

L'ÉNERGIQUE

HIVER 2013-2014
VOLUME 7 | 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

Bâtir le consensus nécessaire au développement industriel..... 2

Le Québec dispose des ressources nécessaires à son développement industriel, il faut s'entendre sur la façon de les utiliser.

Mot du directeur exécutif

Assistons-nous à un changement de dynamique ? 4

Les impératifs des industries grandes consommatrices d'électricité sont connus, et si l'on travaillait ensemble à y répondre ?

Le tarif industriel peut – et doit – redevenir concurrentiel au Québec 7

Benoît Pepin, Directeur Énergie, Amérique du Nord, Rio Tinto Alcan et vice-président de l'AQCIE

Hydro-Québec possède la marge nécessaire pour offrir aux industriels de l'électricité à prix concurrentiel.

Le point sur les surplus d'électricité d'Hydro-Québec 10

Olivier Charest, analyste pour l'AQCIE/CIFQ

L'exportation est une solution, mais l'industrialisation est bien plus payante.

Déstructuration de la base industrielle ?..... 15

Jean Matuszewski, Président, E&B DATA

Peut-on se permettre de ne pas consolider nos acquis ?

Quoi de neuf à la Régie ? 18

L'Énergique est le bulletin d'information de l'AQCIE. Il est publié quatre fois par année à l'intention des membres et partenaires de l'Association. Toute reproduction est autorisée à condition d'en mentionner la source et de nous en informer au dg@aqcie.org



Mot du président

Bâtir le consensus nécessaire au développement industriel

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

Les indicateurs économiques « rouges » que nous avons soulignés dans la dernière édition ne se sont pas tous corrigés, mais celui de l'emploi est au moins passé au « jaune » avec le dévoilement des statistiques de septembre et d'octobre. Celles-ci indiquent l'ajout de près de 50 000 emplois, nous ramenant à peu près à parité avec le début de 2013. Cesser de reculer, c'est déjà un pas en avant.

Comme le soulignait l'éditorialiste Alain Dubuc dans son texte du 13 novembre [La remontée fantastique](#), il faut considérer de façon réaliste l'impact des gouvernements sur la création d'emploi. Il faut surtout éviter d'associer la remontée de l'emploi au saupoudrage de mesures d'encouragement à l'emploi, survenu d'ailleurs après la collecte des données révélées dans *l'Enquête sur la population active* de Statistique Canada, pour le mois d'octobre.

Plusieurs observateurs ont souligné que les mesures économiques annoncées par le gouvernement cet automne sentaient l'improvisation et la dispersion. On peut aussi s'interroger sur la capacité de la nouvelle politique industrielle d'atteindre ses objectifs au chapitre des nouvelles implantations industrielles (voir le [Mot du directeur exécutif](#) en page 3). Et l'on peut surtout s'interroger sur l'absence de mesures pour assurer le maintien et l'essor de pans entiers de la structure industrielle québécoise, notamment dans le secteur de l'aluminium.

La difficulté qu'éprouvent le gouvernement et Hydro-Québec à agir rapidement et efficacement pour soutenir les industries s'explique en partie par des perceptions erronées, largement diffusées dans le public. S'ils contribuaient à corriger ces mythes, tant le gouvernement qu'Hydro-Québec bénéficieraient d'une plus grande marge de manœuvre – que l'on retrouve dans la plupart des autres juridictions nord-américaines – pour contribuer à l'essor industriel du Québec.

Parmi ces mythes, celui des emplois subventionnés est l'un des plus persistants et des plus dommageables. Pour le déboulonner, nous pouvons utiliser le cas de l'aluminium, que je connais évidemment très bien et qui a souvent défrayé la manchette dernièrement.

DES EMPLOIS QUI COÛTENT 250 000 \$, 50 000 \$, OU QUI RAPPORTENT 350 000 \$?

L'image souvent utilisée des emplois « subventionnés » dans le secteur de l'aluminium repose sur des hypothèses, dont certaines ne tiennent pas la route. Les médias, qui ont malheureu-

sement beaucoup de difficultés à se dépêtrer dans ces notions, entretiennent la confusion.

Une vision théorique...

Pour atteindre le coût faramineux d'une subvention de 250 000 \$ par emploi offert chez Alcoa, un mythe qui reprend du service à l'occasion, il faut une certaine imagination. Les économistes tenants de cette théorie estiment que toute l'électricité consommée par les alumineries devrait être payée au coût « marginal », celui de la dernière électricité produite. Ils évaluent ce coût à 10 ¢/kWh, ou plus, notamment en raison des coûts élevés de la production éolienne. Ils déduisent de ce montant les recettes des contrats à partage de risque – actuellement environ 3 ¢/kWh en raison du prix plancher de l'aluminium sur les marchés – et concluent que la différence, environ 7 cents pour chaque kWh consommé par Alcoa, équivaut à une subvention.

Sauf que... personne ne paie l'électricité 10 ¢/kWh au Québec. Sur cette base, tous les emplois, et tous les foyers québécois sont subventionnés. Tous les kWh exportés aussi... et dans une proportion qui ressemble à celle des alumineries. Mais on ne peut pas ici répartir cette subvention en nombre d'emplois, puisque l'exportation n'en crée pas. En tout cas pas au Québec.

Qui se raffine...

Dans les faits, la tarification de l'électricité, réglementée par la Régie de l'énergie, est fondée sur un « coût moyen » de production – qui tient compte des barrages « patrimoniaux » et des nouvelles sources d'énergie beaucoup plus dispendieuses, comme l'éolien – auquel on ajoute les coûts de transport et de distribution.

Des économistes plus « modérés » calculent comme une subvention l'écart entre le tarif industriel et celui des contrats à partage de risque, environ 1,5 ¢/kWh selon l'analyste Jean-François Blain cité dans un [article récent](#). Il en conclut que chaque emploi d'Alcoa serait subventionné à hauteur de 53 000 \$. En corrigeant certaines inexactitudes dans les hypo-

thèses (notamment l'interfinancement du tarif résidentiel par le tarif industriel, ainsi que le prix que paient réellement les alumineries pour le tarif L, en raison de leur facteur d'utilisation de près de 100 %), on arrive plutôt à un écart de 0,6 ¢/kWh. L'hypothétique « subvention » tomberait à environ 21 000 \$ par emploi, une somme qui serait encore réduite par toute amélioration du prix de l'aluminium.

...mais qui ne tient toujours pas compte de la réalité

Peu importe l'approche utilisée, traiter de cette question strictement sous l'angle du tarif d'électricité est l'erreur commune à ces observations. Pour bien saisir l'enjeu, il faut retirer « ses lunettes » Hydro-Québec et jeter un regard plus large sur l'économie de la province. La vie économique du kWh livré dans une aluminerie d'Alcoa ne fait en réalité que commencer à l'entrée de l'usine. Au-delà de sa facture d'électricité de 350 millions \$, Alcoa injecte dans l'économie québécoise, par les salaires versés à ses employés et des achats locaux en biens et services auprès de 2 700 fournisseurs, près de 1,2 milliard \$ annuellement. En fait, sa participation à l'économie du Québec, achat d'électricité inclus, une fois divisée par le nombre de kWh utilisés, équivaut à 11 ¢/kWh.

En opérant le même calcul un peu mécanique des économistes de la « subvention », chaque emploi d'Alcoa injecte déjà plus de 350 000 \$ dans l'économie. S'il fallait ajouter les coûts qu'entraînerait la fermeture d'Alcoa, en reclassement des gens occupant les emplois directs et indirects, en recherche de moteurs économiques de remplacement – ce qui n'est jamais acquis en région, surtout éloignée – et en gestion des surplus d'électricité d'Hydro-Québec, qui doubleraient sans la consommation d'Alcoa, chacun de ces emplois pourrait bien valoir 500 000 \$ en revenus et en coûts évités.

Les hypothèses peuvent varier, mais quelles qu'elles soient, l'avantage du maintien des emplois d'Alcoa surpassera toujours, et par une très large mesure, l'éventuel manque à gagner tarifaire d'Hydro-Québec

La véritable question

Ce débat procède d'abord et avant tout d'un manque de vision. En se concentrant sur la question des tarifs d'Hydro-Québec, on perd l'essentiel de vue. C'est pourquoi le raisonnement qui mène à la question : « Avons-nous les moyens de *subventionner* les emplois d'Alcoa » est tronqué.

La question : « Le Québec a-t-il les moyens de perdre des emplois qui représentent, chacun, un demi-million \$ de revenus et de coûts évités ? » couvre déjà un volet plus grand de la réalité. Gageons que si la question était présentée sous cette forme dans les médias, le gouvernement et Hydro-Québec n'auraient aucune difficulté à s'entendre, et rapidement, avec Alcoa.

Mais c'est encore insuffisant. La vraie question est : « Pourquoi le Québec devrait-il choisir entre ses alumineries, entre toute son infrastructure industrielle en fait, et les nouvelles avenues de création de richesse ? » Il y a suffisamment d'électricité (!) pour répondre à tous ces besoins. Le Québec doit protéger ses acquis industriels pour créer une richesse optimale sur son territoire. Une richesse dont il a impérativement besoin pour maintenir les services offerts à ses citoyens.

VOIR PLUS LARGE !

Pour constater les avantages du maintien des contrats à partage de risque dans le secteur névralgique de l'aluminium au Québec, il faut voir au-delà de la grille tarifaire d'Hydro-Québec.

Pour contribuer au maintien des grands industriels actifs au Québec, il faut prendre acte, sans complaisance, de la véritable situation concurrentielle du tarif L. Pour cela, le gouvernement et Hydro-Québec doivent regarder au-delà des limites de la province, du pays et même de l'Amérique du Nord. Pour les grands industriels, les enjeux et les solutions sont planétaires.

Pour retenir et attirer de telles entreprises, dont les retombées économiques sont énormes, le Québec doit repositionner son électricité comme un atout de son développement. Pour cela, le prix de l'électricité doit redevenir concurrentiel. La réglementation doit retrouver son entière autonomie, à distance des impératifs politiques de court terme, pour assurer que l'évolution de ces tarifs soit stable et prévisible.

Le maintien et le développement de la structure industrielle du Québec mérite mieux que des décisions et des mesures de dernière minute. En réalisant sa véritable importance, en le réaffirmant dans leurs déclarations, le gouvernement et Hydro-Québec contribueraient à construire, dans le public, le consensus qui lui fait actuellement défaut pour prendre rapidement et efficacement les décisions qui s'imposent.

