

**AVIS DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE SUR LA DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ AUX GRANDS CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS**

**MÉMOIRE
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. FAITS SAILLANTS ET RECOMMANDATION.....	7
3. GRANDS CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ : SITUATION PRÉSENTE ET PERSPECTIVES	11
3.1. Description des clients industriels grandes entreprises	11
3.2. Demande prévue au Plan d'approvisionnement 2005-2014.....	12
3.3. Projets potentiels du secteur des alumineries.....	13
3.4. Observations relatives à la rentabilité des projets	17
4. CONTEXTE DANS LEQUEL LE DISTRIBUTEUR FOURNIT L'ÉLECTRICITÉ AUX MARCHÉS QUÉBÉCOIS	20
4.1. Obligation de desservir.....	20
4.2. Approvisionnement des marchés québécois.....	20
4.3. Distribution d'électricité selon les tarifs et conditions fixés par la Régie ou par le gouvernement.....	23
5. IMPACTS TARIFAIRES DES PROJETS POTENTIELS	26
5.1. Balisage	26
5.2. Impacts tarifaires de nouveaux blocs de charge	28
5.3. Impacts sur l'ensemble de la clientèle du Distributeur	30
6. RECOMMANDATION.....	31

1. INTRODUCTION

1 Le présent mémoire présente les observations d'Hydro-Québec Distribution (le
2 Distributeur) dans le cadre de la consultation publique que tient la Régie de
3 l'énergie sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels.

4 Cette consultation fait suite à la demande que le ministre des Ressources
5 naturelles et de la Faune a faite à la Régie de lui transmettre un avis devant (i)
6 faire le point sur l'encadrement légal et réglementaire applicable aux grands
7 consommateurs industriels d'électricité — et plus particulièrement sur l'obligation
8 de desservir et la limite de 175 MW prévue aux tarifs du Distributeur — et (ii)
9 étudier l'impact pour les consommateurs d'électricité et la société québécoise de
10 fournir d'importantes quantités d'électricité à une même entreprise.

11 Cette demande du Ministre fait écho à la recommandation que la Régie adressait
12 au gouvernement en juin 2004, suite à l'audience publique qu'elle a tenue
13 relativement à la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des
14 approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît. Dans son
15 avis A-2004-01, « *la Régie [recommandait] au gouvernement de prendre en*
16 *compte le peu de ressources disponibles au Québec ainsi que l'impact sur*
17 *l'ensemble de la clientèle québécoise de la fourniture additionnelle, acquise au*
18 *prix du marché, avant d'engager des blocs importants d'énergie auprès de la*
19 *clientèle Grandes entreprises.* » Depuis cet avis, la situation du Distributeur n'a
20 pas sensiblement changé.

21 Pour bien comprendre le cadre dans lequel s'inscrit cette réflexion, il importe,
22 d'une part, de situer l'importance relative des nouveaux blocs éventuels
23 d'électricité, par rapport à la croissance normale que le Distributeur doit satisfaire
24 en vertu de son obligation de desservir et, d'autre part, de définir le contexte
25 juridique et énergétique qui encadre les responsabilités et les actions du
26 Distributeur en matière d'approvisionnements en électricité.

1 Selon les informations que détient le Distributeur, les charges additionnelles
2 potentielles importantes dans le secteur industriel grandes entreprises se
3 retrouvent dans les alumineries. Ces charges additionnelles, d'un total potentiel
4 d'environ 1200 MW et 10 TWh par an, proviendraient :

- 5 • de l'augmentation de l'ampérage des cuves existantes (302 MW) ;
- 6 • de l'augmentation de capacité d'alumineries existantes (675 MW) ;
- 7 • de l'implantation éventuelle d'une nouvelle aluminerie, dont la demande
8 d'alimentation en électricité a été récemment transmise au Distributeur
9 (210 MW).

10 Ces charges potentielles s'ajouteraient aux ventes actuelles et engagées dans
11 cette industrie, lesquelles sont déjà d'environ 2965 MW et 24 TWh par an, soit
12 plus de 12 % des ventes prévues du Distributeur en 2006.

