

L'ÉNERGIQUE

DÉCEMBRE 2012
VOLUME 6 | NUMÉRO 4



AQCIE



L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOmmATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ

1010 rue Sherbrooke Ouest, Bureau 1800
Montréal (Québec) H3A 2R7

Téléphone : 514 350-5496
Télécopieur : 514 286-6078

www.aqcie.org

TABLE DES MATIÈRES

Mot du président

Le monde énergétique se redessine à la vitesse grand V 2
Un nouveau panorama mondial de l'énergie se dessine. Il faut tenir compte.

Mot du directeur exécutif

De bonnes intentions, mais il y a la manière..... 4
Le nouveau budget du Québec entraîne de nombreuses répercussions.

À l'heure des choix..... 6
Benoît Pepin, Rio Tinto Alcan
La mise en valeur de nos ressources demande un regard neuf.

Les membres de l'AQCIE se distinguent en efficacité énergétique 7
Carl Yank, ERCO Mondial
Et ils composent la majorité des membres Élite du réseau Écolectrique d'Hydro-Québec

Northern Pass, CHPE et La Romaine : est-ce rentable ?..... 8
Olivier Charest, analyste pour l'AQCIE/CIFQ
Le marché de l'exportation est-il si prometteur qu'il faille ajouter de nouvelles interconnexions ?

*L'efficacité opérationnelle en matière d'énergie :
les facteurs clés du succès* 12
Émilie Allen, Cascades
Une approche proactive permet d'économiser beaucoup d'énergie.

Quoi de neuf à la Régie ?..... 14



Mot du président

Le monde énergétique se redessine à la vitesse grand V

Par Nicolas Dalmau
Président du Conseil de l'AQCIE et
Directeur, Énergie et développement stratégique,
Alcoa Canada

UN NOUVEAU PARADIGME ÉNERGÉTIQUE

Le dernier rapport de l'Agence internationale de l'énergie, paru en novembre, a tracé le contour d'une toute nouvelle géopolitique de l'énergie. Alors qu'il y a à peine quatre ans l'objectif mis de l'avant par le président Obama d'atteindre l'autonomie énergétique aux États-Unis paraissait au mieux utopique, le rapport de l'AIE dépeint nos voisins comme les premiers producteurs de pétrole de la planète vers 2020 et un exportateur net de brut 10 ans plus tard. Évidemment, une telle situation changera radicalement la dynamique de l'approvisionnement mondial de pétrole et de gaz, réorientant les pétroliers vers l'Asie plutôt que l'Amérique.

S'il est toujours à l'ordre du jour de parler de pic pétrolier, à savoir le moment où la disponibilité de pétrole et de gaz conventionnels sur la planète amorcera son déclin, l'AIE estime pour sa part que les réserves mondiales de pétrole, conventionnelles et non conventionnelles, seront suffisantes pour encore... 189 ans.



Plus récemment, le 5 décembre, la U.S. Energy Information Administration (EIA) y allait de ses propres perspectives, prévoyant que la production domestique de pétrole progresserait des 5 millions de barils par jour (mbpj) qu'elle était en 2008, à 7,5 mbpj en 2019. Une augmentation de 50 % en à peine plus de dix ans. L'EIA souligne aussi que la consommation d'essence des véhicules décroîtra plus rapidement que prévu, rapprochant le moment où les États-Unis deviendront des exportateurs nets de pétrole.

Sous le volet du gaz naturel, cette échéance est pour demain, puisque nos voisins du Sud deviendront exportateurs nets de gaz naturel liquéfié dès 2016... la même année où, sans nouvel oléoduc, la production pétrolière de l'Alberta dépassera sa capacité d'exportation. C'est d'ailleurs l'urgence de cette échéance qui motive la construction de nouveaux oléoducs afin d'accroître l'exportation du pétrole albertain vers l'Asie, les États-Unis et aussi l'Est canadien, où l'on considère même inverser le flux du pipeline Sarnia-Montréal. L'on pourrait même voir poindre, tranquillement, au Québec une exploitation gazière et pétrolière, qui relevait de la science-fiction il y a dix ans à peine.

QU'EN CONCLURE ?

D'abord que le développement dans les années et les décennies à venir ne se fera pas que dans l'économie du savoir, présentée longtemps comme la panacée à l'effondrement qui ne manquerait pas de survenir après le pic pétrolier. Et aussi que les secteurs d'activité énergivores ne sont pas condamnés à la disparition, comme l'avaient prédit ici certains

tenants de l'exportation de l'électricité à tout crin, et à fort prix présumé. Cette présomption n'a malheureusement pas tenu la route, puisque le faible prix du gaz naturel maintient aussi celui de l'électricité à des niveaux planchers dans nos marchés d'exportation. Et cela pour le court, le moyen et peut-être le long terme.¹

Ensuite, qu'un tel revirement de la situation énergétique nord-américaine et mondiale rend nécessaire, vitale même, la réévaluation des scénarios, du portefeuille et de la stratégie énergétiques du Québec. Devant des changements d'une telle ampleur, et à si brève échéance, juger de la situation filière énergétique par filière énergétique n'a aucun sens. Il faut voir à la fois large et loin.

UN SCÉNARIO D'AVENIR

Cette conjoncture énergétique force une réévaluation, positive cette fois, de plusieurs des secteurs d'activité dits « énergivores » du Québec - pétrochimie, métallurgie, pâtes et papiers, et surtout des développements de pointe qu'il se fait dans chacun de ces secteurs.

Ce nouveau panorama de l'énergie nous porte aussi à reconnaître nos forces - le Québec n'est-il pas le troisième producteur d'aluminium au monde ? - et à miser sur ces dernières en favorisant leur compétitivité à l'échelle mondiale. Car, malgré l'idée reçue, le tarif grande puissance d'Hydro-Québec perd constamment du terrain à l'échelle mondiale. En fait, il se situe actuellement au troisième quartile. Et le tarif M auquel sont soumis d'autres entreprises industrielles québécoises est loin d'être lui aussi sans faille. Il est grand temps d'en prendre acte et

>>>

1. Voir l'analyse des nouveaux projets d'interconnexion d'Olivier Charest, aux pages 8 à 11

de faire jouer, ici au Québec, nos atouts à notre avantage.

Cela ne peut se faire qu'en élargissant les références. Par exemple, les tarifs industriels de l'électricité au Québec ne peuvent être justes que s'ils tiennent compte des énergies concurrentes, des prix à l'exportation et des tarifs industriels de l'électricité pratiqués à l'échelle de la planète².

Dans l'équation de ces tarifs, il ne faut pas oublier non plus les retombées économiques et sociales des activités industrielles. Car elles produisent une richesse nettement plus grande que le simple tarif d'électricité, notamment sous forme d'emplois maintenus et créés dans toutes les régions du Québec, par ces grandes entreprises et leurs fournisseurs. Beaucoup pourrait aussi être fait pour accroître la transformation des produits fabriqués au Québec³.

Pour tirer avantage du nouvel échiquier énergétique mondial, il faut voir large, il faut voir loin, et il faut aussi voir au-delà des idées reçues ! ■

2. Bien évidemment, la réglementation de l'énergie doit demeurer indépendante au Québec, afin que les tarifs soient concurrentiels, que leur progression soit prévisible à long terme et qu'ils ne soient pas soumis aux aléas des nécessités politiques de court terme. Voir sur ce sujet le Mot du directeur exécutif, en page 4

3. Voir l'article de Benoit Pepin, en page 6



Joyeux Noël et Bonne Année 2013

En 2012, nous avons eu l'occasion de faire valoir les intérêts des consommateurs industriels d'électricité et d'atteindre des résultats dont nous pouvons être fiers. Tout laisse croire que les prochaines années seront déterminantes dans la réglementation de l'électricité au Québec, et nous entendons participer pleinement aux débats structurants qui s'annoncent. C'est pourquoi l'appui de nos membres nous est si important. Nous avons vu avec plaisir leur nombre atteindre 50 en 2012 et nous sommes reconnaissants, envers chacun d'entre eux, de la confiance qui nous est témoignée. Au plaisir de relever avec vous ces nouveaux défis !