Assurer le développement économique du Québec demande des arbitrages, pas des psychodrames basés sur l'image boiteuse d'emplois subventionnés. ■

Faisons de 2014 une bonne année !

Pour plusieurs de nos membres, et pour le secteur industriel québécois de façon générale, 2013 aura été une année plutôt difficile. Tout au cours de l'année, l'AQCIÉ n'a ménagé aucun effort, travaillant à la nécessaire amélioration de la compétitivité des tarifs d'électricité et au retour à une réglementation dégagée des aléas politiques à court terme. Souhaitons nous tous que l'embellie économique qui s'est manifestée en fin d'année se poursuive et que les efforts que nous avons déployés livrent des résultats bien concrets, afin d'aider les industriels québécois à faire de 2014 une année résolument gagnante !



Mot du directeur exécutif

Assistons-nous à un changement de dynamique ?

Par Luc Boulanger, directeur exécutif, AQIC

Les intérêts du gouvernement et des industriels se recoupent sur plusieurs points : création de richesse et d'emplois au Québec, particulièrement dans les régions; mise en valeur des ressources et des talents québécois; atteinte d'une efficacité énergétique optimale et réduction de l'empreinte environnementale, pour n'en nommer que quelques-uns.

Comme le gouvernement, les industriels disposent de ressources limitées et chacun répond à des contraintes particulières, notamment l'impératif de la compétitivité pour les industriels et l'acceptabilité publique pour le gouvernement. Hydro-Québec a aussi la contrainte de répondre aux attentes de son actionnaire unique, mais si les ressources lui font défaut, elle semble n'avoir qu'à demander pour obtenir. Ce dont elle ne se prive pas dans sa récente demande tarifaire.

Dans plusieurs juridictions canadiennes et nord-américaines, la reconnaissance du rôle des industriels dans l'atteinte des objectifs du gouvernement se traduit par une ouverture et une volonté réelle de collaborer. Mais pas encore au Québec. Pourquoi ?

LE COURANT POURRAIT MIEUX PASSER

Les grands industriels peinent à trouver, au gouvernement et chez les dirigeants d'Hydro-Québec, des interlocuteurs intéressés à « faire affaires » avec eux, à agir en partenaires. Ceci explique la sortie sur la scène publique d'enjeux qui pourraient pourtant être négociés et réglés rapidement, si les voies régulières ne menaient à une impasse.

Les industriels cherchent leur place auprès du gouvernement. Leurs principaux interlocuteurs, les ministres à vocation économique, sont jusqu'à maintenant peu disposés à les rencontrer et les rares échanges tardent souvent à donner des résultats concrets. Les grandes consultations sont elles aussi avares de résultats. À témoin la politique industrielle, où les grands industriels établis au Québec ne trouvent pas de solution susceptible de soutenir leur compétitivité.

On peut aussi penser à la consultation sur les enjeux énergétiques, lancée sur la prémisse de problèmes environnementaux bien plus que sur celle du développement économique et industriel du Québec. Le peu de contenu relatif à l'économie et à l'industrie trouvé dans les documents de consultation, et le déroulement des audiences, nourrissent chez les industriels certaines appréhensions à l'égard de la politique qui doit découler de cet exercice.

La haute direction d'Hydro-Québec manifeste peu d'affinités avec les industriels, ce qui nuit à l'établissement d'un véritable partenariat. Et pourtant ce partenariat doit exister entre un fournisseur et les clients qui consomment plus du tiers de ses produits et services. Bref, les industriels québécois sont en manque de « champions », capables de traduire leurs préoccupations en actions, tant au gouvernement que chez Hydro-Québec.

Au cours des derniers mois, plusieurs éléments ont participé à dépeindre un contexte économique assez catastrophique du Québec. Le gouvernement a réagi avec de nombreuses mesures énoncées en hâte, peu articulées entre elles. Le plan d'ensemble reste à venir, particulièrement en ce qui concerne les grands industriels qui sont restés en plan à ce jour.

La volonté d'agir manifestée par le gouvernement est cependant de bon augure. Le mandat d'établissement d'un « état des lieux » de la grande industrie québécoise, confié il y a quelques semaines à KPMG, permet d'espérer un changement de dynamique. Si le gouvernement et Hydro-Québec se montrent disposés à engager un dialogue constructif et efficace avec les industriels, ils trouveront chez les membres de l'AQIC des partenaires enthousiastes.

En ce qui a trait à l'électricité, le « nerf de la guerre » pour les consommateurs industriels d'électricité, nous avons mis sur la table, à maintes reprises, les conditions gagnantes :

DES TARIFS CONCURRENTIELS, STABLES, PRÉVISIBLES ET FLEXIBLES

On le voit, les éléments nécessaires au maintien des activités des industries grandes consommatrices d'électricité, à l'investissement dans les installations québécoises et à la croissance ne sont pas si nombreux ou si complexes que cela. Ils sont principalement de deux ordres :

- la disponibilité d'électricité à prix concurrentiel, dans un contexte réglementaire qui assure la stabilité, la prévisibilité de la progression et la flexibilité des tarifs

- une approche réglementaire et fiscale d'ensemble qui assure des règles du jeu équitables, en comparaison des autres juridictions nord-américaines et mondiales.

Commençons par ce deuxième point. L'équité d'ensemble de la réglementation et de la fiscalité devrait aller de soi dans une économie développée. Pourtant, il ne se passe pas une semaine sans que l'on souligne à quel point les conditions d'investissement au Québec, dans différents secteurs, sont peu attrayantes non seulement à l'échelle du Canada, mais aussi de l'Amérique du Nord et de la planète en certains cas. Ce n'est pas une situation enviable pour la création de richesse au Québec.

Or, ces conditions générales doivent être sinon avantageuses, du moins équitables pour maintenir les activités industrielles, favoriser leur croissance et en attirer de nouvelles. Et ces conditions générales touchent tous les industriels, pas seulement les grands consommateurs d'électricité.

Pour ces derniers, les conditions d'utilisation optimale de cette précieuse ressource doivent être réunies. Voyons-les plus en détail :

Compétitivité

Le prix de l'électricité a diminué de façon radicale avec l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis. Des tarifs industriels moitié moins élevés que le tarif L sont offerts à nos portes, en Nouvelle-Angleterre. Cette situation n'a rien de passager.

L'augmentation de 5 % du tarif L demandée pour 2014 vient amplifier la perte de compétitivité des usines québécoises. Ce tarif est devenu si peu concurrentiel que cette hausse rendra impossible la justification économique de projets d'expansion et de modernisation – certains déjà amorcés et d'autres bien concrets, actuellement stoppés à l'étape de l'approbation – qui seront alors abandonnés par les sociétés mères d'industries québécoises, en faveur d'installations situées ailleurs dans le monde.

L'interfinancement du tarif résidentiel par les industriels, à hauteur de 16 % dans l'actuelle demande d'Hydro-Québec, nuit aussi à la compétitivité du tarif L. Dans certaines juridictions nord-américaines on assiste même à un interfinancement inverse.

En fait, l'attrait du tarif L est si faible qu'aucune nouvelle implantation d'envergure ne s'est réalisée au Québec depuis

2006. La consommation industrielle a plutôt dégringolé de 62 TWh en 2008 à 54 TWh en 2013.

La nouvelle politique industrielle reconnaît cette situation implicitement en accordant des rabais pendant dix ans pour une nouvelle implantation. Cependant, pour éviter la poursuite de la baisse de consommation des industries québécoises, cette politique doit aussi inclure les ajouts de capacité et la modernisation d'usines existantes.

Mais il est permis de douter que cette politique connaisse le succès escompté. L'importance de la cible – 50 TWh, l'équivalent de presque toute la consommation industrielle actuelle ou, pour faire image, quatre fois la consommation de la ville de Sherbrooke – est disproportionnée avec les moyens déployés. À plus forte raison lorsque l'on considère l'accent que porte cette politique sur les petites et moyennes entreprises et surtout l'absence de mesure propre à encourager les grands industriels à investir dans leurs installations québécoises.

Le rabais pendant dix ans du tarif L proposé pour les nouvelles implantations pose deux grands problèmes. Premièrement, cette période de dix ans est insuffisante pour amortir une installation industrielle d'envergure et le retour, à l'échéance, au tarif L est dissuasif.

Deuxièmement, l'offre de tarifs spéciaux à des concurrents – alors qu'en sont exclus les industriels québécois – romprait la garantie de conditions de concurrence égale. L'effet pervers de cette politique serait d'entraîner une perte de production, voire une délocalisation, chez les entreprises concurrentes déjà implantées au Québec.

En réalité, cette politique industrielle confirme que le gouvernement ne reconnaît pas actuellement les enjeux et les véritables préoccupations de ses grands industriels. Quant à Hydro-Québec, sa demande d'augmentation de 5 % du tarif L, plus de quatre fois l'augmentation de l'indice des prix à la consommation au Québec, démontre une pareille méconnaissance.

Stabilité, prévisibilité

Le mécanisme de fixation des tarifs au Québec, autrefois réputé, a perdu de sa fiabilité à la suite d'interventions d'ordre politique, notamment la mesure provisoire annoncée dans le dernier budget. Pareilles interventions représentent des risques importants pour un investisseur. Tout comme l'inclusion

Assistons-nous à un changement de dynamique ? (suite)

dans la tarification d'approvisionnements entièrement excédentaires – et fort coûteux - qui n'ont pour justification que le développement régional. Et il faut encore ajouter à ce portrait, pourtant chargé, la hausse tarifaire difficilement justifiable que demande cette année Hydro-Québec.

Pour attirer les investissements, dans des installations existantes ou nouvelles, la réglementation de l'énergie doit retrouver son entière autonomie. Les filiales réglementées d'Hydro-Québec doivent aussi être tenues à distance des interventions gouvernementales, dès qu'elles ne visent pas le transport et la distribution de l'électricité dont ont besoin leurs clients.

Flexibilité

Le manque d'affinité d'Hydro-Québec avec les besoins des grands industriels empêche la conclusion, directement ou devant la Régie de l'énergie, d'ententes propres à soutenir l'exploitation des industries québécoises en périodes difficiles.

Réglementation incitative

L'encadrement légal et réglementaire est déjà en place pour permettre une véritable réglementation incitative de l'électricité au Québec. Il faut s'y engager résolument.

