'est Nalcor qui en assumera le tarif associé quand cette transmission se fera pour ses propres fins. Si ces droits ne peuvent pas être acquis ou augmentés, Emera achètera l'énergie que Nalcor aurait vendue en traversant le Nouveau-Brunswick. Sinon, si Nalcor en décide ainsi, Emera lui donnera la possibilité d'acheter ou d'utiliser 300 MW de transmission ferme si la ligne de transmission entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick est construite.*¹⁸

Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a négocié une entente avec la Nation Innu relative à leurs revendications territoriales et aux effets et bénéfices qui en découlent. L'entente porte sur le partage des redevances sur les ressources et la gestion des territoires. Une entente de redressement concernant le cours supérieur du fleuve Churchill est également intervenue entre la province et la Nation Innu.

La révision de mandat entreprise par le PUB ne se penchera pas sur les revenus potentiels de l'entente avec Emera et elle n'examinera pas non plus les coûts encourus en regard du descriptif des termes et conditions pour la livraison d'énergie à la Nouvelle-Écosse. Le PUB étudiera plutôt la capacité du projet de Muskrat Falls d'approvisionner en électricité les clients du système interconnecté de l'île à un coût inférieur à celui de l'option « Île isolée » (Isolated Island). Le projet de Gull Island comme alternative à celui de Muskrat Falls ne fait pas non plus partie du mandat. La date limite pour la révision du mandat menée par le PUB est le 30 décembre 2011.

4.1 Évaluations environnementales

Une commission fédérale-provinciale d'évaluation a déjà terminé les auditions sur le projet de production hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill. Son rapport, publié le 25 août 2011, comporte un examen approfondi du projet de développement du cours inférieur du fleuve Churchill, lequel est présenté comme étant composé des deux centrales de Gull Island et de Muskrat Falls. Cette réunion des deux sites en un seul projet n'a pas empêché l'évaluation individuelle de chaque centrale. Les lignes de transmission ne faisaient pas partie du projet. Les gouvernements provincial et fédéral prendront la décision finale quant à l'approbation du projet. Les ministres demandaient à la commission d'évaluer les effets environnementaux du projet, y compris :

- un examen de la nécessité et de la raison d'être du projet;
- des solutions de rechange et des moyens différents de réaliser le projet;
- les effets environnementaux du projet, y compris les accidents et les défaillances;
- les effets cumulatifs et le degré d'importance de ces effets;
- les mesures à prendre pour réduire les effets nocifs et renforcer les effets bénéfiques; et
- la surveillance et le suivi.

18 (10)

La commission a décidé d'évaluer séparément Muskrat Falls et Gull Island en ce qui a trait aux alternatives, aux besoins énergétiques et aux considérations économiques, même si son mandat réunissait les deux centrales en un seul projet. Ces évaluations individuelles sont fondées sur le fait que chaque centrale est sujette à une décision d'approbation séparée.

La commission a abordé la question de la sécurité de l'approvisionnement en électricité en partant du principe que la sécurité énergétique de longue durée de la province est assurée, et que l'accès à l'énergie générée par Churchill Falls après la fin du contrat répondra amplement à ses besoins énergétiques au-delà de 2041. Les principaux avantages pour les générations futures s'étendront au reste de l'Amérique du Nord. La capacité de la province d'en tirer profit et de réaliser des revenus en exportant de l'énergie dépendra de l'évolution future de l'offre et de la demande sur le marché de l'électricité et de son accès à ces marchés.

La sécurité énergétique de longue durée compte parmi les avantages les plus importants pour les générations futures. La commission note que grâce à l'actuelle centrale de Churchill Falls, la sécurité énergétique de longue durée de la province est déjà assurée après 2041; ainsi, le principal avantage du nouveau projet pour les générations futures s'étendrait au reste de l'Amérique du Nord. Un autre avantage potentiel pour les générations futures réside dans les revenus considérables que la province prévoit réaliser. La réalisation éventuelle et l'importance relative de ces revenus dépendront de plusieurs facteurs, y compris la mise en chantier de l'ensemble du projet, l'accès économique aux marchés et l'évolution future de l'offre et de la demande pour l'électricité.¹⁹

La commission a examiné Muskrat Falls et Gull Island comme un projet unique, éventuellement avec un chevauchement de calendriers, ou encore avec une interruption entre les deux. Cela permettrait de réaliser des ventes hors province, dans la mesure où ces ventes seraient possibles, afin de subventionner indirectement le prix de l'électricité pour les consommateurs domestiques. Le manque d'accès aux marchés ou son coût élevé pourraient rendre de telles ventes impossibles ou peu attrayantes.

Il pourrait arriver que des problèmes d'accès aux marchés ne puissent être résolus et qu'en conséquence on ne puisse assurer un rendement économique suffisamment attrayant à la centrale de Gull Island. On pourrait alors décider de ne construire que la centrale de Muskrat Falls, mais on risquerait que le projet ne puisse produire les revenus nécessaires pour couvrir les engagements et les besoins d'atténuation et de compensation qui lui sont associés; ou encore que la province ne réalise pas les revenus nécessaires pour assurer des bénéfices économiques durables; ou même qu'il en résulte des tarifs plus élevés pour les consommateurs de l'île de Terre-Neuve que ceux qui auraient été facturés si le projet n'avait jamais eu lieu. Aussi la commission a-t-elle recommandé un examen financier formel et une évaluation indépendante des options pour résoudre ces incertitudes et permettre une évaluation plus exacte des risques économiques. ...

Si on devait approuver l'ensemble du projet, la commission se dit raisonnablement confiante que l'importance des avantages économiques potentiels l'emporte sur le risque de retombées économiques négatives. Les avantages économiques pendant la construction seraient surtout au niveau de la création d'emplois et des occasions commerciales, tandis que le principal avantage après la mise en opération des centrales serait les revenus potentiels que le projet

¹⁹ (13) page 308.

générerait pour la province. L'examen financier recommandé par la commission (recommandation 4.1) devrait permettre aux décideurs du gouvernement de se faire une meilleure idée de la possibilité que ces bénéfices nets se concrétisent un jour.

Les résultats de l'évaluation des options également recommandée par la commission (recommandation 4.2), pourrait influencer sur la décision du gouvernement de n'autoriser la mise en chantier du projet de Muskrat Falls qu'à la suite d'une décision distincte de sanction par Nalcor; ou encore d'étudier d'autres options qui pourraient, par exemple, inclure l'engagement de Nalcor pour la réalisation séparée du projet de Gull Island; ou, même, une décision conjointe d'autorisation pour Muskrat Falls et Gull Island.