Nos meilleurs vœux de santé et de prospérité s'adressent à vous, et à tous nos lecteurs ! »



Mot du directeur exécutif

De bonnes intentions, mais il y a la manière...

Par Luc Boulanger
Directeur exécutif, AQCIE

Il est difficile de ne pas éprouver de sentiments mitigés à l'égard du dernier budget du gouvernement du Québec, particulièrement aux chapitres de l'incidence qu'il aura sur les tarifs d'électricité et de la nouvelle approche « décrétee » pour leur établissement¹.

Commençons par les éléments qui nous semblent positifs pour les membres de l'AQCIE : le prix de l'électricité dite patrimoniale et l'adoption de la réglementation incitative.

L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

Nous sommes heureux, et très soulagés, de constater les effets durables de la démonstration que nous avons faite au gouvernement précédent, dans le cadre de ses consultations budgétaires de 2010, démonstration que nous avons d'ailleurs également faite devant les représentants de l'opposition qui forment l'actuel gouvernement. En fait, le libellé du budget reprend pour l'essentiel les conclusions de cette démonstration :

« Maintenir la compétitivité des grands consommateurs industriels

Il importe également de minimiser l'impact de la hausse des tarifs sur la croissance économique et les emplois, notamment dans les régions, et de préserver l'avantage concurrentiel des industries grandes consommatrices d'électricité.

Par conséquent, le gouvernement maintient le choix d'exclure les grandes entreprises industrielles de la hausse de l'électricité patrimoniale. Ainsi, le tarif de grande puissance (tarif L) ne sera pas affecté par l'indexation prévue à compter de 2014.²»

Malheureusement, cette provision du budget ne règle en rien la situation inéquitable que vivent les industriels québécois soumis au tarif M, et dont une partie de la consommation se situe au deuxième palier de ce tarif, sur lequel Hydro-Québec fait reposer depuis trop longtemps l'essentiel de la hausse de ce tarif. Cependant, la modulation plus souple de l'augmenta-

tion de l'électricité patrimoniale – selon l'IPC total à compter de 2014, plutôt que le choc d'un cent du kWh – rend la mesure plus tolérable, sans pour autant réduire notre détermination à voir corrigée l'iniquité du second palier du tarif M.

DES GAINS D'EFFICIENCE IMPOSSIBLES À OBTENIR PAR RÉGLEMENTATION

En sa qualité d'unique actionnaire, le gouvernement impose à Hydro-Québec, avec ce budget, des gains d'efficacité d'un ordre qu'il n'aurait probablement pas été possible d'atteindre par voie réglementaire. En effet, la Régie incite Hydro-Québec à réaliser à chaque année des gains d'efficacité de 1 %, ce qui est largement inférieur à la ponction qu'entend faire le gouvernement.

Pendant la période « transitoire », qui selon nous ne devrait pas dépasser deux ans, ces gains sont offerts directement et exclusivement au gouvernement. Après cela, et dans la mesure où il s'agit de gains réels qui ne se voient pas amputés par une croissance de la sous-traitance, ce « coup de barre » profiterait à l'ensemble des clients d'Hydro-Québec.

LA RÉGLEMENTATION INCITATIVE

Dans notre édition de juin dernier³, Nous avons eu l'occasion de survoler les mérites de la réglementation incitative, à la lumière de l'expérience de la Grande-Bretagne. À la page où il annonce l'application d'une « mesure transitoire » – sur laquelle nous reviendrons car elle fait problème – le gouvernement affirme aussi son appui à l'adoption d'une telle approche par la Régie de l'énergie :

« Par ailleurs, la Régie de l'énergie doit éventuellement mettre en place un mécanisme de réglementation incitative qui permettra un partage des gains d'efficacité entre les consommateurs et la société d'État.[...] La mesure, qui sera temporaire, accordera le temps nécessaire à la Régie de l'énergie pour adopter une réglementation incitative qui profitera tant aux consommateurs d'électricité qu'à la société d'État, donc à l'ensemble de la population québécoise. »

>>>

1. Nous vous invitons à consulter notre [revue de presse commentée](#) pour faire un survol des articles ayant récemment traité de ce sujet et des commentaires de l'AQCIE, sur ces articles comme sur les situations qu'ils décrivent.

2. Budget 2013-2014 – Plan budgétaire, p. 126

3. [Réglementation incitative : un reflet essentiel de l'économie de marché](#), *L'Énergique*, Volume 6 Numéro 2, juin 2012

Sur le principe, nous sommes d'accord avec la réglementation incitative. Cependant, l'élaboration de cette nouvelle réglementation et des modalités de partage des gains d'efficience, et autres, doit être le fait de la Régie de l'énergie, en consultation et sur la base de consensus. Il ne saurait être question d'ingérence gouvernementale dans ce processus, et surtout pas par voie de décret, une porte entrouverte par le gouvernement avec sa « mesure transitoire ».

UNE HAUSSE TARIFAIRE DÉCRÉTÉE ?

La mécanique de la mesure transitoire consiste à mettre entre parenthèses une partie essentielle du travail de la Régie, et des intervenants devant elle, en imposant de faire « comme si ». L'intervention du gouvernement devient donc évidente dans la fixation des tarifs d'électricité. Et cela d'autant plus que le décret du 5 décembre vient démentir l'intention du gouvernement, écrite en toute lettre à la fin de cette citation, d'imposer cette mesure transitoire à coût nul.

« ...la mesure transitoire fixera le montant des charges d'exploitation basé sur la dernière décision de la Régie de l'énergie en tenant compte de la dernière requête tarifaire d'Hydro-Québec.

Ainsi, les gains d'efficience demandés aux divisions réglementées d'Hydro-Québec au cours de la période transitoire bénéficieront en totalité à la société d'État. En d'autres termes, la Régie fixera les tarifs d'Hydro-Québec comme si aucun gain d'efficience additionnel n'était demandé à la société d'État par le gouvernement. [...]

L'augmentation des bénéfiques que réalisera Hydro-Québec se fera à coût nul pour les consommateurs d'électricité.⁵»

Sous cet éclairage, le passage de la demande d'Hydro-Québec d'une augmentation tarifaire de 2,9 % à 3,4 % devient, littéralement, une augmentation tarifaire résultant d'un décret du gouvernement.

L'INDÉPENDANCE DE LA RÉGLEMENTATION N'EST PAS UNE QUESTION DE CHOIX

À moins de vouloir s'exclure du marché nord-américain de l'énergie, le gouvernement du Québec n'a d'autre choix que d'assurer que les tarifs d'électricité soient établis par un organisme indépendant. Certes, la Régie de l'énergie existe tou-

jours et l'augmentation tarifaire accordée à Hydro-Québec donnera suite à sa décision. Mais comment considérer que celle-ci ait été obtenue de façon indépendante et « souveraine » lorsque le gouvernement dicte directement une bonne partie des règles du jeu ?

Les médias ne s'y trompent pas en jugeant que la Régie de l'énergie sort, au mieux, fragilisée de cette mesure transitoire et, au pire, vidée de sa substance.

LE RETOUR À LA « NORMALE »

Outre qu'il importe que seules les économies d'efficience imposées par le gouvernement lui soient versées, et l'étalement de cette mesure transitoire n'est pas du tout évidente, il importe de prévoir dès maintenant le mécanisme par lequel elle se dissipera lorsque la Régie de l'énergie aura établi sa réglementation incitative. Afin d'éviter de dénaturer dès le départ cette nouvelle approche, il est essentiel que toute trace d'intervention du gouvernement disparaisse avant sa mise en application.