Une véritable réglementation incitative corrigerait la situation embarrassante pour Hydro-Québec et son actionnaire d'avoir accumulé – et conservé – des trop-perçus de plus de 1,2 milliard \$ depuis 2008. En instaurant l'équivalent de la concurrence dans les activités monopolistiques, cette réglementation rendrait aussi caduque la recherche d'un rendement garanti trop élevé par Hydro-Québec.

LES INDUSTRIELS QUÉBÉCOIS SONT À LA RECHERCHE DE PARTENAIRES

Il est profondément anormal, en raison du rôle essentiel qu'ils jouent dans la vie économique et sociale des Québécois, que les industriels ne soient pas des interlocuteurs estimés du gouvernement et d'Hydro-Québec. Surtout au moment où les juridictions, voisines comme à l'autre bout du monde, se battent pour les attirer.

Le Québec doit envoyer un message clair à ses industriels, que l'on veut faire affaires avec eux. Cela tombe sous le sens puisque, en définitive, leurs objectifs convergent avec ceux du gouvernement et avec l'intérêt des Québécois.

Il est à espérer que l'analyse de KPMG, entre autres initiatives, offre au gouvernement et à Hydro-Québec une meilleure connaissance des enjeux des industriels. Et que cette connaissance se traduise par une plus grande ouverture à l'égard des industriels québécois. Le climat actuel de méfiance réciproque n'est bon pour personne. ■



Le tarif industriel peut – et doit – redevenir concurrentiel au Québec

Par Benoît Pepin
 Directeur Énergie, Amérique du Nord, Rio Tinto Alcan
 Vice-président de l'AQCIÉ

La compétitivité du Tarif L touche l'ensemble des industries québécoises. Elle touche leur capacité à se développer et à mener concurrence à l'échelle mondiale.

L'horizon ne se limite pas aux frontières du Québec. La compétitivité du Tarif L ne peut être examinée en vase clos. Le gaz de schiste coule dans nos gazoducs et change l'environnement énergétique au Québec. Cette révolution des prix du gaz naturel, qui conditionne le prix de l'électricité sur le continent américain, est telle que les industriels paient maintenant des prix d'électricité moins élevés aux États-Unis qu'au Québec. Cette nouvelle donne a même permis à l'administration Obama de se lancer, avec succès, dans une vaste opération pour rapatrier aux États-Unis les industries manufacturières qui la quittaient pour la Chine et ailleurs.

UNE PERTE DE COMPÉTITIVITÉ IMPOSSIBLE À IGNORER

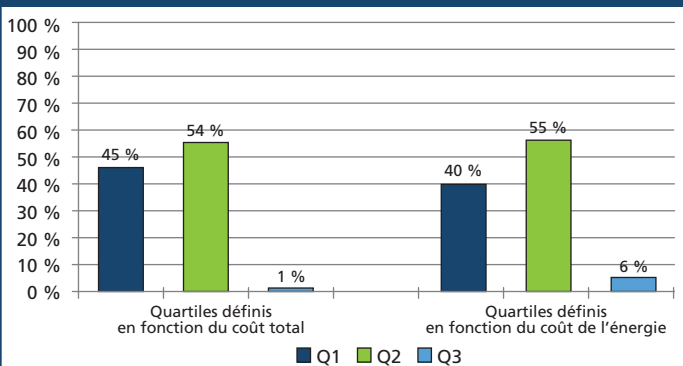
Les industriels du Québec ne peuvent pas faire « comme si » ces prix n'existaient pas, en raison de la concurrence qu'ils subissent

à deux niveaux. À l'égard des entreprises concurrentes de leurs produits, certes, mais aussi de la concurrence pour le capital au sein des groupes auxquels la plupart des grands industriels québécois appartiennent. Les entreprises diversifiées investissent dans leurs installations les plus rentables, et seulement celles-ci puisque l'essentiel des investissements et des ajouts de capacité vont aux installations qui se situent dans les 1^{er} et 2^e quartiles des coûts de production¹, tel que démontré par le tableau 1 ci-bas.

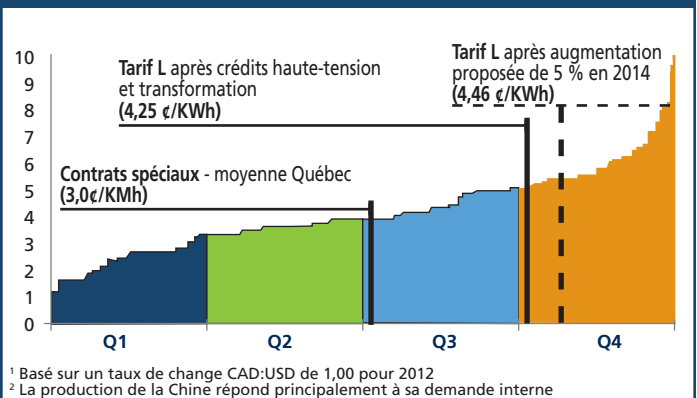
Or, comme nous l'avons écrit à maintes reprises dans l'Énergique, le tarif grande puissance d'Hydro-Québec, ou Tarif L, se situe maintenant dans le quatrième quartile dans le cas des alumineries, comme on peut le voir dans le tableau 2 ci-dessous.

>>>

TABEAU 1 : RÉPARTITION PAR QUARTILE DES AJOUTS DE CAPACITÉ LIÉS AUX INVESTISSEMENTS MAJEURS ESTIMÉS ET PRÉVUS – MONDE (EN % DE L'AJOUT DE CAPACITÉ TOTALE; 2008-2011)



TABEAU 2 : COÛT D'ÉLECTRICITÉ PAR ALUMINERIE (USD ¢/KWH¹) 2013 MONDE, EXCLUANT LA CHINE²

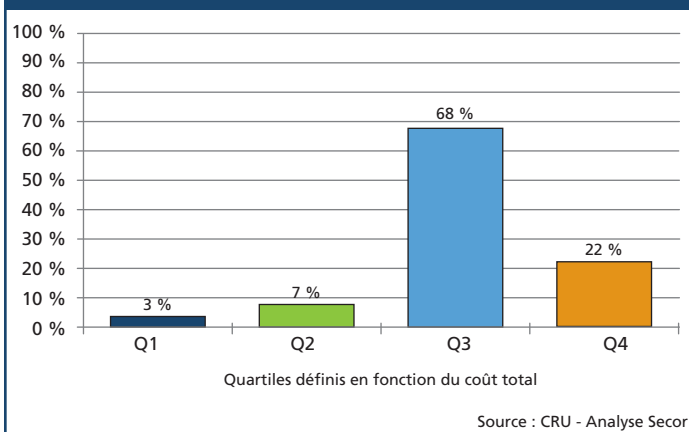


1. Deloitte. [Étude sur l'empreinte économique des alumineries à contrats spéciaux](#) Association de l'Aluminium du Canada

Le tarif industriel peut – et doit – redevenir concurrentiel au Québec (suite)

Ce qui est encore plus important, cependant, c'est que les fermetures obéissent au même critère de compétitivité : 90 % des fermetures ont touché des installations dont le coût de production se situait dans les 3^e et 4^e quartiles.

TABLEAU 3 : RÉPARTITION DES FERMETURES (PARTIELLES ET TOTALES) DE CAPACITÉ ESTIMÉES ET PRÉVUES PAR QUARTILE – MONDE



Pour les entreprises électro-intensives, il existe une corrélation étroite entre le coût total et le coût de l'énergie. Malgré la maîtrise de tous les intrants qu'ils contrôlent, les industriels québécois voient leurs installations à risque du fait de la perte de compétitivité du Tarif L. Cette réalité affecte déjà le Québec, tant par des fermetures partielles ou totales, que par des projets de modernisation ou d'ajout de capacité qui ne peuvent se réaliser.

CHOISIR ENTRE LE MAINTIEN DU TARIF OU LE MAINTIEN DES INDUSTRIES ?

Il est paradoxal que, dans la situation de surplus énergétique que l'on connaît au Québec, on doive choisir entre le maintien du prix de notre électricité et la survie des industries qui la consomment. C'est toutefois la question qui confronte présentement le gouvernement.

C'est ce qui me faisait écrire dans un précédent article² : « La question à se poser, à l'aube d'une consultation sur la politique énergétique pour le Québec, n'est pas comment tirer plus de revenus d'Hydro-Québec en augmentant ses tarifs ou son taux de rendement. La vraie question, c'est de combien devrions-

nous réduire le Tarif L pour augmenter la compétitivité de nos entreprises et en attirer d'autres pour que les Québécois et le Québec (et son Trésor public) s'enrichissent ? » À l'aube d'une nouvelle politique énergétique, promise pour 2014, l'heure est venue d'y répondre.

Dans le cadre de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (CEÉQ), le secteur québécois de l'aluminium dans son entier en est venu à la conclusion que l'offre d'électricité à des prix réellement concurrentiels, à l'échelle nord-américaine et mondiale, était incontournable. Que cela se fasse par la révision du prix, du Tarif L, ou sous d'autres formes comme les contrats à partage de risques, sans électricité à prix concurrentiel, stable et prévisible, les industriels québécois ne pourront créer ici toute la richesse dont ils sont capables.

COMMENT RÉDUIRE LES TARIFS POUR CRÉER LA RICHESSE

Dans son mémoire à la CEÉQ³, Rio Tinto Alcan s'est penchée sur cette question, non pas celle de la volonté du Québec et d'Hydro-Québec de répondre à cet impératif, mais bien sur leur capacité de le faire. Et nous avons démontré que oui, il est possible de réduire significativement la facture des industriels, sans subvention et sans mettre en péril la santé financière d'Hydro-Québec.

Cela demande d'éviter de faire une ponction induite par Hydro-Québec, en augmentant ses coûts, ses tarifs et même maintenant son taux de rendement, une décision extrêmement inopportune alors que les entreprises se battent pour leur survie.

La clef de voûte du prix de l'électricité repose sur notre parc historique de centrales hydroélectriques produisant de l'électricité propre et fiable à faible coût. Et ce faible coût vient notamment du fait que, collectivement, nous avons payé le coût de ces barrages, remboursé la dette. Les industriels québécois ont joué, au cours des ans, un rôle irremplaçable à cet égard.