La commission estime donc que l'examen financier et l'évaluation des options devront d'abord être terminés avant que les décideurs du gouvernement puissent prendre une décision éclairée quant à la possibilité d'un rendement économique net et quant à l'importance de ce bénéfice, selon les divers scénarios envisagés par Nalcor.²⁰

Dans sa recommandation 4.2, la commission décrit les termes de référence d'une étude indépendante des options disponibles pour répondre à la demande domestique. Elle demande

*pourquoi l'option la moins coûteuse proposée par Nalcor pour répondre à la demande domestique jusqu'en 2067 n'inclue-t-elle pas l'énergie produite par la centrale de Churchill Falls qui sera pourtant disponible en grande quantité à partir de 2041, ni aucune énergie de rappel excédant les besoins énergétique du Labrador avant cette date, d'autant plus que le coût de production de ces deux sources disponibles serait à peu près nul (tout en reconnaissant qu'il y aurait des coûts de transmission).*²¹

La commission conjointe a recommandé que cette question soit ajoutée au mandat de l'étude indépendante, avec les questions et les enjeux suivants:

- Est-ce qu'on devrait d'abord construire la centrale de Gull Island, puisque son coût de production par unité serait plus bas que celui de Muskrat Falls?
- Est-ce que Nalcor a étudié la possibilité de développer de nouvelles technologies plutôt que de se contenter d'utiliser la technologie actuelle?
- Est-ce que les hypothèses de Nalcor quant au prix du pétrole jusqu'en 2067 sont solides et réalistes?
- Est-ce que les prévisions de Nalcor quant à la croissance de la demande domestique sont réalistes?
- Est-ce que Nalcor a suffisamment mis l'accent sur les programmes de gestion de la demande en regard de l'information disponible sur les cibles fixées et les dépenses engagées dans d'autres juridictions?
- Est-ce que Nalcor devrait étudier la possibilité de mettre en place des mesures dissuasives pour contrer l'utilisation inefficace des chaufferettes électriques?
- Est-ce que Nalcor a accordé une priorité suffisante à l'énergie éolienne en regard de la suggestion de Helios Corporation qu'un parc éolien de 800 MW sur l'île pourrait être envisagé comme solution de remplacement à la centrale de Muskrat Falls?

²⁰ Ibid. p. 305.

²¹ Ibid. p. 34.

- Est-ce que la conversion au gaz naturel de la centrale thermique de Holyrood devrait être envisagée comme substitut à l'utilisation du mazout lourd?
- Est-ce qu'un examen plus poussé du potentiel des sources d'énergie renouvelable sur l'île (vent, petites centrales hydroélectriques, marées) représente une option viable?

La commission estime aussi que la méthode de planification actuelle, selon laquelle on commence par définir les besoins de la demande pour ensuite chercher la solution de production la moins coûteuse, devrait être remplacée par la méthode connue dans le secteur des services publics sous le nom de « planification intégrée des ressources » (PIR). Cette méthode porte à la fois sur la demande et l'offre et met davantage l'accent sur la gestion de la demande que sur la planification de l'approvisionnement à moindre coût.

La commission revient à l'énergie éolienne et à la gestion de la demande dans sa recommandation 174, où elle déclare ce qui suit :

Du point de vue des émissions de gaz à effets de serre, le projet présenterait des avantages importants par rapport aux sources reposant sur les combustibles fossiles et serait en général comparable à l'énergie éolienne, à d'autres sources hydroélectriques et à l'énergie nucléaire. Cependant, la conservation et les mesures pour augmenter l'efficacité donneraient de meilleurs résultats que le projet de ce point de vue. Dans une perspective biophysique générale, les grands projets hydroélectriques se classent mieux que l'énergie produite avec des combustibles fossiles mais arrivent derrière l'énergie éolienne, la conservation et les mesures pour augmenter l'efficacité.²²

Nalcor et la commission sont d'avis que les deux projets pourraient avoir des retombées bénéfiques s'ils sont entrepris l'un après l'autre, avec un chevauchement de leur construction. La commission appuie cette approche parce qu'elle estime que la capacité acquise et les leçons tirées du chantier de Muskrat Falls pourront profiter à celui de Gull Island. Si la seule centrale de Muskrat Falls devait être construite pour répondre aux besoins d'énergie de l'île, cependant, la commission est moins certaine qu'il en résulterait des bénéfices nets pour l'ensemble de la province ou pour le Labrador comme région de la province.

La commission recommande toute une gamme de mesures pour atténuer les effets environnementaux, sociaux et économiques néfastes. Elle conclut que les effets sociaux au Labrador pourraient probablement être largement contenus et qu'il est à prévoir qu'ils diminueraient une fois la construction terminée, mais que les effets environnementaux, même limités, n'en seraient pas moins négatifs. La répartition régionale des bénéfices est une des préoccupations majeures de la commission, et plus particulièrement en ce qui concerne le Labrador. Il est probable que les retombées du projet complet – soit Muskrat Falls et Gull Island, avec un chevauchement de leurs constructions – seraient bénéfiques pour l'ensemble de la province; par contre, les bénéfices nets pour le Labrador dépendront de la décision d'adopter une politique de réinvestissement des revenus dans la région même du Labrador.

L'évaluation environnementale de la ligne de transmission n'a pas encore débuté. Un examen public et gouvernemental des 14 études de contenus thématiques spécifiques relatives au projet du lien de transmission entre le Labrador et l'île (Labrador-Island Transmission Link) est actuellement en cours, précédant la présentation de l'énoncé sur les incidences environnementales (EIE) de Nalcor Energy.

²² Ibid. page 307.

L'évaluation environnementale de ce projet ne comprend pas le lien de transmission avec les Maritimes (Maritime Transmission Link), pour lequel aucun EIE n'a encore été présentée.

5.0 Transmission interprovinciale en passant par le Québec

Hydro et Nalcor ont éprouvé de la difficulté à obtenir le droit de transmettre l'énergie de Churchill Falls dans les lignes à haute tension d'Hydro-Québec et le litige continue avec le Québec concernant les conditions de passage de cette énergie sur son territoire. C'est ce qui a mené le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador à explorer la « voie anglo-saxonne » qui permet de contourner le Québec pour se connecter au réseau national en passant par la Nouvelle-Écosse. Cette voie impose cependant la pénalité coûteuse de deux traversées sous-marines, la première sur 30 kilomètres et la deuxième sur 80 kilomètres, ce qui représente un sérieux désavantage financier pour les deux projets du cours inférieur du fleuve Churchill. Le coût à l'unité de l'énergie provenant de Gull Island est plus bas à cause des économies d'échelle. De ce seul point de vue, il serait donc préférable de construire la centrale de Gull Island avec sa capacité de 2 250 MW, plutôt que celle de Muskrat Falls. Ceci est conforme à la théorie et à la pratique de l'économie des services publics.

Nalcor a tenté d'exploiter l'effet de levier exercé par la US Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Selon la directive 2000 de la FERC, « l'accès pour tous les usagers de transmission devrait se faire à des conditions, termes et tarifs comparables à ceux qu'ils s'imposent à eux-mêmes pour desservir leurs propres clients ». Cette disposition d'ouverture au libre accès a pour but de faciliter le transport d'énergie par des lignes de transmission sur de longues distances, en imposant les règles du FERC aux compagnies canadiennes, y compris à Hydro-Québec, qui vendent aux marchés américains. Gros exportateur d'énergie vers les États-Unis, Hydro-Québec transporte son électricité sur des lignes de transmission qui appartiennent à des services américains. Il devrait donc se conformer aux règles de transport établies par l'organisme national de réglementation énergétique des États-Unis, qui exige que ses règles d'ouverture au libre accès soient observées de part et d'autre. La province a essayé de s'entendre avec le Québec au moyen d'une série de négociations et de manœuvres juridiques, mais comme noté ci-dessus, aucune d'entre elle n'a abouti.²³

6.0 Combien d'énergie est nécessaire sur l'île?

Nalcor s'est donné un horizon temporel de 50 ans pour sa planification et a réalisé une analyse cumulative de valeur actuelle pour la période allant de 2011 à 2067, qui comprend les cinquante années suivant la date prévue d'entrée en production du projet Muskrat Falls et qui reflète son cycle d'immobilisation. Elle projette une croissance annuelle de la demande de 0,8 % pendant cette période.