13 **Note au lecteur : Dans tous les tableaux, les sommes peuvent être**
14 **calculées à partir de valeurs non arrondies. Il est possible que les résultats**
15 **soient légèrement différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les**
16 **recalculant à partir des données arrondies présentées dans le document.**

17

2. FAITS SAILLANTS ET RECOMMANDATION

- 1 • Les ventes actuelles et engagées (c'est-à-dire incluant la phase 2
2 d'Aluminerie Alouette) du Distributeur, aux alumineries, s'élèveront à
3 environ 2965 MW et 24 TWh par an, en 2006.
- 4 • Le Distributeur a reçu, de la part des alumineries, des demandes
5 additionnelles totalisant environ 885 MW et 7,5 TWh par an, pour une
6 nouvelle usine, pour la modernisation d'installations existantes et pour des
7 augmentations de capacité à des usines déjà en exploitation. Le
8 Distributeur a, de plus, identifié un potentiel additionnel de 302 MW et de
9 2,6 TWh par an, pour l'optimisation des procédés d'électrolyse par
10 l'augmentation de l'ampérage des cuves, communément appelée
11 « creeping ». Ces augmentations potentielles de charges totalisent donc
12 1187 MW et 10,1 TWh par an, ce qui pourrait représenter une hausse de
13 quelque 42 % des ventes du Distributeur au secteur de l'aluminium.
- 14 • Tout accroissement de la demande industrielle implique le recours à des
15 approvisionnements dont les coûts sont largement supérieurs au revenu
16 tiré du tarif L.
- 17 • L'application du tarif L à de nouveaux blocs d'énergie, pour les grands
18 consommateurs d'électricité, entraînerait des pressions tarifaires
19 annuelles de l'ordre de 33 M\$ par TWh ou 0,4 % par TWh, pour un
20 montant annuel potentiel total de 330 millions de dollars ou 4 %, pour
21 l'ensemble des consommateurs. Si cette hausse était appliquée
22 exclusivement aux clients du tarif L, elle serait de 18,5 %. Ces pressions
23 s'ajoutent à celles découlant de la croissance normale de la demande.
- 24 • Le Distributeur peut légalement refuser de consentir un abonnement pour
25 une puissance qui excède 175 MW.

- 1 • Aucun client d'un secteur autre que l'aluminium primaire n'est près de
2 cette limite de 175 MW.
- 3 • Le Distributeur jugerait donc souhaitable que des règles et des balises
4 soient fixées afin de définir les conditions qui devraient s'appliquer à
5 l'alimentation de charges de plus de 175 MW et qui définiraient, le cas
6 échéant, l'admissibilité de telles charges.

7

8 **VU** les impacts financiers que représente la fourniture d'importantes quantités
9 additionnelles d'électricité aux alumineries et

10 **VU** la nécessité de clarifier les dispositions relatives à l'alimentation de charges
11 importantes,

12 **le Distributeur recommande à la Régie**

13 que des modalités soient ajoutées aux *Tarifs et conditions du Distributeur*, afin
14 d'encadrer l'accès à une consommation industrielle supérieure à 175 MW.

15 Parmi les principales modalités à envisager :

- 16 • la mise en place de modalités tarifaires applicables à l'accroissement des
17 charges excédant 175 MW, reflétant la réalité des nouveaux coûts
18 d'approvisionnement ;

- 1 • la nécessité qu'un avis préalable suffisamment long, le cas échéant, soit
2 donné afin de permettre de bien planifier les approvisionnement requis,
3 afin de ne pas compromettre la sécurité énergétique de l'ensemble de la
4 clientèle québécoise.

3. GRANDS CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ : SITUATION PRÉSENTE ET PERSPECTIVES

3.1. Description des clients industriels grandes entreprises

1 La catégorie des grands consommateurs industriels d'électricité regroupe tous
2 les clients industriels bénéficiant d'un contrat spécial ou abonnés au tarif L,
3 lequel s'applique aux charges supérieures à 5 MW.