DANS L'ENSEMBLE, UN BIEN MAUVAIS SIGNAL

Tous les consommateurs industriels d'électricité le savent : les investissements structurants ne peuvent être faits ici, au Québec, que si les tarifs sont 1) concurrentiels, 2) prévisibles.

C'est là une loi inévitable, incontournable. Et sans investissement structurant et constant, les meilleures installations vieillissent mal, prématurément et elles sont vouées à la délocalisation ou à la fermeture. Le gouvernement le reconnaît explicitement en excluant les grandes entreprises industrielles de la hausse de l'électricité patrimoniale. Mais cette reconnaissance ne peut être suffisante, si les gestes ne suivent pas la parole.

Par sa mesure transitoire, qui vient bouleverser les règles du jeu, et en ne respectant pas son intention initiale, que « *L'augmentation des bénéfiques que réalisera Hydro-Québec se fera à coût nul pour les consommateurs d'électricité* », le gouvernement du Québec envoie déjà à cet égard un bien mauvais signal. Afin de rectifier la situation et d'attirer ici les investissements que le gouvernement – et tous les Québécois – désirent, il devient maintenant essentiel que la mesure transitoire soit mieux circonscrite, que ses effets soient clairs et qu'ils ne touchent que les gains d'efficience décrétés. Et il est surtout crucial que les conditions de son retrait, en laissant le terrain « en l'état », soient claires, prévisibles et vérifiables. ■

4. Budget 2013-2014 – Plan budgétaire, p. 102

5. Budget 2013-2014 – Plan budgétaire, p. 102



À l'heure des choix

Par Benoît Pepin

Directeur Énergie, Amérique du Nord, Activités commerciales, énergie et produits carbonés, Rio Tinto Alcan et vice-président de l'AQCIE

Vétusté des infrastructures, volonté de développer l'économie dans une perspective de développement durable et remise en question de la culture du moins cher, voilà ce qui meuble l'actualité des derniers mois.

On ne m'en voudra donc pas de relever la proposition récente de l'Association de l'Aluminium du Canada (l'AAC) d'intégrer l'aluminium produit au Québec à nos ponts et viaducs sous la notion du bon matériau au bon endroit.

Tenue pour énergivore, l'industrie de l'aluminium est dans les faits un grand utilisateur d'énergie, transformant 95 % de l'énergie en lingot et consommant seulement 5 % de l'énergie totale dans ses systèmes secondaires, en chauffe et en éclairage. Recyclable à l'infini, l'aluminium ne nécessitera par la suite que 5 % de l'énergie du départ pour être recyclé et retransformé.

DES LINGOTS VERTS

Avec son énergie propre et renouvelable et grâce aux efforts de modernisation déployés par l'industrie pour moderniser ses usines, le Québec produit les lingots les plus verts au monde. Une empreinte carbone de 2,3 t CO₂e alors que la Chine est à 17...

Ayant réduit de plus de 20 % ses émissions de GES de 2007, notre industrie a, comme on dit, « livré la marchandise ». Elle peut maintenant passer à la prochaine étape de sa contribution à une économie durable.

Il y a des années que tous et chacun réclament de la deuxième et troisième transformation ici même au Québec. Éloignement des marchés, coûts de la main d'œuvre, paradigme du « *just in time* », absence de masse critique, nous

luttons à ce jour contre une réalité plus forte que nos espoirs.

MAIS TOUT CHANGE

Nos infrastructures, ponts, viaducs et autres ouvrages, datent de l'après-guerre et requièrent des travaux majeurs. Au Québec seulement il y aurait plus de 900 ponts de courte portée à refaire alors que l'on parle de près de 150 000 aux États-Unis.

Notre flotte urbaine de matériel roulant est en grand besoin de modernisation et de croissance afin de réduire notre consommation d'énergie et d'améliorer notre empreinte carbone.

Le Québec a maintenant l'ambition de réduire ses GES de 25 % d'ici 2020. Cet engagement doit se traduire au-delà des cibles de réduction par secteur. Il faut mobiliser le tissu industriel québécois pour repositionner notre économie sur les marchés d'avenir. Ainsi, nos plans de modernisation de matériel roulant : métro, autobus et autres, de nos hôpitaux et de nos infrastructures institutionnelles se conjuguent pour créer cette masse critique pour relancer le développement de cette deuxième et troisième transformation.

L'expertise et les produits ainsi développés au Québec seront exportables ailleurs dans le monde pour répondre ailleurs aux mêmes besoins de réduction de la consommation d'énergie et d'amélioration de l'empreinte carbone.

L'EXEMPLE DES PONTS

Une étude récente commandée par l'AAC auprès des experts Scott Wallbridge de l'Université de Waterloo et Alexandre De la Chevrotière du Groupe MAADI démontre que l'aluminium

prend tout son sens dans ce genre de projet lorsque l'on tient compte de sa longévité, de ses coûts d'entretien presque nuls – car il ne corrode pas – et des coûts de disposition à la fin de sa vie utile puisque le matériau - 100% recyclable - est revendu au même prix que la matière première.

De plus, l'utilisation de l'aluminium, par exemple dans le tablier d'un pont – prenons le pont Champlain pour rester dans l'actualité – peut en réduire jusqu'à 70 % du poids, réduisant d'autant le volume requis des autres matériaux de soutien. C'est le cercle vertueux de l'allègement du poids des matériaux.



Cette étude montre aussi que, malgré un coût à l'achat plus élevé, l'aluminium reste, pour ces raisons, moins dispendieux sur son cycle de vie.

Notre société avec sa vision ambitieuse de développement durable est plus que jamais à l'heure des choix. Le premier choix qui s'impose c'est de décider en fonction du long terme plutôt que du court terme. C'est la seule façon de changer notre futur et de préserver les choix des générations à venir. ■



Les membres de l'AQCIE se distinguent en efficacité énergétique

Par Carl Yank
Directeur général – Affaires Chlorite de sodium, ERCO Mondial
Membre Élite du réseau Écolectrique

Créé en 2005, le [réseau Écolectrique](#) d'Hydro-Québec regroupe les grandes entreprises reconnues pour leur leadership et leur performance exceptionnelle en matière d'efficacité énergétique.

Dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec, ces entreprises ont réussi à faire d'importantes économies d'électricité, se sont donné une politique d'efficacité énergétique et ont nommé au sein de leur personnel un représentant en la matière.

Les 60 membres du réseau Écolectrique ont chacun réduit leur consommation d'énergie d'au moins 5 %, ou réalisé des économies d'au moins 50 GWh par année. On retrouve parmi les membres du réseau une grande variété d'importants consommateurs d'électricité, provenant des secteurs industriel, commercial et institutionnel.

Neuf membres du réseau Écolectrique ont mérité la reconnaissance du niveau Élite, pour laquelle il faut avoir réalisé des économies d'énergie d'au moins 20 %, pour une puissance souscrite inférieure à 50 MW, et d'au moins 6 %, ou 250 GWh, pour une puissance souscrite de 50 MW et plus. En plus de cette optimisation de leur consommation d'électricité, les membres Élite doivent avoir créé un comité Énergie et tenir à jour un tableau de bord comprenant des indicateurs d'efficacité énergétique.

Nous sommes fiers de vous présenter les entreprises membres de l'AQCIE faisant partie du réseau Écolectrique et plus particulièrement de souligner que six des neuf membres ou installations Élite sont des nôtres. Une nouvelle preuve que l'intensité de la concurrence mondiale nous mène tout naturellement à l'excellence ! ■



ALCOA

Élite à 3 usines



ERCO Mondial

Élite



MOLSON Coors

Élite



RioTinto Alcan

Élite



AkzoNobel



ALOUETTE



ArcelorMittal



Labatt



Linde



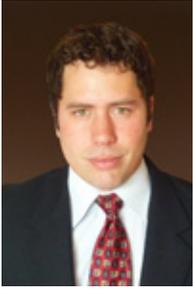
PPG



Saputo



SGL GROUP
THE CARBON COMPANY



Northern Pass, CHPE et La Romaine : est-ce rentable ?