On a enregistré un taux de croissance annuel composé 2,3 % de la consommation actuelle d'énergie pendant la période s'étendant de 1970 à 2010²⁴ (voir la Figure 2). Ce taux résulte en fait de la croissance pendant les 20 premières années, puisqu'il n'y a eu que très peu de croissance entre 1990 et 2010. La population de la province est virtuellement inchangée et les projections de croissance sont modestes. Au cours des dernières années, la fermeture de deux usines de pâtes et papiers à Stephenville et à Grand Falls, avec en plus l'expropriation des installations hydroélectriques de l'entreprise Abitibi et l'élimination d'une machine à papier à Corner Brook, ont donné lieu à une décroissance. Ces facteurs ont eu comme conséquence une diminution de la consommation d'électricité entre

²³ Pour un aperçu historique de la question du couloir énergétique, voir : (4), (5), (6), (8) et (24).

²⁴ Voir (19) diapositive 10.

2004 et 2010, celle-ci revenant aux niveaux de 1990. Le taux de croissance de 2,3 % des 40 dernières années, utilisé par Nalcor comme outil prévisionnel pour projeter les tendances de l'avenir, paraît donc suspect compte tenu de l'absence de croissance entre 1990 et 2010 et en dépit du fait que le chauffage à l'électricité est utilisé dans 85 % des nouveau logis. On peut avancer en toute crédibilité que la période historique de croissance étale entre 1990 et 2010 pourrait être plus pertinente comme référence pour toute planification de l'avenir. Entre 2010 et 2067, Nalcor prévoit un taux de croissance annuel composé de 0,8 %. et le maintien d'une réserve de capacité afin que la probabilité de coupure de la charge consommatrice (PCCC) ne dépasse jamais 2,8 heures par an. Or, si on se fie à cette norme, les déficits de capacité devraient commencer en 2015 et les déficits d'énergie en 2019.

Cela signifie que, dès 2015, la centrale thermique de Holyrood ne pourrait plus répondre au pic de demande en hiver et maintenir en plus sa réserve de capacité PCCC. Si on trouvait le moyen de répartir le pic de demande, le système pourrait continuer de répondre aux besoins d'approvisionnement en électricité jusqu'en 2019. L'inexorable climat hivernal ne permet pas d'éliminer le pic dans une province où l'électricité est très largement utilisée pour le chauffage des foyers. Toutefois, une gestion plus agressive de la demande est peut-être la meilleure façon de réduire le pic et de différer le besoin d'une nouvelle capacité.

On peut en conclure que ce n'est pas tant la prévision d'une forte croissance de la demande qui fait avancer le projet de Muskrat Falls, que le but de retirer la centrale thermique Holyrood du système. La puissance énergétique actuelle du système insulaire est d'environ 2 000 MW, avec une capacité de 9 millions de MW-h d'électricité. Un peu plus de 600 MW des 2 000 MW de cette puissance sont d'origine thermique, presque entièrement produits par la centrale Holyrood, desquels 490 MW sont pleinement opérationnels pendant les mois d'hiver et pourraient produire 3 millions de MW-h s'ils demeuraient opérationnels à l'année longue. À cause du coût élevé du mazout brut²⁵, on ne fait appel à cette capacité qu'au moment où la génération hydroélectrique approche de son rendement maximal. À mesure que la charge augmente, on dépend de plus en plus de la capacité thermique de Holyrood. C'est donc cette augmentation de consommation de mazout coûteux qui est derrière le projet de Muskrat Falls, à quoi s'ajoute l'augmentation prévue du prix du pétrole et le coût élevé de la remise en état d'une vieille centrale.²⁶

Le bilan historique de consommation de la centrale de Holyrood et l'historique des prix du pétrole ne forment pas une base suffisante pour prévoir le rendement futur de la centrale thermique et les coûts de combustible des 90 prochaines années. Dans 20 ans, si la centrale de Holyrood fonctionne encore, Hydro estime qu'elle consommera en moyenne 3,5 millions de barils de mazout par an, au coût prévu d'environ 150 \$(CAN) par baril, soit environ 500 millions \$ par an. À titre de comparaison, notons qu'en 2010 Holyrood a consommé 1,36 million de barils, au prix moyen de 74 \$ (CAN) par baril.

25 Le mazout est un carburant résiduel de haute viscosité qui est ce qui reste après le traitement du pétrole brut pour en tirer les produits de plus grande valeur comme la gazoline. Ce résidu peut contenir des impuretés indésirables, ce qui aggrave l'effet environnemental nocif de la centrale thermique de Holyrood.

26 (20).

L'usine hydro-métallurgique de Long Harbour a été construite pour fondre le nickel de la mine de Voisey's Bay et sa demande d'électricité provenant de la centrale de Holyrood sera très élevée.²⁷

Dès 2015, la demande d'électricité sur l'île atteindra le même niveau qu'en 2004, alors que nous avons atteint un sommet historique dans notre consommation d'électricité, et tout laisse prévoir que cette croissance continuera, portée par la consommation résidentielle, commerciale et industrielle d'électricité.

Presque toute l'augmentation de charge sur l'île à compter d'aujourd'hui, y compris l'ajout de la charge industrielle considérable de Vale Inco à Long Harbour à compter de la fin de 2011, aura pour conséquence d'augmenter de nouveau la production de la centrale de Holyrood. L'usine hydro-métallurgique de Long Harbour qui atteindra sa pleine capacité en 2016, exigera à elle seule la consommation d'un surplus annuel de 1,1 million de barils de mazout à la centrale thermique de Holyrood, si les conditions normales de production hydroélectrique sont maintenues.

Ce 1,1 million de barils de mazout de plus en 2016, dû à une seule usine, constitue presque le double de la consommation de Holyrood en 2010.

7.0 Sources alternatives d'énergie pour la charge provinciale.

Le premier choix de Nalcor, l'option A, est la construction de la centrale de Muskrat Falls avec des lignes de transmission vers l'île et vers la Nouvelle-Écosse. L'option B qu'elle propose est un projet alternatif d'expansion de la production, sans interconnexion entre le Labrador et l'île. Ce projet d'expansion fait appel à la combinaison de petites centrales hydroélectriques sur l'île, de génération d'énergie éolienne, de la rénovation de la centrale thermique de Holyrood, d'autres petites sources thermiques, le tout accompagné de mesures de conservation pour réduire la dépendance à la génération thermique. On estime que l'option B coûterait plus cher que l'option A, la construction de Muskrat Falls. Le coût cumulé actuel (CCA en dollars de 2010) de l'alternative « Île isolée » (Isolated Island alternative) pour la période de 2011 à 2067 est estimé à 12,3 milliards de dollars, contre 10,1 milliards de dollars pour l'option interconnectée de Muskrat Falls. Muskrat Falls est donc préférée en raison d'une économie de 2,2 milliards de dollars (voir la Figure 3).