L'électricité générée par ces grands ouvrages, dite patrimoniale, Hydro-Québec doit nous la vendre, selon la loi actuelle, au prix de 2,79 cents/kWh. Un bon prix ? Et bien non, il s'agit en fait d'un prix exorbitant puisque ce kWh ne coûte pas plus de 1,79 cent⁴. Et encore là, ce 1,79 cent comprend des taxes et des redevances hydrauliques de 0,42 cent qui reviennent en plus à l'État. Et il comprend aussi un rendement de 6,7 % sur le capital d'Hydro-Québec, un profit raisonnable vu la nature de ses activités (voir tableau 4 dans la page ci-contre).

2. [Le Tarif L n'est pas une aubaine](#), L'Énergique, Juin 2013

3. [Diminuer le prix de l'électricité pour assurer la croissance de l'industrie de l'aluminium pour le bénéfice du Québec](#), Rio Tinto Alcan, Mémoire présenté à la Commission sur les enjeux énergétiques

4. Pour une présentation plus détaillée de la structure et du coût réel du tarif industriel, vous pouvez consulter les pages 30 à 34 du [mémoire de Rio Tinto Alcan](#).

L'écart entre le prix que l'on paie et les coûts véritables de production s'explique par trois facteurs principaux : (a) le prix de vente était plus élevé que requis à l'origine, en 2000; (b) l'amortissement de ces actifs depuis plus d'une décennie additionnelle, depuis la mise en place du bloc patrimonial; et (c) la baisse dramatique du coût d'emprunt d'Hydro-Québec. (voir tableau 5 ci-contre)

Oui mais, c'est sans compter le coût marginal, diront certains économistes. Et bien, si la valeur s'estime par l'usage à la marge, cette valeur économique a, elle aussi, fondu sur le continent américain depuis la venue du gaz de schiste. La valeur de nos exportations a dramatiquement baissé avec cette tendance de marché.

POUR UNE ÉLECTRICITÉ VRAIMENT PATRIMONIALE

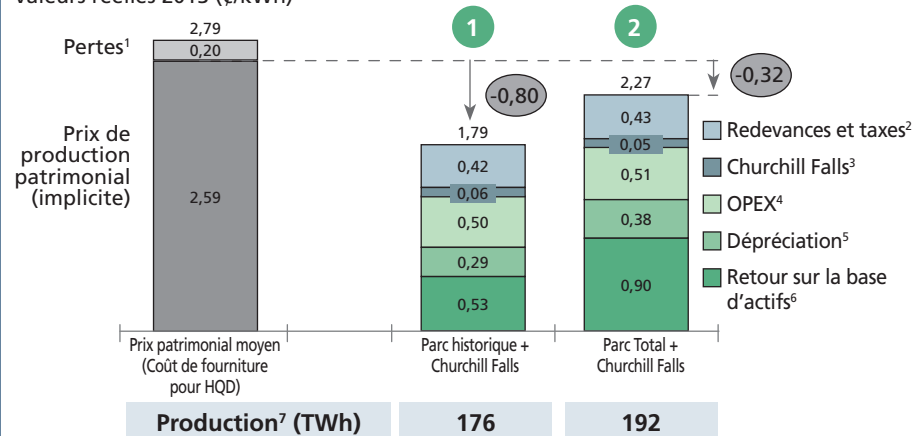
L'électricité d'Hydro-Québec peut être livrée aux industriels, avec profit, à 2,85 cents/kWh, alors il reste une importante marge de manœuvre au gouvernement pour revitaliser son économie.

Une réduction du prix offert aux industriels québécois exposés à la concurrence internationale offrirait au Québec la possibilité de créer de l'emploi et de la richesse, d'ajouter au patrimoine de tous les Québécois, et cela dans les régions comme dans l'ensemble du Québec.

C'est pourquoi Hydro-Québec peut – et doit impérativement – réduire son tarif industriel. L'intérêt de tous n'est pas dans la maximisation des bénéfices d'Hydro-Québec, mais bien dans la maximisation de ceux des Québécois. ■

TABEAU 4 : L'ANALYSE ÉCONOMIQUE MONTRE DES COÛTS DE PRODUCTION INFÉRIEURS AU PRIX DU BLOC PATRIMONIAL

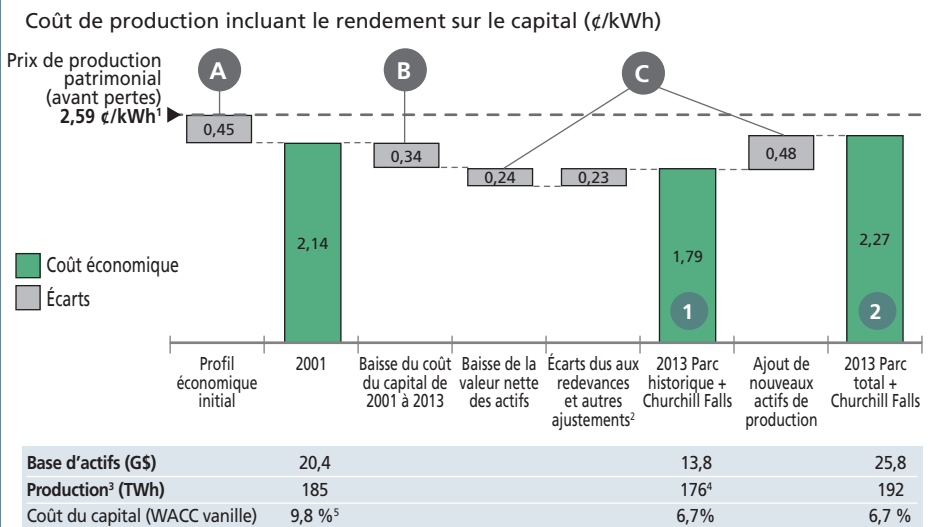
Prix patrimonial vs coût de production avec rendement sur le capital de 6,7 %
Valeurs réelles 2013 (¢/kWh)



- 7,8 % de pertes sur l'ensemble de la production patrimoniale
- La totalité des redevances sur l'eau pour le Groupe HQ (621 M\$) est attribuée à la production (HQP), ainsi qu'une partie des taxes pour les services publics, scolaires et municipales (287 M\$) pour un total de 818 M\$. Les redevances pour le parc historique sont allouées au prorata de la capacité des parcs
- Le coût d'achat de la production de Churchill Falls s'élève à 101 M\$ pour 30,8 TWh en 2012
- L'OPEX comprend les coûts associés aux opérations et à la maintenance, et aux frais corporatifs et de vente; 0,60 ¢/kWh avant dilution Churchill Falls
- Dépéciation totale de 731 M\$ dont 514 M\$ alloués au parc historique
- Valeur nette des actifs de 25,8 G\$ pour le parc total dont 13,7 G\$ pour le parc historique
- Production (avant pertes) incluant les volumes de Churchill Falls

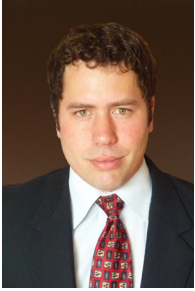
Sources : Rapport K-18 2001 et 2012, Analyse Boston Consulting Group

TABEAU 5 : LES ÉCARTS S'EXPLIQUENT PAR UN PROFIT ÉCONOMIQUE INITIAL, UNE DIMINUTION DU COÛT DU CAPITAL ET UNE BASE D'ACTIFS DIFFÉRENTE



- Correspond au coût de fourniture du bloc patrimonial de 2,79 ¢/kWh avant perte de 7,8 %
- Principalement dus aux changements de modèle de taxation (taxes sur le revenu vs redevances sur l'eau) et à la dépréciation
- Production (avant pertes) incluant la production de Churchill Falls
- Baisse de la production de 2001 à 2013 principalement liée à la fermeture de la centrale Gentilly-2 (5,6 TWh)
- Estimé du rendement requis sur le capital selon 30 % d'équité, un rendement de l'équité à 9,8 % et un rendement de la dette de 9,75 %

Sources : Analyse Boston Consulting Group, Rapport Merrill Lynch, 2000, Rapport K-18 2001 et 2012



Le point sur les surplus d'électricité d'Hydro-Québec

Par Olivier Charest¹
Analyste pour l'AQCIÉ et le CIFQ

Les surplus d'Hydro-Québec sont appelés à croître au cours des prochaines années. Au-delà des nouvelles sources de production déjà prévues – dont les parcs éoliens des derniers appels d'offres ainsi que les quatre centrales de la Romaine – on note deux événements récents qui viennent alourdir le bilan : le décret 1149-2013 du gouvernement visant la construction de nouveaux parcs éoliens et la fermeture annoncée de trois usines d'Alcoa².

Si les surplus actuels ont le potentiel de relancer notre secteur manufacturier, dans la mesure où des tarifs préférentiels seraient consentis, ils agissent pour l'instant comme un frein à l'investissement en raison des coûts qu'ils entraînent, lesquels se répercutent dans les tarifs d'électricité. Quant à l'exportation, celle-ci semble avoir atteint ses limites, de sorte qu'Hydro-Québec éprouverait certaines difficultés à valoriser tout surplus additionnel.

Pour bien comprendre les tenants et aboutissants de cette question, il est important de prendre en compte le cadre réglementaire d'Hydro-Québec, notamment la question de la séparation fonctionnelle. Celle-ci entraîne en effet la création de deux catégories de surplus : l'une à la charge des consommateurs, et l'autre à celle d'Hydro-Québec et de son actionnaire, l'État québécois. C'est ce que nous examinerons dans les prochaines sections, avant d'analyser l'impact de ces surplus sur les tarifs d'électricité ainsi que les limites à leur valorisation sur les marchés d'exportation.

SÉPARATION FONCTIONNELLE

La séparation fonctionnelle est une convention réglementaire introduite entre 1997 et 2001, par laquelle deux divisions d'Hydro-Québec ont été séparées de l'entreprise à des fins opérationnelles. Cette convention permet à ces divisions de faire affaires entre elles, et avec Hydro-Québec, comme s'il s'agissait d'entités distinctes, bien qu'elles fassent toujours

partie, juridiquement, d'Hydro-Québec. Chacune de ces divisions devrait en théorie agir dans son intérêt propre, plutôt que dans celui d'Hydro-Québec – ce qui ne se reflète pas toujours dans la pratique.

La première division d'Hydro-Québec à avoir été « séparée fonctionnellement » est TransÉnergie (HQT), en réponse aux exigences américaines visant à garantir la neutralité de l'opérateur du réseau de transport; celui-ci devant offrir l'accès à son réseau sur une base non-discriminatoire (*open access*) à tous, sans favoriser ses affiliées (autres divisions d'Hydro-Québec) au détriment de tierces parties (producteurs indépendants, négociants, etc.).