Par Olivier Charest
Analyste pour l'AQCIÉ et le CIFQ

Deux projets d'interconnexion entre le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) et les réseaux américains voisins sont présentement sous étude : *Champlain Hudson Power Express* (CHPE) et *Northern Pass*, qui créeraient de nouveaux liens avec les réseaux de New-York (NYISO) et de la Nouvelle-Angleterre (ISO-NE), respectivement. Ces projets, s'ils se réalisent, permettront à Hydro-Québec (HQ)¹ d'exporter davantage aux heures pendant lesquelles le prix est plus élevé, ce qui peut sembler opportun dans un contexte de bas prix et d'un surplus appelé à croître par la mise en service graduelle des centrales de la Romaine au cours des prochaines années. Cela dit, les coûts importants rattachés à ces projets – qui sont encore loin de se réaliser – pourraient effacer les gains qu'ils promettent. Faisons d'abord un survol des projets d'interconnexion.

NORTHERN PASS

La nouvelle interconnexion entre le réseau d'HQT et celui de la Nouvelle-Angleterre (ISO-NE) aurait une capacité de 1 200 MW, s'ajoutant aux quelque 2 000 MW des interconnexions existantes. Bien que le tracé définitif ne soit pas encore connu – le promoteur a dû le modifier en raison de l'opposition populaire – le *Northern Pass* passera probablement par la région pittoresque des *White Mountains*.

Hydro-Québec, par sa filiale H.Q. Hydro Renewables inc., s'est engagée à acquérir l'entière capacité de cette nouvelle interconnexion en mode export (HQ→NE) pour une durée de 40 ans, moyennant un tarif permettant de défrayer les coûts de ce projet et de rémunérer le capital investi.

L'opposition populaire est très forte au New-Hampshire. Elle s'est traduite en lois, le congrès de l'État ayant retiré aux promoteurs du *Northern Pass* et autres projets de lignes de transport à vocation économique leur pouvoir d'expropriation. Ceux-ci devront acquérir de gré à gré les droits de passage nécessaires, ce qui n'est pas sans embûche considérant que

certaines propriétaires terriens ont déjà refusé des offres généreuses. Les promoteurs font aussi face à des groupes environnementaux, dont la Forest Society qui a amassé plus d'un million \$ pour créer des servitudes de conservation sur des terrains où passerait la ligne de transport.

CHAMPLAIN HUDSON POWER EXPRESS (CHPE)

La capacité d'exportation du Québec (HQT) vers New-York (NYISO) est de près de 1 500 MW. Le CHPE y ajouterait 1 000 MW. Ses lignes seraient enfouies, sous terre et sous l'eau, empruntant notamment le lit de la rivière Hudson et du lac Champlain.

Ce projet de plus de 2 milliards \$ permettrait à HQ, et à ses concurrents canadiens, de vendre leur électricité à un point particulièrement intéressant du réseau NYISO – la Ville de New-York – les prix y étant sensiblement plus élevés qu'à l'interconnexion de Massena.

Présentement à l'étude, le projet a obtenu l'appui de certaines agences gouvernementales de l'État de New York et de quelques groupes environnementaux suite à un léger changement de tracé. La partie n'est pas gagnée puisque l'étude d'impacts environnementaux du palier fédéral n'a pas encore débuté. Le projet est aussi contesté sur une base économique par certains concurrents américains d'HQ (IPPNY) qui voient dans ce projet une concurrence déloyale, ainsi que par certains élus qui affirment que ce projet se traduirait par des pertes d'emplois pour l'État de New York.

Le promoteur devra aussi obtenir la participation de son principal client potentiel – HQ – faute de quoi le projet risque de ne pas voir le jour. Or, la participation d'HQ dépend de la rentabilité du projet ainsi que du sort du projet *Northern Pass*, auquel elle s'est déjà engagée.

>>>

1. Hydro-Québec comporte plusieurs divisions et filiales. Deux de ces divisions – HQ Distribution (HQD) et HQ TransÉnergie (HQT) – sont « séparées fonctionnellement » des autres divisions et filiales, chacune d'elles devant agir en fonction de son intérêt propre plutôt qu'en fonction de l'intérêt général d'Hydro-Québec. Elles sont soumises à la compétence de la Régie de l'énergie qui fixe leurs tarifs. La division qui gère le parc de production – Hydro-Québec Production (HQP) – fait partie intégrante d'Hydro-Québec et elle est en lien direct avec ses filiales qui s'occupent des transactions sur les marchés. Hydro-Québec se retrouve parfois en situation de concurrence avec HQD qui se sert aussi des marchés pour s'approvisionner à court terme et écouler ses surplus. Le présent article ne porte pas sur les activités d'HQD mais plutôt sur celles réalisées par Hydro-Québec et ses filiales à partir des ressources d'HQP.

UNE OCCASION D’AFFAIRES POUR HQ ?

Les interconnexions existantes entre le Québec et les marchés voisins sont suffisantes pour exporter les quelque 23 TWh² de marge de manœuvre annuelle dont disposera HQ lorsque le projet de la Romaine sera complété. Or, si une partie de cette électricité pourra être vendue à des heures de haut prix, en l’absence de nouvelles interconnexions, HQ devra aussi brader quelques térawattheures à des moments où le prix est beaucoup plus bas³.

À titre d’exemple, en date du 25 novembre 2012, parmi les quelque 10 TWh ayant transité du Québec vers la Nouvelle-Angleterre depuis le début de l’année sur la principale interconnexion, près de 1 TWh a été exporté à des heures où le prix y était inférieur à 21 \$/MWh (ou 2,1 ¢/kWh, soit moins que le tarif patrimonial).⁴

Si les exportateurs québécois avaient bénéficié de *Northern Pass* dès cette année, et en présumant qu’ils pussent prévoir les heures les plus rentables, ils auraient pu vendre ce térawattheure à un prix moyen de près de 65 \$/MWh⁵, soit une augmentation de plus de 45 \$/MWh du revenu unitaire. Il ne saurait toutefois être question de construire une nouvelle interconnexion de 1 200 MW pour n’y faire transiter qu’un térawattheure par année (facteur d’utilisation de 10 %) puisque le coût unitaire, par mégawattheure exporté, dépasserait largement le revenu de la vente qui en découlerait.

À l’inverse, une trop grande utilisation de la ligne, bien qu’elle permette de réduire le coût unitaire de transport, implique aussi un revenu moyen plus bas en fonction de ventes à des heures de moins en moins lucratives. Ainsi, si HQ avait utilisé en 2012 la ligne *Northern Pass* à pleine capacité (1200 MW) 80 % du temps – pour exporter 8,4 TWh – le coût unitaire du service de transport s’établirait à 20-25 \$/MWh⁶, ce à quoi on doit ajouter des coûts additionnels de 10 \$/MWh sur le réseau d’HQT en supposant qu’HQ obtienne du service de transport ferme de long terme du côté québécois. Or, en fonction des prix de 2012, le revenu unitaire moyen atteindrait près de 35-40 \$/MWh, en supposant qu’HQ vende aussi de la puissance. Ainsi, l’utilisation de *Northern Pass* se traduirait en 2012 par un revenu unitaire moyen net de près de 3 \$/MWh. Dans la mesure où le coût d’opportunité d’HQ (revenu de ventes additionnelles sur les interconnexions existantes) se situe entre 15 et 20 \$/MWh⁸, *Northern Pass* ne semble pas rentable en fonction des prix actuels.