La prévision de la charge se fonde sur des projections fournies par le ministère des Finances qui prévoit une augmentation minimale de population pendant la même période. Nalcor suppose que les deux usines de Stephenville et de Grand Falls demeureront fermées, que la papeterie de Corner Brook et la raffinerie à Come by Chance continueront à leur niveau actuel de consommation d'énergie et que la fonderie de nickel commencera à consommer de l'électricité en 2011, atteignant son plein niveau en 2016. La prévision relative à la charge provinciale doit aussi inclure de nouveaux besoins industriels, y compris les besoins émergents de l'industrie minière en pleine expansion au Labrador. On prévoit aussi une augmentation de 0,9 % du revenu réel disponible d'ici 2029. Il est également prévu que le nombre moyen de logements mis en chantier chutera de 2 575 en 2014 à 2 135 en 2029. On suppose aussi que la préférence pour le chauffage électrique se maintiendra.²⁸

Les trois petites centrales électriques que l'option B prévoit développer sont celle d'Island Pond (36MW et 172 000 MW-h) dont la construction prendra 42 mois, celle de Portland Creek (23MW et 99 000 MW-h) qui sera mise en service au bout de 32 mois, et la plus petite des trois, celle de Round

²⁷ (17)

²⁸ Les données sur les options de charge et de génération dans le présent et les prochains paragraphes sont tirées de (16) et (19).

Pond (18 MW et 108 000 MW-h), dont le développement prendra 33 mois. Ces trois petites centrales hydroélectriques contribueront une capacité de 77 MW.

La province a déjà deux parcs éoliens de 27 MW – à Fermeuse et à St. Lawrence – qui sont raccordés au système de transmission de l'île. Le prochain parc éolien prévu, avec huit éoliennes, aura une capacité de 25 MW, avec la capacité ferme de produire 70 000 MW-h. Il faudra 30 mois avant que ce parc puisse être mis en service. Si l'île était interconnectée, le potentiel pour l'ajout d'éoliennes supplémentaires serait grandement amélioré, car cela faciliterait les échanges d'énergie selon la direction du vent.

L'alternative « Île isolée » de Nalcor continue de dépendre lourdement des centrales thermiques. Les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) peuvent être alimentées au mazout léger ou au gaz naturel. La centrale CCCG proposée de 170 MW pourrait générer une capacité ferme de 1 340 000 MW-h d'électricité. On estime que le calendrier de l'ensemble du projet s'étendrait sur 36 mois, du début de la construction jusqu'à sa mise en service.

L'option B prévoit deux turbines à combustion (TC) à cycle simple de 50 MW. Celles-ci seraient situées soit à proximité d'installations semblables de Hydro aux stations terminales de Hardwoods et de Stephenville, ou à la centrale de Holyrood, ou encore sur des sites vierges. Ces turbines sont alimentées à l'huile légère et, en raison de leur efficacité réduite comparée à celle d'une centrale CCCG, elles servent surtout pendant les périodes de pic ou pour les fonctions de soutien à la tension. Chacune d'entre elles peut être utilisée, lorsque nécessaire, pour fournir une capacité annuelle ferme d'énergie de 394 000 MW-h.

D'ici 2030, les petites centrales hydroélectriques et éoliennes contribueront 102 MW, tandis que les centrales CCCG et TC ajouteront 270 MW, ce qui donnera au total 372 MW. Cet accroissement progressif de capacité jusqu'à 372 MW peut être comparé à la capacité de 824 MW de Muskrat Falls. On estime que le coût de ces immobilisations et du carburant dépassera les 12,2 milliards de dollars, soit 2,0 milliards de dollars de plus que le projet de Muskrat Falls. Curieusement, Nalcor ne prévoit aucune augmentation de la capacité de génération au-delà de 2030 dans le cadre de son option « Île isolée ».

En ce qui a trait aux préoccupations environnementales relatives au dioxyde de soufre (SO₂) et aux émissions de particules à Holyrood entre 2015 et 2020, l'option B prévoit l'installation d'épurateurs et de précipitateurs électrostatiques, au coût de 582 millions de dollars. Cela sera suivi par le remplacement des centrales thermiques après 2030 (1 505 millions de dollars). Selon les données déposées par Nalcor au PUB, il semble que les 372 MW qui seront ajoutés d'ici 2030 suffiront pour répondre à la demande jusqu'en 2067.

8.0 Alternatives au développement de Muskrat Falls

D'autres alternatives au développement de Muskrat Falls ont été proposées. Fisher et al.²⁹ ont entrepris une étude sédentaire pour le Harris Centre de l'Université Memorial dans laquelle ils examinent le potentiel de très petits développements hydroélectriques avec de l'énergie éolienne supplémentaire. Ils y déclarent qu'en l'absence d'un grand projet sur le cours inférieur du fleuve Churchill, ce type de développement serait suffisamment économique pour éviter toute nouvelle dépendance face à la génération thermique. Il y aurait lieu d'étudier plus profondément les conclusions de ce rapport; ses auteurs ont présenté des arguments convaincants en faveur de la poursuite de l'examen des alternatives avant que la province ne s'engage dans un grand projet coûteux comme celui de Muskrat Falls.

Des présentations concernant l'énergie éolienne ont également été faites à la commission conjointe, notamment le concept d'un grand parc éolien sur l'île avec une capacité de 800 MW et une capacité de production comparable à celle de Muskrat Falls. On y citait un coût moyen de 7,5 cents par KW-h pour l'énergie ainsi produite.³⁰

Les alternatives possibles ne peuvent pas toutes être étudiées dans le présent essai. En plus de l'option A (Muskrat Falls) et de l'option B (l'alternative « Île isolée »), quatre autres options seront brièvement examinées. Une d'entre elles, que nous appellerons option C, consiste en la poursuite du grand projet d'une centrale à Gull Island, où le coût moyen du kilowatt-heure serait plus bas que celui de Muskrat Falls.³¹ Ce projet de 2 250 MW pourrait produire près de 12 millions de MW-h d'électricité, soit plus du double de Muskrat Falls. Pourtant, en l'absence d'accès au système de transmission à haute tension d'Hydro-Québec, il faudrait construire de nouvelles lignes de transmission et des câbles sous-marins fort coûteux dans les détroits de Belle-Isle et de Cabot, ce qui rendrait très difficile la livraison d'énergie à des prix concurrentiels. Si les surplus de production de Gull Island pouvaient être vendus en passant par le Québec, il est fort probable que l'énergie provenant de cette centrale pourrait être livrée à meilleur prix que celle de Muskrat Falls.

Le mandat confié par la province au PUB ne comprend pas l'étude de cette option, ce qui est regrettable. Le mandat se limite à l'étude du projet de Muskrat Falls et à sa comparaison avec l'alternative « Île isolée » de Nalcor, soit l'option B. Toutefois, le développement de Gull Island deviendrait une option attrayante si le transport en passant par le Québec pouvait être négocié, possiblement avec l'aide du gouvernement fédéral, et si on réussissait à identifier des marchés avec des engagements fermes pour l'achat d'énergie.

L'option D serait de négocier avec le Québec pour l'achat d'électricité, possiblement en provenance de la centrale de Churchill Falls. Il est peu probable qu'Hydro-Québec vendrait cette électricité au même prix que celui stipulé dans le contrat intervenu entre CF(L)Co et Hydro-Québec. Cependant, il est possible que ce prix soit plus avantageux que le développement de Muskrat Falls, avec 40% de l'énergie demeurant invendue. Il faudrait quand-même construire des lignes de transmission pour connecter le Labrador à l'île, mais on éviterait les coûts de construction de la centrale de Muskrat Falls et de la ligne de transmission vers les provinces maritimes.

²⁹ (7).

³⁰ (13) page 32.