Puis, en 2000, l'adoption du projet de loi 116 séparait Hydro-Québec Distribution (HQD) du reste de l'entreprise et de HQT. Ce serait HQD qui, dorénavant, devrait desservir la clientèle québécoise, bien que les barrages et autres sources d'énergie demeuraient entre les mains d'Hydro-Québec, par l'entremise d'Hydro-Québec Production (HQP), une division qui n'est pas fonctionnellement séparée.³

Hydro-Québec/HQP devait alors offrir à HQD un « bloc patrimonial » d'électricité de 165 TWh à un prix relativement bas déterminé par la Loi, soit 2,79¢/kWh. Ce prix permettait - et permet toujours - à Hydro-Québec de réaliser un rendement important sur ses actifs.

1. L'auteur tient à remercier M. Philip Raphals dont les savants conseils ont été fort utiles à la préparation de cet article.

2. Voir la nouvelle commentée par l'AQCIÉ : [Un rappel à la réalité qui frappe fort](#)

3. Cette séparation fonctionnelle évitait aussi à Hydro-Québec de voir ses actifs de production (dont le lucratif contrat de Churchill Falls) tomber sous la juridiction de la Régie de l'énergie. Si la production avait été réglementée – tel que suggéré par la Régie dans un avis rendu en 1998 – on peut penser que les tarifs auraient été beaucoup plus bas qu'actuellement, le rendement consenti sur les actifs de production étant généralement inférieur à celui découlant du tarif patrimonial. Les activités d'exportation auraient aussi permis de réduire la facture des consommateurs québécois. Et la Régie aurait eu juridiction sur la construction de nouveaux barrages.

Puisque les activités très rentables de HQP demeuraient entre les mains d'Hydro-Québec, et de son actionnaire unique, HQP devait assumer les risques afférents à ses activités, dont la fluctuation des prix sur les marchés d'exportation, ainsi que les risques financiers associés aux contrats à partage de risque consentis par le gouvernement.

Le bloc patrimonial n'est que l'un des outils qu'utilise HQD pour répondre à sa demande, puisqu'elle doit aussi s'approvisionner sur les marchés – généralement par des appels d'offres pour des contrats de long terme – et par des transactions de court terme. Hydro-Québec n'est alors qu'un fournisseur potentiel de HQD parmi d'autres, et demeure libre de conclure des transactions sur d'autres marchés. En matière d'approvisionnements, la séparation fonctionnelle crée donc un bilan énergétique propre à HQD, distinct de celui d'Hydro-Québec.

APPROVISIONNEMENTS ET GESTION DES SURPLUS CHEZ HQD ET HYDRO-QUÉBEC

HQD a lancé un premier appel d'offres en 2002, lequel s'est soldé par trois contrats d'approvisionnements : deux avec Hydro-Québec (l'un modulable et l'autre en base, ou *take or pay*, obligeant HQD à payer pour toute l'énergie contractée, qu'elle soit utilisée ou non) et un contrat, également en base, avec TransCanada Énergie (TCE), pour lequel cette entreprise a construit une centrale à turbine à gaz à Bécancour.

Bien que la question des approvisionnements de HQD (dont les coûts sont assumés par les consommateurs) relève généralement de la Régie, un amendement à la *Loi sur la Régie* a permis au gouvernement de déterminer que certains besoins seraient comblés par des sources particulières d'approvisionnement. C'est ainsi qu'à partir de 2003, le gouvernement a émis des décrets obligeant HQD à acquérir des « blocs d'énergie », principalement de source éolienne, et, dans une moindre mesure, produite à partir de biomasse ou de petites centrales hydroélectriques. Le gouvernement voulait ainsi développer, aux frais des consommateurs d'électricité, des filières énergétiques généralement trop onéreuses pour être retenues dans le cadre d'appels d'offres normaux (fondés sur le coût le plus bas).

Ces ressources se sont donc ajoutées au bilan énergétique de HQD, même si celle-ci révisait alors à la baisse ses besoins en fonction de nouvelles prévisions de la demande. Ces effets combinés n'ont pas tardé à mener HQD en situation de surplus.

Contrairement au bloc patrimonial, pour lequel HQD peut prendre uniquement ce dont elle a besoin, les contrats relatifs aux blocs d'énergie éolienne et autres sont de type *take or pay*, devant être payés intégralement, que l'énergie soit utilisée ou non.

Comme elle ne peut pas stocker d'électricité, HQD a dû trouver des moyens de gérer ses surplus. En 2007, elle négocie la suspension des activités de la centrale de TCE à Bécancour à partir du 1^{er} janvier 2008, 15 mois après sa mise en service. À cette fin, HQD doit payer près de 50 M\$ par année en compensation à TCE, en plus de payer une prime de puissance qui n'est pas connue du public mais que l'on estime à 80 M\$, voire 100 M\$, par année. Ainsi, HQD paierait entre 130 M\$ et 150 M\$ par année à TCE, sans recevoir le moindre kWh en retour. À l'exception de possibles livraisons en période hivernale, selon les plus récentes prévisions de HQD⁴ cette situation perdurerait jusqu'à l'échéance du contrat, en 2026, ce qui impliquerait que la centrale n'aura servi qu'un peu plus d'un an sur vingt.

De telles solutions ne permettant pas de disposer de tous les surplus, HQD est contrainte de revendre de l'énergie sur les marchés ou, lorsqu'elle n'y arrive pas – ce qui n'est pas rare puisqu'elle ne possède pas les droits prioritaires sur les interconnexions – de réduire ses achats d'énergie patrimoniale. C'est ainsi que l'obligation d'acheter des blocs d'énergie superflue, à un coût dépassant souvent 10¢/kWh, force HQD à laisser sur la table de l'électricité à moins de 3 ¢/kWh.

Notons au passage que face à cette situation, l'AQCIÉ a déposé des procédures devant la Régie pour s'opposer à l'acquisition d'un nouveau bloc de 450 MW d'énergie éolienne par HQD, imposée par décret du gouvernement, et qui viendrait aggraver cette situation à partir de 2016.⁵

La situation est différente du côté d'Hydro-Québec (HQP et ses autres divisions non-réglées) qui détient ses propres barrages et achète de l'énergie de certains autres producteurs. Ceci l'assure d'environ 205 TWh/an⁶, en fonction

>>>

4. Voir les dossiers R-3854-2013, complément de réponse #2 de HQD, page 5, ainsi que le plan d'approvisionnement de HQD présenté au dossier R-3864-2013.

5. Voir les moyens préliminaires de l'AQCIÉ dans le dossier R-3866-2013 de la Régie de l'énergie.

6. Voir le bilan en énergie en page 18 du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec. Depuis la publication de ce plan, Hydro-Québec a cessé les activités de la centrale Gentilly-2, retranchant un peu moins de 6 TWh de son bilan.

Le point sur les surplus d'électricité d'Hydro-Québec (suite)

de précipitations normales, auxquels s'ajouteront les quelque 8 TWh de la Romaine au cours des prochaines années. Elle utilise ces approvisionnements pour offrir à HQD le bloc patrimonial d'énergie, 178,9 TWh incluant les pertes, ainsi que l'énergie prévue aux deux contrats conclus avec elle en 2003, totalisant 5,3 TWh. Hydro-Québec approvisionne aussi des clients situés hors du Québec, principalement au Vermont, à travers des contrats à long terme, totalisant environ 3 TWh. Il lui reste donc une importante marge de manœuvre pour revendre de l'énergie sur les marchés de court terme – marge qui s'accroît lorsque HQD n'utilise pas entièrement l'énergie patrimoniale ou celle prévue au contrat modulable de 2003.

TABLEAU 1 : BILANS DE HQD ET HYDRO-QUÉBEC PRÉVUS POUR LES ANNÉES 2014 ET 2021		
(TWh)	2014	2021
HQD		
Bloc patrimonial	178,9	178,9
Achats long terme (y compris éoliennes et 5,3 TWh HQ)	+18,4	+24,7
Besoins visés par le plan	-183,6	-194,1
Surplus bruts (avant gestion)	= 13,7	= 9,5
Suspension TCE	-4,3	-4,3
Autres	-2	+0,7
Surplus après gestion (ventes ou patrimonial inutilisé)	= 7,4	= 5,9
HYDRO-QUÉBEC		
Barrages + Achats et al.	205	213
Engagements hors Québec	-3	-3
Patrimonial	-178,9	-178,9
Autres HQD	-5,3	-5,3
Marge de manœuvre « normale »	= 17,8	= 25,8
Patrimonial inutilisé	+7,4	+5,9
Autres	+2,1	+0,5
Marge de manœuvre après gestion HQD	= 27,3	= 32,2

Le tableau 1 reproduit les bilans de HQD et d'Hydro-Québec prévus pour les années 2014 et 2021, à titre d'exemple. Dans le cas de HQD, il s'agit des plus récentes prévisions publiées par la société d'État (à l'égard desquelles nous avons certaines réserves dont nous ne traiterons pas ici), lesquelles ne tiennent toutefois pas compte de la fermeture annoncée des usines d'Alcoa.

On constate que les surplus « bruts » de HQD – soit la différence entre la totalité de ses besoins et les ressources à sa disposition – atteignent 13,7 TWh en 2014 et 9,5 TWh en 2021. Ce sont les surplus que HQD devra « gérer », ce qu'elle propose d'abord de faire par la suspension du contrat avec TCE. HQD arrivera aussi à réduire ses surplus en prévoyant des livraisons moindres en vertu de son contrat modulable avec HQP (l'un des deux contrats sous « Autres HQD », totalisant 5,3 TWh), mais devra par ailleurs acheter de l'énergie additionnelle sur les marchés de court terme à certains moments de l'année, en hiver, en fonction de ses besoins de pointe.