4 Le tableau suivant présente un portrait sommaire des grands clients industriels
5 du Distributeur.

6 **Tableau 1**

**GRANDS CLIENTS INDUSTRIELS
2004**

PUISSANCE (MW)	NOMBRE DE CLIENTS	PUISSANCE TOTALE (MW)	PUISSANCE MOYENNE (MW)	ÉNERGIE TOTALE (TWh/an)	FU MOYEN
>175					
Alumineries	5	2500	500	20	97%
Autres	3	840	280	6	88%
100-175	14	1770	126	13	85%
50-100	23	1680	73	11	78%
25-50	16	520	33	3	71%
5-25	108	1200	11	7	67%
TOTAL	169	8510	50	61	82%

Note 1 : Les données relatives à la puissance (MW) et à l'énergie (TWh) sont arrondies et ne constituent pas des données officielles de vente.

Note 2 : Le facteur d'utilisation (FU) des alumineries ne tient pas compte (1) des besoins d'Alcan (qui produit une partie de son électricité) et (2) de la grève à l'Aluminerie de Bécancour.

7
8 Avec une consommation annuelle de quelque 61 TWh, cette clientèle compte
9 pour plus de 36 % des ventes du Distributeur, en sus de l'électricité qu'elle
10 autoproduit. Les alumineries à elles seules comptent pour près du tiers des

1 ventes aux grands clients industriels, et pour environ 12 % des ventes totales du
2 Distributeur en 2004¹.

3 Quant aux trois clients industriels de plus de 175 MW, autres que les
4 alumineries, il s'agit de deux entreprises du secteur mines et métallurgie et d'une
5 du secteur des pâtes et papier. Une de ces trois entreprises bénéficie d'un
6 contrat spécial, les deux autres sont au tarif L. Ces entreprises ont graduellement
7 atteint le plafond de 175 MW dans le cadre de la croissance normale de leurs
8 activités.

9 Il est à noter qu'aucun client de la tranche 100-175 MW n'est près de cette limite
10 de 175 MW et que le Distributeur ne prévoit aucun dépassement de cette limite
11 par les clients actuels, à un horizon prévisible. Ceux-ci bénéficient donc d'une
12 marge de manœuvre significative, pour leur croissance.

3.2. Demande prévue au Plan d'approvisionnement 2005-2014

13 La prévision de la demande présentée au *Plan d'approvisionnement 2005-2014*,
14 fait état d'une croissance totale de 20,8 TWh et de 2915 MW, sur l'horizon 2004-
15 2014², dont 13 TWh et 1220 MW pour le secteur industriel grandes entreprises.
16 Si on fait abstraction de la reprise des activités à Aluminerie de Bécancour
17 (1,8 TWh), la croissance totale prévue est de 11,2 TWh, sur l'horizon du Plan,
18 pour ce secteur de consommation. Cette croissance comprend la mise en
19 exploitation de la phase 2 d'Aluminerie Alouette à Sept-Îles, laquelle représente
20 une charge de 500 MW et des besoins énergétiques de 4,3 TWh par an.

21 L'augmentation prévue de la demande en électricité due à la croissance du
22 secteur industriel grandes entreprises, autre que celui des alumineries, s'élève
23 donc à 720 MW et 6,9 TWh, sur l'horizon 2004-2014 (tableau 4). Cette
24 augmentation découle du développement d'entreprises nombreuses, actives

¹ Selon des ventes totales de 165,9 TWh (Rapport annuel 2004 d'Hydro-Québec).

² R-3550-2004, HQD-2, Document 1, tableau 2.1, p. 18 et tableau 2.4, p. 24.

1 dans plusieurs domaines. Ces industries, qui représentent environ 32 % des
2 ventes du Distributeur, exclusion faite des alumineries (46 TWh sur 145),
3 compteront pour environ 47 % de la croissance des ventes (6,9 TWh sur 14,7)
4 sur l'horizon 2004-2014.

5 L'augmentation totale des ventes sur cet horizon, nette de la reprise des activités
6 à Aluminerie de Bécancour, totalise 19 TWh.

3.3. Projets potentiels du secteur des alumineries

7 Le tableau 2, plus bas, présente un sommaire de l'évaluation que fait le
8 Distributeur des charges additionnelles potentielles, dans le secteur de
9 l'aluminium. Ces charges totalisent près de 1200 MW, pour une consommation
10 énergétique de quelque 10 TWh par an et ne sont aucunement incluses dans le
11 scénario moyen de la prévision de la demande du *Plan d'approvisionnement*
12 *2005-2014*. Tous ces projets potentiels sont toutefois inclus dans le scénario fort
13 de la demande, du *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, sauf celui de la
14 nouvelle aluminerie, récemment porté à la connaissance du Distributeur par son
15 promoteur.