³¹ On estime à 3,92 cents et 4,47 cents par KW-h (2 000 dollars), respectivement, le coût moyen à l'unité pour l'énergie en provenance de Gull Island et Muskrat Falls. Ibid. page 19.

L'option E serait de modérer la consommation sur l'île par le biais de la conservation et de la gestion de la demande, tout en portant notre attention vers l'année 2041, date à laquelle le contrat d'énergie de la Churchill Falls d'une durée de 65 ans arrivera à son terme. Le rapport de la commission conjointe nous apprend que le budget de la province prévoit des dépenses de 3,1 millions de dollars pour la conservation et la gestion de la demande, soit 0,75 % des revenus du service. L'expert-conseil de Hydro a recommandé une augmentation considérable de ce poste budgétaire. La gestion de la demande peut réussir, ne serait-ce qu'en en raffinant ses messages relatifs aux tarifs de façon que ceux-ci soient ajustés pour refléter les coûts marginaux³², informant ainsi le consommateur d'énergie de la conséquence de ses décisions quant au prix payé. Voilà une approche qui pourrait décourager l'utilisation de chauffeuses électriques portatives en faveur d'options plus efficaces.

En plus d'introduire des mesures dissuasives quant à la consommation, le gouvernement pourrait ouvrir l'offre à la concurrence en offrant d'acheter de l'énergie des petits producteurs, plus particulièrement des petits producteurs d'hydroélectricité, d'énergie éolienne et solaire et d'autres sources d'énergie renouvelable. Cela encouragerait le secteur privé à développer des solutions pour l'approvisionnement en énergie et pourrait éventuellement transformer Hydro en gestionnaire de système, réduisant ainsi son rôle dans la provision directe d'énergie. Hydro pourrait alors concentrer ses efforts sur la transmission de l'énergie, y compris le développement de l'interconnexion avec le Québec.

L'option F constitue en une variante de l'alternative « Île isolée ». Elle implique une centrale thermique à Holyrood, mais celle-ci serait été convertie au gaz naturel, un combustible à la fois moins polluant et moins cher que le mazout lourd dont les émissions sont élevées. Un approvisionnement abondant en gaz naturel est disponible sur les Grands Bancs, en association avec les champs pétroliers qui y sont exploités. On a suggéré qu'un réseau de gazoducs pourrait être construit pour recueillir le gaz et que les pipelines pourraient arriver sur l'île à la péninsule d'Avalon, possiblement à Holyrood.³³ Nalcor a signalé³⁴ deux problèmes. Le premier est que le gaz est actuellement utilisé pour optimiser la production pétrolière en réinjectant le gaz naturel et que la production de gaz compromettrait l'économie des opérations du champ pétrolier. Le second est que le prix du gaz naturel a chuté, en grande partie dû à la découverte de nouveaux gisements de gaz associé à l'argile schisteuse et connu sous le nom de « gaz de schiste ». Ce déclin des prix est à la fois une bonne et une mauvaise nouvelle. La bonne nouvelle est que le gaz naturel étant devenu moins coûteux, la viabilité de la conversion au gaz de la centrale de Holyrood s'en trouve améliorée. La mauvaise nouvelle est que ce bas prix rend plus difficile de justifier l'investissement considérable pour le développement de pipelines sur les Grands Bancs. Un autre facteur important est que les besoins d'approvisionnement d'une centrale thermique convertie seraient très modestes en regard du volume considérable de gaz naturel qui serait acheminé et ne justifierait probablement pas la construction d'un terminal de pipeline sous-marin sur l'île.

Deux autres sources de gaz naturel devraient être examinées. La première est l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) acheté de divers fournisseurs mondiaux et transporté par navires-citernes. Un tel approvisionnement devrait être envisagé comme substitut au mazout lourd. Les prix du marché sont relativement bas et les volumes disponibles considérables. Les spécialistes de l'industrie pétrolière ne pensent pas qu'il soit possible de liquéfier le gaz naturel sur le site-même

³² (23).

³³ (1).

³⁴ Cette information sur le GNL est tirée d'une discussion avec Ed Martin, président et chef de la direction de Nalcor Energy, et avec ses cadres supérieurs, le 14 avril 2011.

des plateformes de forage flottantes. Le gaz naturel comprimé (GNC) offre une autre possibilité et pourrait être disponible en comprimant le gaz sur les sites de forage ou en l'achetant de fournisseurs hors province. Quoiqu'il en soit, on devrait étudier de plus près le GNL et le GNC pour déterminer s'ils pourraient alléger le coût de l'alternative « Île isolée ».

9.0 La centrale de Muskrat Falls est-elle la meilleure option pour approvisionner l'île?

Comme solution d'approvisionnement de l'île, le projet de Muskrat Falls se range probablement au deuxième ou au troisième rang. Malgré l'entente énergétique entre Emera et Nalcor Energy pour le partage de l'investissement global, ce projet augmentera considérablement le fardeau déjà lourd de l'endettement de la province. On est donc amené à s'interroger sur la possibilité d'une autre solution avec le secteur privé ou avec un partenariat public-privé qui permettrait d'éviter le fardeau supplémentaire d'une nouvelle dette directe. Peut-on créer un tel partenariat avec le secteur privé et d'autres provinces, dont peut-être l'Ontario? Un tel partenariat pourrait-il construire Gull Island plutôt que Muskrat Falls et pourrait-il ainsi assurer des tarifs plus avantageux aux consommateurs de Terre-Neuve-et-Labrador, tout en répondant aux besoins énergétiques d'autres usagers nord-américains avec des contrats fermes d'approvisionnement de longue durée?

La décision de commencer le développement du cours inférieur du fleuve Churchill à Muskrat Falls remettrait à plus tard le projet préféré de Gull Island. Or, idéalement, Gull Island devrait être le premier jalon du développement énergétique du Labrador, car sa capacité potentielle est plus importante et son coût par unité d'énergie est plus bas. Malgré que les retombées du projet de Churchill Falls aient été plutôt maigres pour la province, ses obligations financières et celles de ses sociétés d'État pour financer le projet sont restées assez modestes, contrairement à l'onéreux projet de Muskrat Falls.

Dans l'option A, celle de Muskrat Falls, 40 % de l'énergie produite resterait sans acheteur ferme et on peut craindre d'être obligé de la vendre aux Maritimes ou à la Nouvelle Angleterre au-dessous du prix facturé aux consommateurs locaux, ce qui serait politiquement très dommageable. Le défi pour la province est de mobiliser ses ressources de façon à pouvoir répondre en priorité aux besoins de ses usagers locaux, tout en assurant un maximum de retombées économiques pour la population. Si aucun de ces projets ne peut être réalisé en temps opportun et sans risques financiers très importants pour les contribuables et les consommateurs, alors il faudra peut-être chercher des solutions de rechange pour aligner la demande d'énergie avec sa disponibilité. Le processus décisionnel doit aussi tenir compte du fait que l'énergie de Churchill Falls sera enfin disponible en 2041, tant pour répondre aux besoins énergétiques de la province, que pour lui assurer un revenu intéressant grâce aux ventes d'énergie à des prix toujours en hausse. Sommes-nous assez prévoyants pour faire le choix ardu d'endurer pour durer, c'est-à-dire d'accepter de faire des sacrifices à court terme pour réaliser des bénéfices à long terme?