Du côté de *CHPE*, les perspectives ne sont pas meilleures : avec un même facteur d’utilisation (FU) de 80 %, cette interconnexion coûterait près de 50 \$/MWh⁹, soit près de 10 \$/MWh de plus que le prix que recevrait l’énergie y transitant¹⁰. Notons toutefois que cette ligne permettrait de réaliser des ventes de puissance pendant l’été à un prix beaucoup plus intéressant qu’au Québec et en Nouvelle-Angleterre, soit de 10 à 15 \$/kW-mois. Ceci se traduirait par un

>>>

2. Voir le tableau de la page 18 du [Plan stratégique 2009-2013 d’Hydro-Québec](#), ajusté pour tenir compte du renouvellement du contrat avec les Vermont Joint Owners et de la fermeture de Gentilly-2.
3. Afin de mesurer correctement la rentabilité de ces projets, il faudrait modéliser les exportations québécoises d’électricité sur toute leur durée de vie, ce qui dépasse le cadre du présent article. Cela dit, il nous semble peu probable qu’une telle étude conclue à la rentabilité des projets, considérant les importants coûts y associés.
4. Site Internet ISO-NE.
5. *Ibid.* La moyenne des prix aux 833 heures les plus rentables du 1^{er} janvier au 30 novembre 2012 dans la zone NH de ISO-NE frôle les 70 \$/MWh. Or, cette quantité additionnelle d’énergie offerte sur ce marché aurait eu un impact à la baisse sur les prix, affectant à la fois ces ventes ainsi que les ventes à court terme sur les interconnexions existantes. Voir l’[étude](#) de 2010 de Charles River Associates.
6. Ce coût unitaire est calculé en fonction d’un frais de transport annuel de près de 175 M\$, lequel représente 16 % du montant minimal de l’investissement prévu, soit 1,1 G\$ (le promoteur pourrait aussi devoir payer pour des ajouts au réseau ISO-NE afin d’intégrer au réseau l’énergie transitant sur *Northern Pass*). Ce ratio (16 %) est utilisé par NYISO dans ses études CARIS (*congestion assessment and resource integration study*) lorsqu’il s’agit de déterminer les coûts annuels d’un nouveau projet de transport. Nous présumons que le ratio sera similaire sur ISO-NE. De plus, nous constatons du dépôt fait par le promoteur auprès de FERC que l’investissement de 1,1 G\$ se traduirait par un coût de service de 220 M\$ pour la première année d’exploitation; 175 M\$ peut donc être considéré comme une moyenne du coût du service des 15-20 premières années d’exploitation, sans compter le coût des ajouts à ISO-NE, le cas échéant.
7. Moyenne des prix aux 6 400 heures (80 % des 8 000 heures depuis le début de l’année 2012) les plus rentables de 2012, dans la zone NH de ISO-NE. Cela dit, l’ajout de cette énergie risque de faire diminuer le prix sur le réseau (de près de 2-3 \$/MWh à terme), affectant aussi les ventes à court terme réalisées par HQ sur les interconnexions existantes. Voir l’[étude](#) de 2010 de Charles River Associates. Cet impact à la baisse (environ 5 \$/MWh au total) serait toutefois contrebalancé en partie par les ventes de puissance, pour lesquelles nous avons estimé des revenus annuels de près de 30 M\$.
8. On peut penser que l’ajout d’énergie sur les interconnexions actuelles aura aussi un impact sur le prix du marché. Cela dit, lorsque le prix est déjà bas (les ventes additionnelles sur les interconnexions existantes se font à des heures de bas prix), l’impact risque d’être beaucoup moins important que sur les heures de haut prix, où il suffit qu’une seule unité de production soit déplacée pour que le prix tombe soudainement de dizaines de dollars par MWh. Nous n’en avons donc pas tenu compte dans la présente étude.
9. En utilisant le ratio de 16 % de CARIS, nous estimons à 350 M\$ les revenus annuels requis pour cette ligne, soit 350 000 \$ par kW-an.
10. Le prix moyen des 6 400 heures les plus rentables de 2012 au point NYC de NYISO est estimé à un peu plus de 43 \$/MWh. À cela, nous devons toutefois soustraire de 3 à 4 \$/MWh pour tenir compte de l’impact sur le prix à NYC d’une offre additionnelle en énergie. L’impact sur les ventes réalisées sur l’interconnexion existante serait toutefois marginal. Voir l’[étude](#) réalisée par *London Economics*, déposée à la NYPSC par les promoteurs de *CHPE*.

Northern Pass, CHPE et La Romaine : est-ce rentable ? (suite)

RENTABILITÉ DES NOUVELLES INTERCONNEXIONS – PRINCIPAUX ÉLÉMENTS – DONNÉES DE 2012

\$/MWh	Revenu énergie	Revenu puissance	Coût du transport sur cette ligne	Coût du transport HQT	Revenu net	Coût d'opportunité
Northern Pass (FU 80 %)	33	3	(23)	(10)	3	15-20
CHPE (FU 80 %)	40	10	(50)	(10)	(10)	15-20

revenu additionnel de près de 10 \$/MWh, ce qui permettrait tout juste de couvrir les coûts du transport ferme au Québec.¹¹ Ainsi, en fonction des données de 2012, l'utilisation par HQ du projet CHPE serait déficitaire, sans même qu'on ait à considérer le coût d'opportunité (voir l'encadré ci-haut).

Pour justifier de nouvelles interconnexions, il faudrait donc qu'augmente l'écart entre les heures de haut prix et celles de bas prix, faute de quoi, il pourrait être plus avantageux d'utiliser les interconnexions existantes aux heures de bas prix que d'en construire de nouvelles (coût d'opportunité). Il faudrait aussi, dans le cas de CHPE, que le prix moyen augmente pour couvrir les importants coûts de construction de la ligne (CHPE coûte près de deux fois plus que *Northern Pass* pour une capacité moindre).



La capacité d'exportation du Québec (HQT) vers New-York (NYISO) est de près de 1 500 MW. Le CHPE y ajouterait 1 000 MW.

En nous basant sur les données relatives au prix de l'électricité des dernières années¹², nous avons examiné différents scénarios correspondant à l'évolution à prévoir du prix de l'électricité au cours des 15-20 prochaines années.¹³ Pour cette période, et en fonction de la méthode utilisée ci-dessus pour 2012, les projets ne nous semblent pas rentables lorsque l'on tient compte du coût d'opportunité (exporter davantage sur les interconnexions existantes).

Est-ce à dire que ces lignes ne seront jamais rentables ? Il est difficile de se prononcer sur le très long terme. L'utilisation de ces interconnexions au-delà de 2030-35 pourrait s'avérer rentable, mais les gains alors générés devront être assez importants si l'on veut justifier le projet, puisque les règles de l'actualisation confèrent un poids plus important aux premières années (non rentables) qu'aux dernières. Par ailleurs, pour pleinement profiter de ces nouvelles lignes, il faudrait qu'HQP ait une marge de manœuvre suffisante, ce qui dépendra notamment de ses nouveaux barrages et engagements au Québec.

ET LA ROMAINE ?