Après ces opérations, HQD prévoit malgré tout se retrouver avec des surplus 7,4 TWh en 2014 et de 5,9 TWh en 2021 (moyenne de 6,5 TWh entre 2014 et 2026) qui prendront la forme d'énergie patrimoniale inutilisée, à défaut d'être exportés. En fonction d'un coût d'opportunité pour l'énergie patrimoniale inutilisée, que nous estimons à près de 45 M\$ par TWh⁷, les quelque 6,5 TWh d'énergie patrimoniale que HQD sera obligée de laisser sur la table à chaque année, en moyenne, représentent une perte d'environ 300 M\$. En tenant compte des coûts liés à la suspension des activités de la centrale de TCE (130-150 M\$), nous estimons donc que les surplus coûteront près de 450 M\$ par année à HQD sur la période 2014-2026, pour un impact de 4 % sur les tarifs.⁸

Cette même énergie patrimoniale inutilisée vient par ailleurs gonfler la marge de manœuvre d'Hydro-Québec, qui se retrouve alors avec une moyenne de 31,5 TWh à exporter par année sur la période 2014-2026. Soulignons que ces 31,5 TWh ne tiennent pas compte de la fermeture d'Alcoa (13,5 TWh additionnels) ni des quelque 5-10 TWh qu'Hydro-Québec arrive présentement à exporter en important la même quantité à des heures de bas prix.

7. Il s'agit d'un coût d'opportunité mesuré selon l'écart entre les coûts d'approvisionnement actuels et ceux qui auraient prévalu en l'absence de surplus. Aux fins de ce deuxième scénario, on présume que HQD n'aurait pas acheté plus d'électricité post-patrimoniale que nécessaire. Il est difficile de déterminer exactement quelles ressources HQD aurait alors achetées, puisque certaines ressources plus onéreuses ont été choisies pour des raisons de politique économique ou environnementale. Pour éviter d'avoir à faire un tel choix, et comme certaines ressources impliquent un surcoût qui, à notre avis, ne découle pas des surplus, nous utilisons un prix qui, à notre avis, aurait découlé d'un appel d'offres ouvert à toutes les filières énergétiques, que nous établissons à 7¢/kWh ou 70 M\$ par TWh, en dollars constants de 2013, pour toute la période 2014-2026. Ce coût est comparé à celui de l'électricité patrimoniale, 2,6 ¢/kWh avant perte, ou 26 M\$ par TWh, ce qui donne un coût d'opportunité de près de 4,5 ¢/kWh ou 45 M\$ par TWh.

8. Notons qu'il s'agit d'une évaluation prudente. D'autres ont calculé le coût de ces surplus à partir d'un coût moyen des approvisionnements post-patrimoniaux de 10 ¢/kWh, parfois sans prendre en compte le coût épargné de l'électricité patrimoniale inutilisée. Ils estiment alors le coût annuel des surplus à plus d'un milliard de dollars par année. Voir [Union des consommateurs - Les conséquences des surplus d'Hydro-Québec mises en lumière, Le Devoir, 23 novembre 2013](#).

MARCHÉS EXTÉRIEURS ET CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS

Les principaux marchés d'exportation pour Hydro-Québec sont l'Ontario (IESO), New-York (NYISO) et la Nouvelle-Angleterre (ISO-NE). Quant aux Maritimes, bien qu'elles aient offert quelques occasions intéressantes au cours des dernières années, il semble peu probable qu'Hydro-Québec arrive à y écouler ses surplus au cours des prochaines années, en raison de la remise en service de la centrale nucléaire de Point Lepreau⁹ et, à partir de 2017, de la mise en service prévue du *Maritime Link* servant à acheminer, par la Nouvelle-Écosse, une partie de l'énergie du projet du Bas Churchill.¹⁰ D'ailleurs, Hydro-Québec a laissé tomber sa réservation sur l'interconnexion avec le Nouveau-Brunswick (NBSO). On peut toutefois penser qu'elle continuera à l'utiliser de temps à autres pour acheminer de l'électricité en Nouvelle-Angleterre.

Le tableau 2, ci-dessous, présente la capacité d'exportation (en MW) des interconnexions donnant accès aux différents marchés.¹¹ Nous avons aussi estimé le volume maximal d'énergie (en TWh) pouvant être exporté sur ces lignes sur une base

TABLEAU 2 : CAPACITÉ D'EXPORTATION (EN MW) DES INTERCONNEXIONS DONNANT ACCÈS AUX DIFFÉRENTS MARCHÉS

	Capacité maximale (MW)	Volume maximal annuel (TWh)	Volume disponible pour HQ (TWh)
ISO-NE P1/P2	2000	12,7	9,8
ISO-NE Highgate	225	1,8	1,8
ISO-NE Derby	50	0,4	0,4
NYISO Massena	1800	11,4	9,5
NYISO Dennison/CRT	325	2,6	2,6
IESO	1250	10,5	10,5
NBSO	1029	6,6	6,6
TOTAL	6679	46,0	41,2

annuelle¹² de même que le volume maximal sur lequel HQ peut compter sur ces lignes, considérant la capacité déjà réservée par d'autres joueurs.¹³

En supposant que ces autres joueurs utilisent pleinement la capacité qu'ils ont réservée, les exportations d'Hydro-Québec seraient présentement limitées à quelque 41 TWh par année, et ce, à condition d'accepter de recevoir de très bas prix pour les « derniers » TWh vendus. Si l'on retranche les 3 TWh utilisés pour exporter l'énergie associée aux contrats de long terme hors Québec, il ne reste plus que 38 TWh pour exporter sur les marchés de court terme. Cela serait suffisant pour exporter les surplus de 31,5 TWh mentionnés plus haut. On peut toutefois s'attendre à ce qu'Hydro-Québec réalise moins de transactions import/export (5-10 TWh mentionnés plus haut) que par le passé.

Avec la fermeture des usines d'Alcoa, les surplus d'Hydro-Québec grimpent à 45 TWh¹⁴ par année, en moyenne, sur la période 2014-2026. Même en déduisant les pertes sur le réseau de HQT (environ 5,5 %), Hydro-Québec se retrouverait avec 42,5 TWh à écouler. Tout un défi, dans la mesure où elle ne pourrait compter que sur un volume annuel maximal de 38 TWh sur les interconnexions actuelles. De nouvelles interconnexions seraient alors nécessaires, mais il s'agit d'une solution très coûteuse¹⁵.

La partie des surplus attribuables à la fermeture des usines d'Alcoa qui pourrait être exportée avec les interconnexions actuelles, soit 6,5 TWh par année (la différence entre la disponibilité totale de 38 TWh et les 31,5 TWh qu'Hydro-Québec peut déjà exporter) se ferait de plus aux heures les moins rentables de l'année, les interconnexions fonctionnant déjà à pleine capacité aux heures les plus lucratives. De façon approximative, on peut évaluer que les revenus d'une telle vente se situeraient dans une fourchette de 2 à 3 ¢/kWh¹⁶. En étant optimiste, le prix pourrait atteindre le tarif présentement payé par Alcoa,¹⁷ mais sans les retombées économiques actuelles d'Alcoa au Québec. Un dur rappel à la réalité pour les tenants des « subventions implicites » au secteur de l'aluminium.

>>>

9. Voir la page 8 du document [Northeast Power Coordinating Council – 2012 Long Range Adequacy Overview](#)

10. Daily Business Buzz – NS & NL: [Momentum builds for Maritime Link after NSUARB approval](#)

11. Nous n'avons pas tenu compte des autres interconnexions avec l'Ontario dans la mesure où ces interconnexions ne permettraient pas d'exporter de grandes quantités sur les marchés de court terme.

12. Il s'agit d'un exercice approximatif, en fonction des données disponibles.

13. Selon le plus récent dossier tarifaire, Nalcor aurait 250 MW de capacité sur NYISO, et BEMI, 260 MW sur ISO-NE.

14. On présume des pertes de 0,5 TWh, pour un total de 13,5 TWh.

15. Voir à ce sujet notre article *Northern Pass, CHPE et La Romaine : est-ce rentable ?* [L'Énergique Vol. 6, No 4, décembre 2012](#). Un autre projet d'interconnexion avec le Vermont, de plus faible capacité, serait aussi à l'étude.

16. Il s'agit d'un calcul très approximatif. Nous avons examiné les prix obtenus sur les marchés pour les heures les moins payantes des années 2010 et 2011, lesquelles nous semblent représentatives des prix auxquels on peut s'attendre sur les marchés au cours des prochaines années en fonction des prévisions relatives aux prix du gaz naturel publiées par l'*Energy Information Agency* américaine.

17. Voir [Alcoa menace de fermer trois alumineries, Canal Argent, 29 Octobre 2013](#)

Le point sur les surplus d'électricité d'Hydro-Québec (suite)

CONCLUSION

Ce n'est pas la première fois qu'Hydro-Québec se retrouve avec d'importants surplus. Au début des années 1980, la société d'État a fait face à un ralentissement marqué de la croissance de la demande. Or, au même moment, les premières centrales du projet de la Baie-James entraient en service, ajoutant d'importantes quantités d'énergie au bilan d'Hydro-Québec. Plutôt que de miser uniquement sur l'exportation, on décida de valoriser une partie de ces surplus en attirant de nouvelles industries, par la conclusion de contrats à partage de risque.

Aujourd'hui, non seulement les surplus de HQD ne sont pas mis à profit, mais les coûts associés à leur gestion grèvent les tarifs d'électricité, dissuadant le développement industriel au Québec plutôt que de le stimuler. Pendant ce temps, le prix de l'électricité tombe dans d'autres juridictions, en raison du développement de la filière gaz de schiste, de surplus d'électricité ou tout simplement de politiques agressives visant à attirer les investissements, du type *Power for Jobs* qu'offre l'État de New-York.¹⁸ Ainsi, l'électricité que nous exportons contribue aux bas prix que nous retrouvons chez nos voisins du Sud, lesquels se trouvent alors en meilleure posture pour attirer des investissements sur leur territoire. Le Québec y perd doublement!¹⁹

Il est plus que temps pour le Québec de changer son approche dans le domaine de l'électricité. Par l'entremise de HQP, Hydro-Québec et son actionnaire unique devraient assumer les coûts liés aux surplus d'électricité – à plus forte raison ceux qui découleront de l'ajout de 800 MW de nouveaux parcs éoliens annoncés cette année, s'ils se concrétisent – plutôt que de refiler la facture aux clients de HQD.

Par ailleurs, le gouvernement devrait s'intéresser davantage aux diverses possibilités qu'offrent les surplus d'électricité, plutôt que de s'en remettre uniquement aux exportations réalisées par Hydro-Québec dont le principal objectif semble être la maximisation de ses profits et non le développement économique de la province. Dans sa plus récente politique économique, le gouvernement prévoit certes utiliser une partie des surplus de HQD pour attirer de nouvelles industries (infonuagique, etc.); mais les retombées prévues demeurent hypothétiques, et le programme ignore sans raison les autres secteurs industriels.