10.0 Autres usages potentiels de l'énergie du cours inférieur du fleuve Churchill

On a fait porter une grande partie de la discussion publique concernant Muskrat Falls sur la nécessité de répondre aux besoins énergétiques de l'île et sur la fermeture de la centrale thermique de Holyrood. Lorsqu'on évalue les besoins locaux, il faut aussi tenir compte de l'augmentation de la demande industrielle au Labrador. Alors que l'industrie minière continue de croître au Labrador et au Québec, l'énergie disponible pour soutenir cette croissance est demeurée limitée aux 225 MW générés à Churchill Falls en remplacement de la production de Twin Falls et mis à la disposition de l'industrie du minerai de fer. De plus, il y a le bloc de rappel de 300 MW qui est utilisé par les particuliers et les industriels locaux.

Il nous faut donc évaluer toutes les utilisations potentielles d'énergie au Labrador, y compris l'augmentation du traitement sur place des ressources minérales locales, de même que celles extraites des mines québécoises situées à proximité. L'énergie électrique peut être utilisée comme outil de développement économique pour encourager le traitement et la fonte des minerais locaux. Elle peut aussi servir à attirer au Labrador la fonte de matières brutes importées, comme celle de la bauxite pour fabriquer de l'aluminium. Dans le passé, notre province a tiré parti de la disponibilité d'énergie bon marché pour attirer des industries à forte intensité d'énergie. Il faut pouvoir faire la part des choses entre ce type d'incitation et la possibilité de générer des revenus en vendant de l'énergie aux marchés en expansion du centre du Canada et des États-Unis. Ces ventes exigeront cependant la résolution des questions de transport qui retardent depuis si longtemps le développement énergétique du Labrador.

11.0 Conclusion

Le projet (ou projets) de développement du cours inférieur du fleuve Churchill doit être vu dans une perspective nationale, provinciale et régionale. Il est dans l'intérêt national de développer des projets d'énergie renouvelable non-polluants permettant aux Canadiens, où qu'ils vivent, d'accéder à notre abondance relative de ressources hydroélectriques, sans pourtant compromettre la capacité des propriétaires de ces ressources d'en maximiser la rentabilité. La politique nationale devrait faciliter les échanges libres dans le secteur de l'énergie, tant au niveau interprovincial qu'international et réduire les obstacles à la libre circulation de l'énergie sous toutes ses formes. Le Canada ne jouit pas du même niveau de libre-échange que les États-Unis dans le secteur de l'énergie électrique et l'Office national de l'énergie du Canada (ONÉ) n'a pas favorisé la libéralisation des échanges comme l'a fait son homologue américain la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), malgré l'engagement du gouvernement fédéral envers le libre-échange bilatéral entre le Canada et les États-Unis.

Le gouvernement fédéral a été invité à participer au financement du projet de Muskrat Falls en fournissant une garantie de prêt. La participation de celui-ci au projet est improbable, cependant, à moins qu'on ne réponde de façon satisfaisante aux questions soulevées par la commission conjointe et qu'il obtienne certains pouvoirs pour la gestion des questions relatives à la mise en service du projet. Il voudra en effet s'assurer que la stratégie de développement du cours inférieur du fleuve Churchill qui place Muskrat Falls en première place soit dans l'intérêt national. Le gouvernement fédéral voudra sans doute aussi réfléchir aux réserves exprimées par la commission quant à la sagesse d'entreprendre le développement de Muskrat Falls sans faire des études plus poussées des alternatives. Le grand projet de développement du cours inférieur du fleuve Churchill, comprenant Gull Island et Muskrat, a le potentiel de répondre non seulement aux besoins énergétiques de Terre-Neuve-et-Labrador, mais aussi bien à ceux des usagers d'électricité à travers le Canada. Pour cette raison, le Canada doit examiner le projet du cours inférieur du fleuve Churchill dans le contexte d'un cadre politique plus large et devra aussi trouver le moyen d'utiliser des instruments de politique nationale

pour faciliter le transport interprovincial de l'énergie. Il se peut que la LCDC soit l'instrument tout désigné pour à la fois appuyer le financement du projet et permettre au parlement du Canada de déclarer ce projet entreprise nationale à l'avantage général du Canada, en vertu de la Section 92 (10) (c) de la loi constitutionnelle.

La commission a recommandé le chevauchement des deux éléments du projet afin d'en maximiser les bénéfices nets. À la lumière de cette recommandation, nous supposons que le gouvernement fédéral voudra vérifier que les débouchés canadiens ont été clairement identifiés afin de d'assurer le recouvrement des coûts de la pleine production d'énergie; et s'il se trouvait que ces débouchés ne soient pas disponibles au Canada, ils devraient être identifiés outre-frontière, aux États-Unis.

Il est à ce stade très difficile de faire une mise en marché efficace, puisque la voie de transmission la plus économique (en passant par le Québec) est exclue. La province de Terre-Neuve-et-Labrador devrait pouvoir choisir librement entre le Québec et les routes dites « anglo-saxonnes » sur la base du coût. Si l'option québécoise était disponible et si substantiellement plus économique que la route anglo-saxonne avec ses deux traversées sous-marines, alors Terre-Neuve-et-Labrador choisirait peut-être de maximiser ses revenus en vendant l'ensemble de la production hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill vers l'ouest, tout en répondant aux besoins énergétiques de l'île au moyen de sources situées sur l'île elle-même. En l'absence de cette possibilité, la province n'a plus qu'une seule option de transmission pour répondre à ses besoins et vendre ses surplus. Clairement, on est ici en présence d'un argument en faveur de l'application d'une politique nationale pour assurer qu'on permette des choix efficaces dans un cadre de libre-échange.

La politique énergétique de la province vise à répondre d'abord à ses propres besoins d'énergie, puis à optimiser les retombées économiques et les revenus de ses projets de développement du secteur de l'énergie. La commission conjointe a remis en question l'analyse de Nalcor qui indiquait que Muskrat Falls est l'option la plus efficace et la plus économique pour répondre aux besoins de l'approvisionnement domestique. Elle a recommandé qu'une évaluation indépendante des enjeux économiques, énergétiques et environnementaux soit faite avant que le gouvernement ne prenne sa décision finale. À la lumière de l'importance que la province accordait dans son plan énergétique de 2007 à l'expiration en 2041 du contrat relatif au cours supérieur du fleuve Churchill, la commission conjointe a recommandé que Nalcor incorpore l'énergie générée par cette centrale dans sa planification pour la période 2011-2067.

La province doit être consciente de l'effet du projet de Muskrat Falls sur le Labrador. La commission conjointe a entendu un grand nombre d'exposés présentés par des groupes autochtones et autres du Labrador. Le Labrador peut potentiellement bénéficier de la disponibilité d'énergie dans sa région, a-t-elle conclu. Mais un effort à grande échelle d'atténuation et de gestion adaptative sera nécessaire pour compenser les effets sociaux et biophysiques défavorables. Au fil du temps, les effets sociaux peuvent être complètement résorbés si on y consacre les ressources nécessaires. On a également conclu que l'effet résiduel environnemental, même s'il était considérablement réduit, n'en serait pas moins négatif pour le Labrador. À moins de mettre en place un cadre de politique pour la redistribuer les bénéfices au Labrador, la province pourrait en fait se retrouver déficitaire quant aux effets bénéfiques.