Dans ce contexte, on peut aussi questionner la rentabilité de la Romaine sur la même période, considérant que sa production risque de ne pas être nécessaire au Québec avant 2027, voire les années 2030.¹⁴ D'ici là, HQD achètera peut-être de la puissance auprès d'HQ, mais on peut s'attendre à ce que l'énergie de la Romaine soit principalement, sinon exclusivement, exportée. Puisqu'il s'agit de la « dernière ressource » ajoutée au portefeuille

>>>

11. Pour l'instant, la société Bellator, fondée par un ancien employé d'Hydro-Québec, détient une réservation prioritaire à celle d'HQ sur le côté québécois du futur lien CHPE. HQ devrait alors s'entendre avec Bellator pour utiliser l'interconnexion à sa guise.
12. Nous utilisons les années 2004 à 2011, à l'exception des années 2005 et 2008, pendant lesquelles le prix sur les marchés a explosé. Ces années offrent toutefois un éventail assez large, couvrant des niveaux de prix que sont susceptibles de présenter ces marchés sur les 15-20 prochaines années.
13. Nos prévisions sont basées sur celles du prix du gaz naturel (un des principaux déterminants du prix de l'électricité) de l'*Energy information agency* des États-Unis (*Annual energy outlook 2013, early release*).
14. Lorsque le projet de la Romaine a été présenté devant le BAPE, on prévoyait qu'HQD aurait des besoins suffisants pour en acheter une partie dès 2020, et la totalité à partir de 2036. Les besoins prévus d'HQD ont toutefois été révisés à la baisse depuis. Dans son plus récent bilan en énergie, rendu public le 15 décembre 2012, HQD prévoit de nouveaux achats à long terme de relativement faible niveau, passant de 0,1 TWh en 2021 à 3,9 TWh en 2026. Soulignons par ailleurs que ces achats à long terme se feraient dans un contexte où la centrale TCE ne serait jamais pleinement opérationnelle : sa production atteindrait 1,1 à 1,8 TWh annuellement sur un potentiel de 4,3 TWh (donc 2,5 à 3 TWh inutilisés). Dans les faits, ce n'est qu'en 2027, à l'expiration des contrats avec HQP, TCE et certains producteurs éoliens, qu'HQD devra obtenir de nouveaux approvisionnements à long terme. Or, à ce moment, il n'est pas dit qu'HQD achètera nécessairement d'HQP : la centrale de TCE, n'ayant pas ou peu servi jusque là, pourrait encore être en très bon état et en mesure de fournir de l'énergie à bas prix.

d'HQP, ses revenus doivent être considérés à la marge de ceux des autres ressources d'HQP, c'est-à-dire qu'il faut présumer que son énergie sera vendue à des heures où les prix sont plus bas, si elle transite par les interconnexions existantes.¹⁵

Nous n'entendons pas démontrer qu'il n'aurait pas fallu se lancer dans un tel projet. La décision d'aller de l'avant a été prise dans un autre contexte, en fonction de perspectives différentes. On peut toutefois se demander si les revenus d'exportation, nets des coûts de transaction, dépasseront le coût moyen de production de la Romaine, établi, par HQ, à 6,5¢/kWh (en dollars de 2015)¹⁶, afin d'avoir une idée de l'impact du projet sur la rentabilité d'HQ pendant cette période.

La réponse à cette question dépend en bonne partie du prix du gaz naturel, qui relève à son tour des prévisions sur les stocks américains de gaz de schiste ainsi que du coût éventuellement attaché aux émissions de gaz à effet de serre (GES) aux États-Unis et en Ontario, sous forme de taxe sur le carbone ou d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions (*cap and trade*).

En fonction des plus récentes prévisions de l'EIA, nous estimons que les revenus unitaires moyens associés à la vente de l'électricité (énergie et puissance) produite à la Romaine n'iraient pas chercher beaucoup plus que 45 \$/MWh¹⁷ (\$ constants de 2011) en l'absence de mesures de réduction des GES dans les marchés d'exportation. Il faudrait donc que les émissions de GES se voient attribuer sur ces marchés un coût important (plus de 50-100 \$/t CO₂e, selon l'année) pour que le revenu des ventes dépasse le coût de production de la Romaine sur cette période. L'atteinte d'un tel prix, sans être irréaliste, n'est pas certaine.

CONCLUSION

S'ils se réalisent, il ne semble pas que les projets CHPE et *Northern Pass* soient rentables au cours de leurs 15 premières années. Avec le temps, ces interconnexions pourraient coûter de moins en moins cher, en fonction des montants amortis, mais elles pourraient aussi perdre de leur utilité en raison de la croissance de la demande au Québec qui pourrait fournir un débouché à l'énergie excédentaire d'HQ.

Qui plus est, en 2041, le contrat entre HQ et Churchill Falls (Labrador) Corporation (« CF(L)Co ») arrivera à terme, opérant une ponction de près de 30 TWh sur le bilan énergétique d'HQ. On peut s'attendre à ce qu'HQ achète encore une partie de cette énergie après 2041, mais CF(L)Co pourrait décider de ne pas la vendre toute à HQ : si les règles de l'*Open Access* adoptées par le Québec en 1997 tiennent toujours, CF(L)Co devrait en théorie pouvoir se servir du réseau d'HQT (et des nouvelles interconnexions CHPE et *Northern Pass*, le cas échéant, lesquelles auraient déjà été en bonne partie défrayées par HQ) pour exporter elle-même l'énergie de Churchill Falls sur les marchés. Afin de poursuivre l'utilisation de ces interconnexions, dans le but de les rentabiliser, HQ pourrait se trouver obligée de construire de nouvelles centrales, à des coûts probablement plus élevés que la Romaine.

Dans cette optique, il se pourrait que les projets CHPE et *Northern Pass* ne soient pas rentables pour HQ, même à long terme. Considérant qu'HQ est déjà liée par contrat aux promoteurs de *Northern Pass*, on peut se demander s'il n'est pas préférable pour elle que ce projet ne voie jamais le jour. ■

MISE EN GARDE

Ce document s'appuie sur des informations publiques, obtenues de sources jugées fiables. Son auteur ne garantit d'aucune manière que ces informations soient exactes ou complètes. Ce document est communiqué à titre informatif seulement et ne doit pas être interprété comme une recommandation relative à l'achat ou à la vente d'électricité ou de gaz naturel ou de quelque autre produit que ce soit, qu'il soit réel, financier ou autrement. En aucun cas, il ne peut être considéré comme un engagement et ni son auteur, ni *L'Énergique*, ne sont responsables des conséquences d'une quelconque décision prise à partir des renseignements contenus dans le présent document.

15. Les résultats de la section précédente semblent indiquer qu'une telle option serait préférable à l'utilisation de CHPE ou *Northern Pass* pour l'énergie de la Romaine.

16. Voir <http://www.hydrosourcedavenir.com/realites/132/le-projet-de-la-romaine-sera-rentable>. Il s'agit d'un montant avant toute forme de rendement sur les capitaux propres investis dans le projet. Or, ces capitaux propres ont un coût d'opportunité : ils pourraient être utilisés pour réduire la dette d'HQ ou de son actionnaire, ou être investis dans d'autres projets. Ainsi, le seuil de rentabilité de la Romaine est plus élevé que ces 6,5 ¢/kWh.

17. Nos calculs sont basés sur le prix de l'électricité de 2004. Nous avons choisi les données de cette année-là pendant laquelle le prix du gaz naturel atteignait 6\$/MMBtu, soit le niveau maximal qu'il atteindrait (en \$ constants 2011) selon l'EIA au cours des 20 prochaines années. Nous supposons que les 8 TWh de la Romaine seraient vendus sur les interconnexions existantes mais après les 15 TWh de marge de manœuvre existante d'HQ et des transactions d'achat-vente de 5 TWh. Cela dit, nous tenons compte de revenus de la vente de puissance de 50 M\$, soit environ 5 \$/MWh pour les 8 TWh de la Romaine.



L'efficacité opérationnelle en matière d'énergie : les facteurs clés du succès

Par Émilie Allen
Directrice Corporative Énergie, Cascades
Cascades

Avec l'avènement de la nouvelle norme ISO 50001, l'accent se porte plus que jamais sur l'efficacité opérationnelle en matière d'énergie, afin d'atteindre des réductions de consommation durables, sans investissement majeur. Si l'on s'entend tous sur le principe, la mise en place d'un système de gestion de l'énergie, et son intégration aux opérations quotidiennes, peut s'avérer difficile.