On peut aussi se demander pourquoi le gouvernement s'arrête aux surplus de HQD. Hydro-Québec a des surplus encore plus importants, dont une grande partie serait présentement exportée à moins de 4 ¢/kWh.²⁰

En consentant un prix véritablement concurrentiel aux industriels sur une partie des surplus d'Hydro-Québec (celle qui est présentement bradée sur les marchés d'exportation), le gouvernement pourrait voir les dividendes qu'il reçoit de la société d'État diminuer légèrement à court terme. Mais, en échange, il contribuerait à relancer notre économie de façon plus durable. Au-delà de l'emploi et l'investissement en région, il s'agit aussi de nouvelles recettes fiscales, lesquelles pourraient éventuellement compenser ce manque à gagner. ■

18. Business First, New York State – [NYPA - POWER FOR JOBS](#)

19. Ce n'est pas seulement le cas du Québec : l'Ontario fait face au même problème. En fait, la situation est encore pire en Ontario, dont une partie des surplus à bas prix sont récupérés par Hydro-Québec, non pas pour desservir les consommateurs québécois, mais plutôt pour revendre sur les marchés. Voir [Ontario drives manufacturers away with overpriced electricity, The Globe and Mail, 13 octobre 2013](#).

20. Voir les [statistiques de l'Office national de l'énergie](#). Pour les trois premiers trimestres l'année 2013, Hydro-Québec rapporte un revenu moyen de près de 35\$/MWh pour ses ventes sur les marchés américains. Une part importante de ces exportations – 80 % - aurait été réalisée en vertu du permis #359, pour lesquelles Hydro-Québec rapporte généralement un revenu mensuel moyen entre 30 et 35 \$/MWh.



Risque de déstructuration de la base industrielle québécoise ? L'utilisation des surplus énergétiques en question

Par Jean Matuszewski
Économiste et Président, E&B DATA

Cinq ans après la fin de la crise financière, l'économie mondiale devait être en pleine reprise, selon les prévisionnistes industriels¹. Cependant, dans un contexte où la demande mondiale continue de subir l'effet de levier inversé (*deleveraging*) et où les gouvernements – tant ceux des économies avancées que ceux des économies émergentes – atteignent la limite dans leur capacité de soutenir la croissance économique, E&B DATA ne prévoit pas de retour à une croissance mondiale rapide d'ici les trois à cinq prochaines années. Et cela même si des signes encourageants se manifestent aux États-Unis, en Europe, et si le ralentissement de l'économie chinoise semble sous contrôle, nous sommes loin d'une réelle reprise, et de la situation espérée par les entreprises industrielles au Québec qui avaient annoncé des projets au cours des dernières années.

DES GRANDS PROJETS ANNONCÉS... QUI NE SE RÉALISENT PAS

Alors que le Québec pouvait se targuer jusqu'à tout récemment d'une série de grands projets d'investissement industriels de plusieurs dizaines de milliards \$, dont la réalisation devait se faire d'ici 2020, force est de constater à l'heure actuelle que plus de la moitié d'entre eux sont en suspens, réduits, voire abandonnés².

Ces projets d'industries lourdes étaient désirables puisqu'ils visaient le développement de nouvelles capacités de production qui auraient pu compenser en quelque sorte les pertes subies au cours des années 2000, notamment en ce qui concerne l'industrie des pâtes et papiers. Ces projets étaient en outre structurants, en termes d'effets régionaux et industriels (dépenses en biens et services auprès de bassins de PME au Québec).

ÉROSION DE L'ACTIVITÉ DE L'INDUSTRIE LOURDE DEPUIS LA CRISE DE 2008

La baisse globale de l'activité des industries lourdes au Québec est incontestable, comme en témoigne une baisse de consommation d'électricité des industries grandes consommatrices d'électricité, par rapport à la période qui a précédé la crise financière. La consommation industrielle moyenne pour la période 2008-2012, s'établit à 67 TWh par an, un niveau inférieur de 8 % par rapport à la moyenne pour la période précédente de cinq ans.³

Dépourvu jusqu'ici d'hydrocarbures à exploiter, du moins en quantités appréciables, le Québec pouvait espérer, par la mise en exploitation graduelle des nouvelles capacités de production dans le secteur métallurgique en particulier, ralentir le glissement de son économie par rapport aux autres provinces. Et il n'y a pas que l'Alberta qui profite de la manne reliée à l'exploitation des hydrocarbures : cinq autres provinces canadiennes voient actuellement sur leur territoire le déploiement de grands projets d'immobilisation reliés aux hydrocarbures. Bien que non dénués de difficultés ou de controverses, ces projets d'hydrocarbures continuent néanmoins d'aller de l'avant. En effet, le prix du pétrole, malgré une baisse par rapport aux sommets atteints ces dernières années, connaît une fermeté notable par rapport à la plupart des autres matières premières. Et en particulier par rapport aux prix des minerais extraits ou traités au Québec.

Les raisons de la fragilité des projets d'investissements industriels québécois sont connues. Ces projets se situent en effet dans des industries affectées sur le plan international par une mollesse au niveau des prix, par des inventaires excessifs de même que par des surcapacités de production. Ces dernières sont en outre exacerbées par de nouveaux investissements industriels de grande envergure dans des pays concurrents, appuyés directement ou indirectement (via la tarification énergétique) par les administrations publiques locales. Ces dernières mettent en effet en place des politiques industrielles offrant des appuis massifs au secteur industriel. Dans plusieurs

>>>

1. Ex.: Commodity Research Unit. « *After the Abyss* », 2009.

2. E&B DATA. Voir notamment « Perspectives mégaprojets industriels – Canada ». Troisième trimestre 2013 (<http://fr.ebdata.com/wp-content/uploads/2013/08/Perspectives-Mégaprojets-FR-220813-F.pdf>).

3. La consommation industrielle moyenne pour la période 2003-2007 s'établissait à 72 TWh. À partir de : Hydro-Québec, « *Rapport annuel 2012, Historique des ventes, des produits des ventes, des abonnements et de la consommation* », Mai 2013.

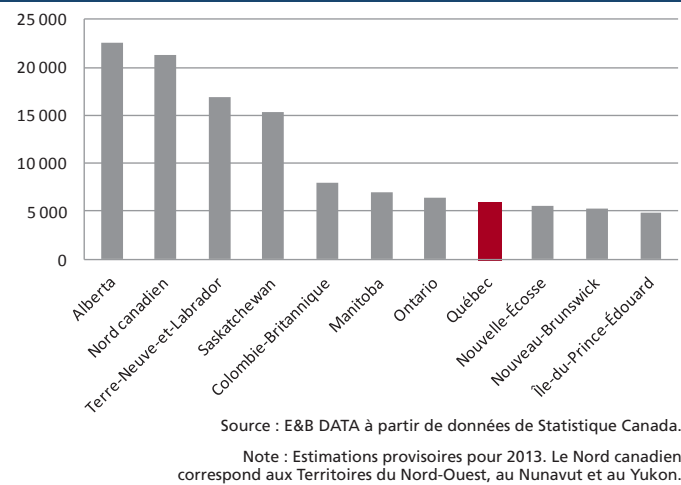
Risque de déstructuration de la base industrielle québécoise ? L'utilisation des surplus énergétiques en question (suite)

cas, ces investissements *augmenteront la surcapacité* de production dans certains secteurs, forçant la disparition des unités de production plus anciennes et plus coûteuses dans les pays qui n'auront pas modernisé leur base industrielle. C'est la situation actuelle dans l'industrie de l'aluminium.⁴

L'ÉLECTRICITÉ À LA RESCOUSSE ?

Après le ralentissement des grands programmes d'infrastructures publics, le gouvernement du Québec sent qu'il doit stimuler l'investissement privé.

TABEAU 1 : INVESTISSEMENT PRIVÉ PAR CAPITA – QUÉBEC ET AUTRES PROVINCES CANADIENNES – 2013 (\$)

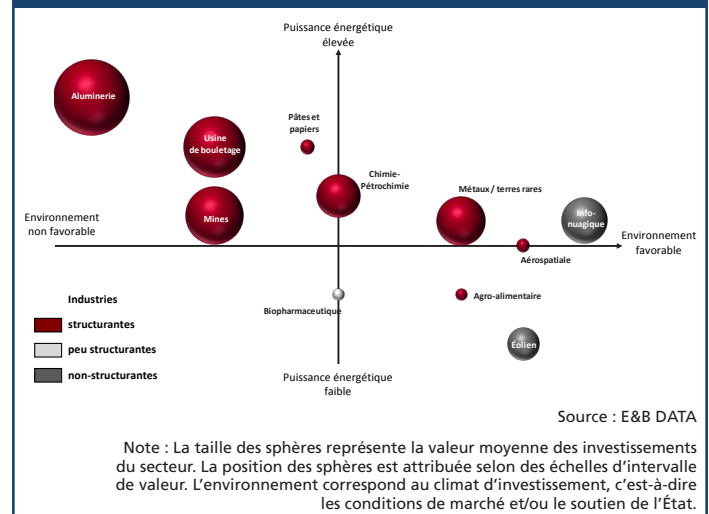


Les seuls grands projets qui semblent aller de l'avant sans embûches sont ceux des centres de données et des projets éoliens. Leur envergure monétaire est élevée⁵ et l'effet désiré sur le PIB se fera certainement sentir. Cependant, leur apport en emploi est particulièrement faible par rapport aux montants investis⁶. Ces projets bénéficient d'un soutien gouvernemental actif, sans les charges supplémentaires que doivent subir les autres industries. Par exemple, alors que l'on espérait que les marchés récompensent l'approvisionnement des industries québécoises en énergie dont l'empreinte carbone est faible par

rapport aux concurrents situés à l'étranger – c'est le contraire qui se produit. Le système de plafonnement et d'échanges de crédits carbone que le Québec impose, génère ainsi de toute pièce un surcoût par rapport aux unités de production concurrentes dans les pays qui sont dépourvus d'un tel système⁷.

Le paradoxe actuel est que les plus grands projets d'investissement privés qui vont de l'avant au Québec sont ceux qui ont le moins d'effets structurants. C'est ce qu'illustre le graphique ci-dessous qui schématise les projets actuellement annoncés au Québec, en tenant compte de la valeur moyenne des immobilisations annoncées depuis 2008, de la puissance électrique requise et de l'envergure des effets structurants (emplois, régions, dépenses locales en biens et services) associés à ces projets.