En résumé, il reste un certain nombre de questions à résoudre dans l'évaluation des options possibles pour répondre aux besoins d'énergie de la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Il existe des avantages inhérents à la construction d'une interconnexion avec le continent, surtout en regard de la fiabilité et de la capacité d'exporter (et d'importer) de l'énergie de sources renouvelables comme l'énergie éolienne. Quant à Muskrat Falls (l'option A) et l'alternative « Île isolée » (l'option B), la première offre une meilleure garantie de stabilité des prix aux consommateurs en évitant la dépendance au prix imprévisible du pétrole. D'autre part, sans débouché ferme pour ses surplus, Muskrat Falls présente le risque d'un surplus de capacité tout en exigeant un investissement initial considérable, avec le potentiel d'une escalade des coûts et d'une augmentation de l'endettement provincial. L'alternative « Île isolée » permet d'augmenter la capacité au rythme de croissance des besoins, selon l'évolution de l'augmentation de la charge au fil du temps.

La recommandation de la commission conjointe de procéder à une évaluation indépendante a du mérite. Une telle évaluation indépendante pourrait être menée en élargissant le mandat conféré par la province au PUB ou, de préférence, en révoquant l'exemption de Muskrat Falls et de Gull Island de la juridiction du PUB. La décision concernant Muskrat Falls ne devrait pas être précipitée. Par souci de diligence raisonnable, il faut un examen plus poussé de toutes les questions soulevées par la commission conjointe, plus particulièrement les suivantes :

- l'absence d'ententes fermes pour la vente des surplus d'énergie et une meilleure compréhension des possibilités de marketing;
- l'utilisation d'autres sources de combustion thermique comme le gaz naturel;
- le recours inefficace aux chaufferettes électriques pour le chauffage des logements; et
- les possibilités de conservation et de gestion de la demande.

Pour plus de facilité, les options sont présentées comme suit avec leurs avantages et désavantages.

Tableau 1: Comparaison des options pour l’approvisionnement en énergie de Terre-Neuve-et-Labrador

Cinq options	Avantages	Inconvénients
Option A : le projet Muskrat Falls avec interconnexion à l’île et aux provinces Maritimes.	<ul style="list-style-type: none"> Stabilité des prix à l’achèvement. Coût d’ensemble plus bas (CPW). Connexion de l’île au réseau continental. Disponibilité d’énergie supplémentaire pour répondre à l’augmentation de la charge industrielle au Labrador. Vente des surplus d’énergie (après satisfaction des besoins de la province). 	<ul style="list-style-type: none"> Surcapacité pour l’île et coût initial élevé. Escalade potentielle des coûts. Augmentation de l’endettement public. Dépendance de longues lignes de transmission avec deux traversées sous-marines. Aucun débouché pour 40 % de l’énergie. Perte de la capacité de génération d’urgence basée sur la péninsule d’Avalon par l’élimination de la centrale thermique de Holyrood.
Option B : l’alternative « Île isolée ».	<ul style="list-style-type: none"> Souplesse accrue avec la construction de nouvelles centrales selon l’évolution des besoins. Peut tirer parti de la gestion de la demande. 	<ul style="list-style-type: none"> Plus coûteuse que Muskrat (2,2 milliards dollars). Vulnérabilité à la hausse du prix du pétrole.
Option C : le projet Gull Island.	<ul style="list-style-type: none"> Coût unitaire plus bas. Potentiel d’accueillir une augmentation imprévue de la charge. Connexion de l’île au réseau continental. Revenus des ventes fermes des surplus. 	<ul style="list-style-type: none"> Surcapacité. Dépendance vis-à-vis du Québec pour la transmission. Nécessité de débouchés fermes pour les surplus d’énergie.
Option D : négocier avec le Québec pour acheter de l’énergie, avec une connexion avec l’île.	<ul style="list-style-type: none"> Coûts d’immobilisation réduits. Coût de l’énergie plus bas. Connexion de l’île au réseau continental. 	<p>☐ Nalcor indique que le Québec n’est pas bien disposé. Peut changer selon l’évolution de la scène politique.</p>
Option E : l’alternative 2041, utilisation des sources de l’île-même selon les besoins, accompagnée d’une gestion agressive de la demande, jusqu’à ce que l’énergie de Churchill Falls soit disponible en 2041, à la fin du contrat avec le Québec.	<ul style="list-style-type: none"> Coûts d’immobilisation réduits. Souplesse accrue par la construction de nouvelles centrales selon l’évolution des besoins. 	<ul style="list-style-type: none"> Prix plus élevé jusqu’en 2041. Perte de possibilités économiques découlant du développement du cours inférieur du fleuve Churchill.
Option F : la conversion de la centrale thermique de Holyrood du mazout lourd au gaz naturel.	<ul style="list-style-type: none"> Viabilité accrue de l’alternative « Île isolée ». Coût réduit du combustible. Réduction des émissions. 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilité de coûts d’immobilisation élevés.

12.0 Bibliographie

1. Bruneau, Stephen. *The Rationale for a Natural Gas Pipeline to the Island of Newfoundland*, octobre 2005, voir <http://www.engr.mun.ca/~sbruneau/research/energy/noia.pdf>.
2. Association canadienne de l'électricité. *Building Tomorrow's Electricity System: Electricity Fundamentals for Decision-Makers*, 2009.
3. Association canadienne de l'électricité. *Canada's Electricity Industry: Background and Challenges*, 2010.
4. Churchill, Jason L. Power Politics and Questions of Political Will: A History of Hydroelectric Development in Labrador's Churchill River Basin, 1949-2002, dans *Collected Research Papers of the Royal Commission on Renewing and Strengthening our Place in Canada*, Volume 3, pages 257 à 312.
5. Feehan, James et Melvin Baker. **The Origins of a Coming Crisis: Renewal of the Churchill Falls Contract**, *Dalhousie Law Journal*, Faculté de droit, Université Dalhousie, Halifax, printemps 2007, 75 pages.
6. Feehan, James. Smallwood, Churchill Falls and the Power Corridor through Quebec, *Acadensis*, annoncé.
7. Fisher, K., M. T. Iqbal, et A. Fisher, *Small Scale Renewable Energy Resources Assessment for Newfoundland*, étude financée par le Harris Centre, 2010.
8. Froschauer, Karl. The Churchill River Trap (Newfoundland), dans *White Gold: Hydroelectric Power in Canada*, Vancouver: UBC Press, 1999, pages 108 à 137.
9. Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Focusing our Energy, Energy Plan*, 2005.
10. Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Communiqué de presse et document d'information à <http://www.releases.gov.nl.ca/releases/2010/exec/1118n06.htm>.
11. Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Terms of Reference and Reference Question*, site Web du PUB à <http://www.pub.nf.ca/applications/MuskratFalls2011/files/corresp/TermsOfReference.pdf>.
12. Agence internationale de l'énergie. *Key World Energy Statistics 2010*, AIE/OCDE, Paris, page 19, à http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2010/key_stats_2010.pdf.
13. Commission de révision conjointe. *Lower Churchill Hydroelectric Generation Project, Nalcor Energy Newfoundland and Labrador*, le 25 août 2011, à www.gov.nl.ca/env/env_assessment/projects/Y2010/1305/lower_churchill_panel_report.pdf.
14. Millan, S. M.. Energy in Newfoundland, *Geoscience Canada*, 1(2), 1974, pages 35 à 40.
15. Nalcor Energy. *2010 Business and Financial Report*, page 9.
16. Nalcor Energy. *Generation Planning Issues July 2010 Update*, System Planning Department, à <http://www.pub.nl.ca/applications/MuskratFalls2011/files/exhibits/Exhibit16-GenerationPlanningIssuesJuly2010.pdf>.
17. Nalcor Energy. *Response to Lower Churchill Hydroelectric Joint Review Panel Information Request of March 21, 2011* à <http://www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents/49310/49310E.pdf>.
18. Nalcor Energy. *Muskrat Falls Development: 2011 Annual General Meeting*.
19. Nalcor Energy. *Muskrat Falls Development: Presentation to the PUB, July 18, 2011* à <http://www.pub.nl.ca/applications/MuskratFalls2011/files/presentation/Nalcor-ProjectOverview-July18-11.pdf>.
20. Nalcor Energy. *Why the Holyrood plant will mean escalating rates for consumers*, par Paul Humphries et Rob Henderson, le 28 juin 2011 à <http://nalcorleadershipblog.com/?page=2>.
21. Nalcor Energy and Emera Energy. *Term Sheet*, le 18 novembre 2010, à <http://www.nalcorenergy.com/assets/nalcorenergyandemerainc-term%20sheet.pdf>.
22. NERA Economic Consulting. *Final Report Newfoundland and Labrador Hydro. Marginal Costs of Generation and Transmission*, mai 2006.
23. NERA Economic Consulting. *Implications of Marginal Cost, Results for Class Revenue, Allocation and Rate Design, Prepared for Newfoundland and Labrador Hydro*, juillet 2006.
24. Smith, Philip. *Brinco: the Story of Churchill Falls*, Toronto: McClelland and Stewart, 1975.