LA GESTION DE L'ÉNERGIE : BIEN PLUS QU'UN LOGICIEL

Pour implanter un système de gestion de l'énergie, il faut d'abord connaître son point de départ, afin d'établir les orientations et fixer les objectifs de réduction. Les nouveaux outils de mesurage et de modélisation sont très séduisants, car ils sont vraiment puissants, bien construits, performants, faciles d'utilisation et 100 % adaptés à l'efficacité énergétique. Par contre, ils demandent souvent un investissement important et, plus important encore, le meilleur outil informatique ne fera jamais le suivi à la place des gens.

C'est pourquoi il est si important de développer d'abord l'habitude de réaliser le suivi de l'énergie, avant même d'acheter un système onéreux. On commencera donc par utiliser les outils en place, en y intégrant le suivi de l'énergie, au même titre que celui de la production et de la qualité. Bien qu'elle ne soit pas parfaite, cette méthode permet de changer une seule habitude à la fois, évitant que les gens aient à apprendre l'utilisation d'un nouveau logiciel en plus d'intégrer à leur routine le suivi énergétique.



L'efficacité énergétique ne peut être la seule responsabilité d'un ingénieur d'usine. Les employés de tous les secteurs, et de tous les niveaux hiérarchiques, doivent être engagés et imputables.

Dans cette intégration du suivi de l'énergie au système existant de contrôle de la production et de la qualité, on commencera par les éléments les plus énergivores. Pour établir des bases de comparaison, on peut communiquer avec les associations sectorielles afin d'évaluer notre position à l'égard d'équipements et d'entreprises similaires.

Les fournisseurs d'équipements peuvent aussi aider à cibler la consommation optimale, selon le bon mode d'opération. Le plus éconergétique des équipements n'offrira jamais les performances escomptées s'il n'est pas utilisé adéquatement. Une fois les cibles de réduction identifiées, le principe des 3R s'appliquera pour catégoriser nos actions :

R1 : réduction à la source

La meilleure économie d'énergie demeure l'énergie que l'on n'utilise plus. Il peut s'agir de mieux contrôler les équipements de production, comme un agitateur, un ventilateur, un convoyeur, etc. de façon à arrêter ou à ralentir l'équipement lorsque son fonctionnement n'est pas absolument requis. Sur le plan de la maintenance, tout ce qui est relié à la réparation des fuites d'air comprimé ou de vapeur, ou à l'amélioration de l'enveloppe du bâtiment, fait aussi partie de la réduction à la source.

R2 : récupération d'énergie

Il s'agit de coupler une perte d'énergie à un besoin en énergie. Par exemple, il peut s'agir d'utiliser la sortie des gaz de combustion d'une chaudière à vapeur (une fois cette perte réduite au minimum) pour préchauffer une alimentation en eau fraîche ou en air frais.

R3 : remplacement d'équipements

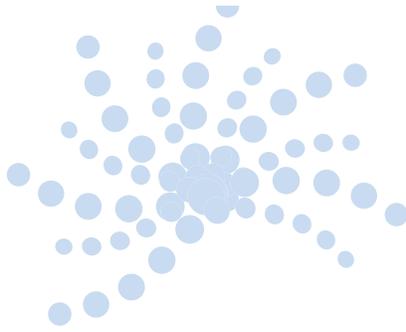
Il s'agit tout simplement de remplacer une pièce d'équipement par un modèle plus efficace, énergétiquement.

COMMENCER... À LA SOURCE

Vous l'aurez deviné, la réduction à la source est la priorité. Elle demande généralement beaucoup moins de ressources financières que les deux autres « R », offrant ainsi un rendement sur l'investissement plus rapide. Pourquoi est-ce toujours si difficile de maintenir l'accent sur la réduction à la source ? Tout simplement parce qu'elle demande du temps, de la patience et de la rigueur. Et qu'il faut aussi éduquer les gens.

Pour utiliser un équipement efficacement, il faut bien comprendre son fonctionnement. Pour optimiser un procédé de

>>>



production, il faut en maîtriser toutes les étapes et comprendre pourquoi les choses sont faites d'une telle manière. Pris dans le tourbillon du quotidien, les gens ont l'impression qu'ils n'ont ni le temps, ni l'expertise pour s'occuper de l'efficacité énergétique de cette manière. Mais en fait, il s'agit d'une pratique gagnante qui peut faire économiser beaucoup plus en bout de ligne.

ACCEPTER DE RÉDUIRE LA ZONE DE CONFORT ET CALCULER LE RISQUE RÉEL

En usine, lorsqu'un problème survient, on assiste souvent à la mise en place rapide de mesures correctives qui ont des effets indésirables à long terme. Par exemple, parce qu'une chaudière à vapeur a déjà cessé subitement de fonctionner, causant des pertes importantes de production, on garde maintenant en charge la chaudière d'urgence... au cas où. Mais avons-nous évalué le coût du maintien en charge de cette chaudière en comparaison des pertes de production potentielles... et du risque d'occurrence du problème ? On réalise souvent que la police d'assurance coûte très cher.

Finalement, pour que l'efficacité énergétique devienne un élément d'efficience opérationnelle, elle ne peut être la seule responsabilité d'un ingénieur d'usine. Les employés de tous les secteurs, et de tous les niveaux hiérarchiques, doivent être engagés et imputables. Souvent, le véritable « gestionnaire de l'énergie », c'est l'opérateur. Il est donc essentiel qu'il sache quoi faire en cas de déviation, et qu'il ait tous les outils pour prendre les bonnes décisions ! ■

L'AQCIE vous offre ses réflexions sur l'actualité énergétique.

Visitez régulièrement notre revue de presse commentée ou la page d'accueil de notre site Internet, à l'adresse aqcie.org.

Nous y traitons brièvement des sujets qui vous intéressent, au gré de l'actualité !

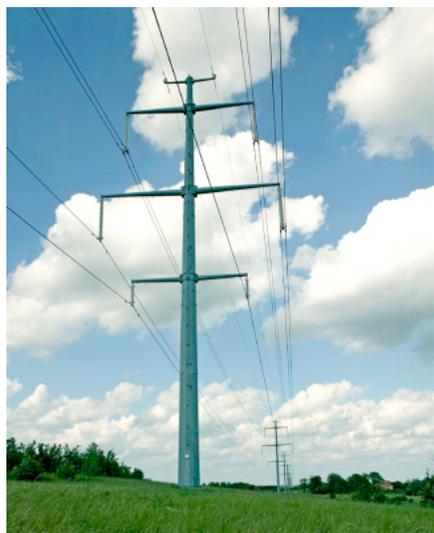


QUOI DE NEUF À LA RÉGIE

TARIFS DE TRANSPORT 2013 : UNE SECONDE MANCHE GAGNÉE DANS UN DOSSIER À SUIVRE !

Dans notre dernier bulletin, nous vous informions que l'AQCIÉ et le Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ) avaient conjointement déposé en septembre dernier une « Demande de modification des tarifs de transport pour l'année 2013 », en lieu et place de la division d'Hydro-Québec responsable du transport de l'électricité, TransÉnergie. Cette demande se fondait sur l'article 48 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui permet à une « personne intéressée » de demander à la Régie de fixer ou de modifier les tarifs et conditions auxquels l'électricité est transportée, dans la mesure où il y ait intérêt à le faire.

L'évolution des taux d'intérêt depuis la fixation des tarifs de transport pour l'année 2012 nous porte à croire que si ces tarifs étaient reconduits en 2013, TransÉnergie empocherait 105 M\$ en trop, dont 92 M\$ seraient assumés par Hydro-Québec Distribution (HQD), et donc passés dans les tarifs d'électricité. Sur cette base, une mise à jour du coût des capitaux de TransÉnergie aurait un impact à la baisse de près de 0,8 % des tarifs d'HQD.