TABEAU 2 : PROJETS D'INVESTISSEMENT ANNONCÉS AU QUÉBEC : ENVERGURE, EFFETS STRUCTURANTS, ÉNERGIE ET CLIMAT D'INVESTISSEMENT



Pauvre en capacité financière, le gouvernement du Québec est riche en capacité énergétique, tant en termes de volumes que de marge de manœuvre dans la détermination des tarifs. Cet atout est considérable, mais ses possibilités en terme de développement économique plus limitées qu'il n'y paraît. Ainsi, mis à part les industries grandes consommatrices d'électricité,

4. Dans plusieurs pays du golfe persique, de nouvelles capacités de production d'aluminium entrent actuellement en fonction, combinant les procédés les plus modernes à des coûts d'énergie inférieurs de moitié au tarif L.
5. Exemples : le projet de centres de données d'Ericsson dépasse le milliard \$, et l'on peut estimer à 2 milliards \$ la valeur des projets éoliens qui seront annoncés en 2014 dans le cadre du 3^e appel d'offres (800 MW).
6. Les centres de données sont essentiellement des parcs de serveurs. Celui d'OVH à Beauharnois, par exemple, contiendra plus de 300 000 serveurs. Le projet de centre de données d'Ericsson créera 60 nouveaux emplois. Par ailleurs, les projets éoliens typiques, une fois construits, génèrent moins de 15 emplois par parc en exploitation. Source : E&B DATA – Capex-en-ligne.
7. À cet effet, le resserrement au Québec des objectifs de réduction de gaz à effets de serre (de 20 % à 25 %) entraînera des contraintes additionnelles.

le coût de l'énergie n'est pas vraiment déterminant pour de nombreuses entreprises, et notamment les PME, dans leur position compétitive ou dans leurs projets d'immobilisation. En fait, les projets d'investissement en mesure d'avoir un impact notable sur la consommation totale d'électricité au Québec sont en nombre limité. Il y a bien des projets d'une certaine envergure dans d'autres secteurs industriel (ex. : aérospatiale), mais le constat reste le même.

L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ ET L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS NE SONT PAS DES PANACÉES

Avec la baisse des prix de l'énergie dans le nord-est américain, les marchés à l'exportation ne seront guère lucratifs et les revenus ne rivalisent pas avec l'effet économique généré par l'utilisation productive de l'énergie (par rapport aux utilisations reliées à la consommation non-productive, résidentielle par exemple). En l'absence de données précises fournies par Hydro-Québec, on peut évaluer que le prix actuellement retiré de l'exportation est égal ou inférieur à celui du tarif L (4,6 cents/kWh), alors qu'il génère 16 cents en dépenses au Québec (main d'oeuvre, achat d'électricité, achats locaux de biens et services), lorsque vendu à une grande industrie consommatrice d'électricité. Ces industries réparties dans tout le territoire québécois sont à la source de dépenses en région de plusieurs dizaines de milliards \$ par an⁸. Selon E&B DATA, à part le secteur agro-alimentaire, il n'existe actuellement en région aucun autre secteur privé et générateur de richesse capable d'approcher cet ordre de grandeur.

L'espoir de diversification industrielle reliée à l'électrification des transports est louable, mais force est de constater que

malgré plusieurs années de déclarations enthousiastes de part et d'autre, le manque d'intérêt des investisseurs a été remarquable comme le démontre l'absence à peu près totale de projets d'investissement privés d'envergure significative.

DES ACTIFS PRODUCTIFS À PRÉSERVER

Dans une perspective à court et moyen termes où la croissance risque de ne pas être au rendez-vous, l'enjeu sera davantage le maintien de la compétitivité des capacités industrielles. Le risque de perdre des capacités existantes n'est pas sans conséquence. À titre indicatif, la fermeture des alumineries d'Alcoa Canada entraînerait la mise sur le marché de 13 TWh⁹ supplémentaires par an. Gardons à l'esprit que, sans même tenir compte de cette éventualité, l'atteinte de l'équilibre énergétique au Québec n'est prévu que pour 2027¹⁰.

La plupart des pays ayant connu la relance la plus rapide après la crise sont ceux qui avaient su conserver une base industrielle, malgré les incitations aux délocalisations. L'enjeu d'aujourd'hui au Québec est bien plus le maintien et la modernisation de ses actifs productifs et de ses unités de production structurantes, sur le plan des régions et des réseaux de fournisseurs, que l'investissement à tout prix dans de nouvelles filières dont les retombées réelles demeurent à démontrer.

On voit mal comment le Québec réussira à conserver sa base d'industries lourdes existantes sans un programme majeur de modernisation et de réduction des coûts. ■

8. Source : E&B DATA. « Contribution économique des entreprises grandes consommatrices d'électricité au Québec - Éléments de mises à jour ». Janvier 2013.
9. Source : Alcoa Canada.
10. Selon les calculs de l'Union des consommateurs, le volume des surplus d'électricité d'Hydro-Québec Distribution atteindra 169 TWh cumulativement de 2014 à 2027. Jean-François Blain, « Mémoire de l'Union des consommateurs préparé pour la Régie de l'énergie », Novembre 2012.

**L'AQCIÉ 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 www.aqcie.org.**

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



QUOI DE NEUF À LA RÉGIE

RÈGLEMENTATION INCITATIVE (R-3835-2013)

La Régie a émis ses instructions sur la base devant servir au calcul des réclamations des frais dans ce dossier, compte tenu de son caractère particulier. Elle souligne que le statut du participant, qu'il soit demandeur ou intervenant, permet de produire une demande de frais qui, en l'occurrence, totalisent 159 500 \$ pour l'ensemble des intervenants.

Hydro-Québec s'est opposée farouchement à cette demande, sur laquelle nous attendons la décision de la Régie. On se rappellera du travail considérable fait par les requérants dans ce dossier, afin de circonscrire les enjeux débattus par la suite dans le dossier R-3842 sur la politique financière du Transporteur et du Distributeur.

Taux de rendement et MTÉR (R-3842-2013)

Les questions relatives à cette politique financière ont été entendues en audiences publiques en novembre dernier. La Régie a pris le tout en délibéré et nous sommes en attente d'une décision.

Hydro-Québec demande une hausse de son taux de rendement pour le porter à 9,2 % (actuellement le taux gravite autour de 6,3 %) et sollicite l'application d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) qui propose un partage 50-50 des écarts de rendement au-delà d'une zone de non-partage de 1 % chez le Distributeur et de 0,5 % chez le Transporteur. La hausse du taux de rendement demandée par Hydro-Québec a un impact de 2,4 % sur les tarifs de distribution.

L'AQCIE propose un taux de rendement de 7,5 %, avec un partage de 50-50 sur tout excédent, sans aucune zone de non-partage. Si notre proposition était avalisée par la Régie, l'impact à la hausse du taux de rendement sur les tarifs diminuerait de 2,4 % à 1,0 %.

Entente d'intégration éolienne (R-3848-2013)

L'énergie éolienne, que le gouvernement a obligé Hydro-Québec Distribution (HQD) à acquérir à prix d'or, entraîne des besoins d'équilibrage additionnels, en raison de son imprévisibilité. Depuis 2006, ces besoins sont comblés par la partie non-réglémentée d'Hydro-Québec – à prix d'or, aussi – à travers une entente sur l'intégration éolienne (EIÉ). Cette entente regroupe plusieurs services dont certains ne sont pas nécessaires. L'échéance de cette EIÉ, en février 2011, aurait dû permettre à HQD de la remplacer par un autre outil d'équilibrage qui soit moins coûteux. La Régie avait d'ailleurs fait plusieurs commentaires en ce sens. Or, trois ans plus tard, nous sommes toujours pris avec la même EIÉ.

Ce dossier doit définir les caractéristiques des prochains outils d'équilibrage éolien, en remplacement de l'actuelle EIÉ. L'AQCIE y préconise une approche minimaliste, afin de réduire les coûts qui seront ultimement assumés par les consommateurs, alors que HQD demande que les prochains contrats aient essentiellement les mêmes caractéristiques que l'EIÉ actuelle. À cette fin, HQD s'appuie notamment sur certaines dispositions des décrets gouvernementaux à l'origine des achats d'énergie éolienne. Or, de l'avis de l'AQCIE, non seulement ces dispositions n'appuient-elles pas la thèse de HQD, mais elles sont de toute façon inapplicables puisque le gouvernement n'avait pas le droit, en vertu de la loi, de réglementer en matière d'intégration éolienne. C'est d'ailleurs ce que nous invoquerons lors des audiences de janvier.

Tarif de transport (R-3823-2012)

Les audiences en vue de l'établissement des tarifs de transport pour les années 2013 et 2014 se sont déroulées en novembre dernier. On se souviendra que c'est à la suite d'une requête déposée par l'AQCIE à la fin de 2012 que la Régie a été saisie de la nécessité d'établir des tarifs de transport pour 2013. Il a été décidé de traiter les deux années dans un seul dossier. Les écarts de rendement systématiquement réalisés depuis 2008, ainsi que l'indice d'efficacité jugé trop conservateur, sont au cœur du débat. L'AQCIE propose une série de mesures pour corriger la situation. Leur acceptation entraînerait une diminution d'environ 0,6 % des tarifs de distribution pour l'année 2014.

Tarif de distribution (R-3854-2013)

Hydro-Québec demande une hausse tarifaire de 5,8 % applicable au 1^{er} avril 2014 et se répartissant de la façon suivante : 3,4 % relativement aux approvisionnements et à la croissance de la demande et 2,4 % en regard de la hausse du taux de rendement.

L'AQCIE propose entre autre de procéder à des augmentations tarifaires différenciées afin de refléter, au-delà des indices d'interfinancement, les coûts additionnels imposés par chacune des catégories tarifaires pour desservir l'ensemble des besoins du Québec. La Régie avait accepté ce principe en 2007 et le contexte actuel de l'augmentation de l'électricité patrimoniale qui ne s'applique pas uniformément à toutes les catégories de clients milite en faveur de l'application de ce principe pour l'ensemble des coûts additionnels.

L'AQCIE a aussi exprimé de sérieuses réserves quant au refus du Distributeur de différer de l'énergie non requise pour les années 2012 et 2013, tout comme sur les gains d'efficacité retenus, ce qui se traduirait par une réduction des revenus requis de l'ordre de 86 M\$. ■