Phase 1- Muskrat Falls, Labrador

Connexion/liens de transmission avec l'île et avec les Maritimes



Figure 1: Carte du développement de Muskrat Falls

Historique et prévisions des besoins d'énergie

Les prévisions de la charge sont réalistes et reflètent la demande provinciale prévue

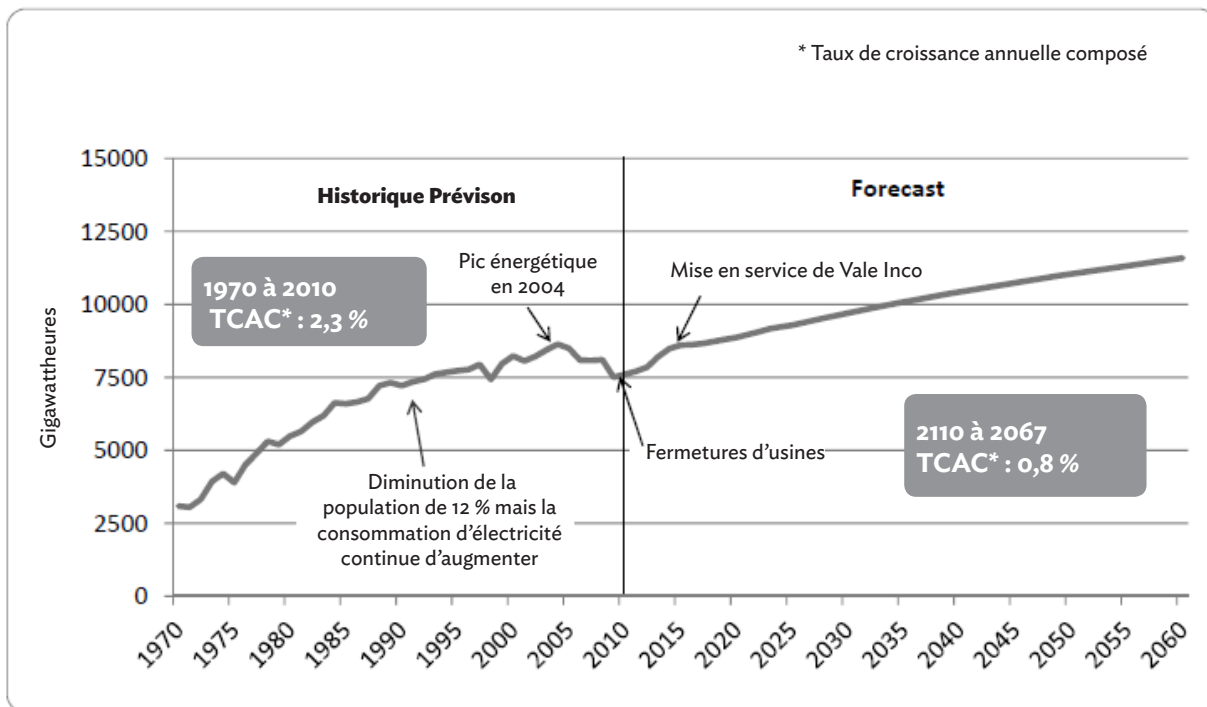
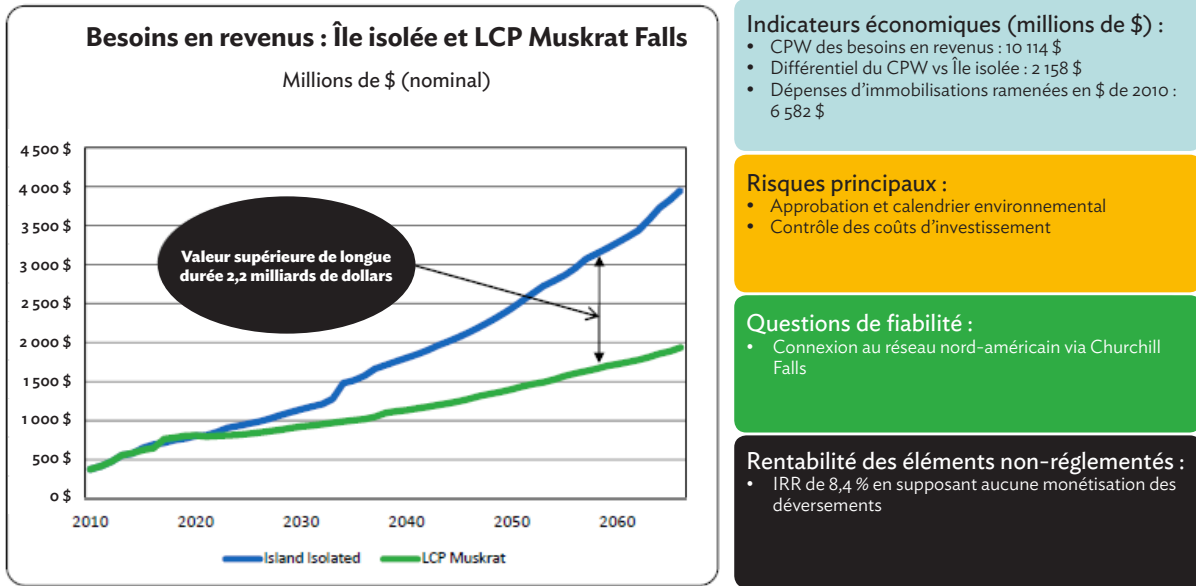


Figure 2: Historique et prévision des besoins d'énergie

LCP – Premiers indicateurs clés de Muskrat Falls



22



Figure 3 : Comparaison du CPW de Muskrat Falls avec celui de l'alternative « Île isolée »

ACTION  CANADA

DÉVELOPPER LE LEADERSHIP POUR L'AVENIR DU CANADA