Même si TransÉnergie conteste cette demande, la Régie l'a accueillie et a convoqué une rencontre préparatoire en novembre. TransÉnergie informe alors la Régie qu'elle conteste sa décision et, en conséquence, qu'elle n'entend pas participer à la rencontre préparatoire. Le débat se porte dès lors sur deux fronts, celui de la fixation des tarifs et celui de la légitimité de la décision de la Régie d'entendre notre demande.

Il devenait alors évident que la décision finale de la Régie sur les tarifs de 2013 ne surviendrait pas avant le 1^{er} janvier prochain. Nous souhaitons alors que la Régie statue sur le caractère provisoire des tarifs qu'elle imposerait à cette date, afin que tous les clients d'Hydro-Québec puissent profiter de manière rétroactive de la décision finale à venir. Et c'est ce que nous avons obtenu, dans une décision rendue le 30 novembre.

Cependant, afin de ne pas traiter deux dossiers ayant une même source de façon concomitante, la Régie nous informait à cette même date qu'elle remettrait à plus tard la discussion sur les tarifs, afin d'entendre au préalable les représentations sur sa première décision dans ce dossier, que conteste TransÉnergie. C'est donc à suivre !

INTÉGRATION DE L'ÉOLIEN : UNE SURÉVALUATION COÛTEUSE, QUI DURE ET QUI DURE...

Les activités d'Hydro-Québec Production (HQP) n'étant pas réglementées, il est essentiel de veiller à ce que les paiements que lui font les divisions Transport et Distribution soient légitimes, afin d'éviter que des montants défrayés par les clients ne se retrouvent indûment dans les dividendes versés à l'actionnaire. Les frais découlant des ententes d'intégration éolienne conclues avec HQP entrent dans cette catégorie.

L'entente actuelle a été conclue en 2005. Elle permet essentiellement de transformer la production variable des éoliennes en un produit de base. Ainsi, HQP acquiert toute la production (variable) des éoliennes et retourne des livraisons constantes à HQD en fonction de 35 % de la puissance installée des éoliennes.

Selon le libellé de l'entente, HQP fournit deux services distincts à HQD : l'équilibrage et la puissance complémentaire.

L'équilibrage, qui consiste à compenser, heure par heure, la différence entre l'énergie programmée et l'énergie réellement produite par les éoliennes, représente des coûts de moins de 0,5 M\$ par année.

Quant à la puissance complémentaire, si l'on se fie à l'entente de 2005, elle représente 20 % de la puissance installée des éoliennes, s'ajoutant aux 15 % que les éoliennes fournissent déjà, pour un total de 35 % de la puissance installée des éoliennes, que HQD peut inscrire à son bilan de puissance. En fonction des éoliennes qui seront mises en service dans les prochains mois, HQD prévoit que la puissance complémentaire lui coûtera 32 M\$ en 2013, considérant une puissance complémentaire moyenne de 347 MW (20 % de la puissance installée en 2012) et un prix de 92 \$/kW-an.

En pratique, toutefois, la puissance contributive des éoliennes a été revue à la hausse – de 15 % à 30 % de la puissance installée. Ainsi, pour une même puissance garantie établie selon un ratio de 35 %, HQP ne contribue en fait que 5 % en puissance complémentaire, plutôt que 20 %. Même ce 5 % de puissance complémentaire peut être remis en question, dans la mesure où la Régie a demandé à HQD de ne pas prévoir davantage de puissance dans ses ententes d'intégration éolienne que ce qui est nécessaire.

>>>



Un troisième type de coût s'ajoute à ceux-ci : HQD devra aussi payer à HQP un prix de près de 9 ¢ le kWh pour la différence, à la fin de l'année, entre l'énergie fournie par les éoliennes et celle fournie par HQP. HQD refile par la suite la facture à la clientèle à travers les comptes de frais reportés (*pass-on*, etc.). Or, ceci cause problème puisque, historiquement, les éoliennes produisent moins que prévu, et donc, année après année, HQD se voit obligée d'acquiescer de l'énergie d'HQP alors qu'elle est déjà en situation de surplus.

En fait, en 2013, si la tendance se maintient, c'est près de 600 GWh qu'HQD devra acheter à HQP à un prix de 9 ¢/kWh (53 M\$), alors qu'elle entend laisser près de 4 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée à moins de 3 ¢/kWh. C'est donc un montant total de près de 85 M\$ qu'HQD paiera à HQP pour l'intégration éolienne et pour l'énergie excédentaire associée.

Depuis 2006, la Régie a demandé à plusieurs reprises à HQD de revoir ses besoins d'intégration éolienne et de s'assurer de minimiser les coûts des futures ententes. Or, HQD ne semble pas pressée de régler cette situation. Les démarches entreprises en 2012

par HQD pour renouveler l'entente d'intégration de l'éolien se sont soldées par une contestation d'Énergie Brookfield. Suite à une décision de la Régie rejetant un moyen préliminaire soulevé par HQD, celle-ci a mis fin à ces démarches, entraînant à nouveau la reconduction de l'entente de 2005. HQD entend maintenant déposer un dossier à la Régie en mars 2013 pour fixer les paramètres d'un prochain appel d'offres pour l'intégration éolienne, ce qui reporte encore la conclusion d'une nouvelle entente.

À l'évidence, l'AQCIÉ entend intervenir dans ce dossier. Il est grand temps qu'Hydro-Québec cesse d'atermoyer la refonte nécessaire de cette entente, qui coûte des dizaines de millions \$ de trop à ses clients.

Dans un contexte où les industriels québécois font face à une concurrence toujours plus difficile à l'échelle mondiale, où la compétitivité du tarif de grande puissance d'Hydro-Québec glisse toujours à l'échelle mondiale, il est difficile de comprendre pourquoi HQD ne prend pas rapidement les mesures pourtant évidentes qui corrigeraient durablement cette situation déplorable.

DÉCRET

Les audiences à la Régie dans le dossier tarifaire d'Hydro-Québec Distribution (HQD) devaient débiter le 5 décembre; à la dernière minute, elles ont été reportées au 7 décembre à la demande d'HQD. Entre temps, le gouvernement a émis le décret 1135-2012 par lequel il demande à la Régie de prendre en considération les orientations gouvernementales mentionnées dans le dernier budget lors de la fixation des tarifs d'électricité.

Rappelons que le budget annonce des coupures de 2 000 postes par attrition afin de réaliser des gains de 225 M\$ d'efficacité pour l'ensemble d'Hydro-Québec, au bénéfice du gouvernement et à coût nul pour la clientèle. Notons toutefois que la mise en application par HQD de cette mesure s'est traduite par une hausse de 30 M\$ du montant des charges d'exploitation à être intégrées aux tarifs 2013-14, sans que ce montant ne soit rattaché à une dépense – cette somme viendra plutôt gonfler le bénéfice d'Hydro-Québec en 2013.

L'interprétation à donner à ce décret et aux orientations budgétaires fait l'objet d'un important débat devant la Régie. Certains intervenants semblent voir dans le budget une indication à l'effet qu'HQD pourrait réaliser davantage de gains d'efficacité et en faire passer dès maintenant les gains aux consommateurs à travers une réduction de tarifs.

L'AQCIÉ prend une position plus nuancée : nous nous opposons à la hausse de 30 M\$, tout en estimant qu'en raison d'un contexte économique exceptionnel, Hydro-Québec et son actionnaire devraient pouvoir bénéficier à court terme des seuls gains d'efficacité additionnels mentionnés au budget, dans la mesure où les consommateurs pourront en bénéficier dès 2014 ou 2015.



L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSUMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ

1010 rue Sherbrooke Ouest, Bureau 1800
Montréal (Québec) H3A 2R7

Téléphone : 514 350-5496
Télécopieur : 514 286-6078

www.aqcie.org