1

Tableau 2

PROJETS POTENTIELS DU SECTEUR DES ALUMINERIES

PROJETS	CHARGE (MW)	ÉNERGIE (TWh/an)
Augmentation de capacité (Deschambault)	500	4,2
Augmentation de capacité (Baie Comeau)	175	1,5
Nouvelle implantation	210	1,8
Optimisation des procédés (1)	113	1,0
Optimisation des procédés (2)	68	0,6
Optimisation des procédés (3)	54	0,5
Optimisation des procédés (4)	67	0,6
TOTAL	1187	10,1

Note : La quantité annuelle d'énergie est estimée en fonction d'un FU de 97 pour cent.

2

3 L'optimisation des procédés dans le secteur de l'aluminium primaire — le
4 «creeping», selon la terminologie de l'industrie — consiste à accroître la capacité
5 de production des installations existantes par l'augmentation du niveau
6 d'ampérage des séries de cuves.

7 Selon les études d'experts, les alumineries québécoises qui utilisaient la
8 technologie AP18 de Pechiney à un niveau de courant initial de 180 kA³ peuvent
9 maintenant utiliser leurs cuves à un niveau pouvant atteindre 210 kA. De même,
10 une deuxième phase de cette amélioration technologique pourrait permettre
11 d'accroître l'ampérage jusqu'à un niveau potentiel de 240 kA. On observe
12 également cette amélioration technologique chez les alumineries québécoises
13 utilisant la technologie AP30 de Pechiney, qui peuvent passer de 300 kA à
14 345 kA.

³ kA = kiloampère = 1000 ampères.

1 Il résulte de ces améliorations technologiques un accroissement de la production
2 d'aluminium de l'ordre de 10 %. En contrepartie, la consommation électrique,
3 pour une même série de cuves, augmente de façon significative. Le Distributeur
4 évalue que l'augmentation de la consommation électrique associée au
5 « creeping » pourrait atteindre 302 MW et 2,6 TWh par an, à courte échéance.
6 Même considérées individuellement, ces charges sont importantes en valeur
7 absolue (de 54 à 113 MW⁴), surtout compte tenu de leur facteur d'utilisation très
8 élevé. Le potentiel est fonction de l'amélioration des procédés existants des
9 alumineries québécoises et des conditions favorables du marché mondial de
10 l'aluminium.

11 Les augmentations de capacité autres que le « creeping » et une éventuelle
12 nouvelle implantation amèneraient, chacune, des augmentations ponctuelles de
13 charges très importantes (de 175 à 500 MW et de 1,5 à 4,2 TWh/an).

14 Il est à noter que les projets des alumineries s'ajoutent à des charges déjà
15 importantes, alimentées en vertu de contrats spéciaux, et à des charges
16 additionnelles de « creeping » déjà réalisé, alimentées en vertu du tarif L. Le
17 Distributeur a en effet soutenu la mise en œuvre d'une première phase de
18 « creeping », en 1997 et en 2001.

⁴ Voir tableau 2.

1 Si on tient compte également de la mise en service, en 2005, de la phase 2
2 d'Aluminerie Alouette, on constate que les alumineries pourraient, à terme,
3 requérir du Distributeur une quantité considérable d'électricité, comme le
4 démontre le tableau suivant⁵ :

5

Tableau 3

ALUMINERIES ALIMENTÉES PAR LE DISTRIBUTEUR

	CHARGE DE BASE (MW)	« CREEPING » (MW)	TOTAL (MW)	ÉNERGIE (TWh/an)
Aluminerie 1	660	27	687	
Aluminerie 2	517	15	532	
Aluminerie 3	395	0	395	
Aluminerie 4	385	37	422	
Aluminerie 5	429	0	429	
Alouette phase 2	500		500	
CHARGES ACTUELLES ET ENGAGÉES	2886	79	2965	24
Augmentation potentielle de capacité (Deschambault)	500		500	4,2
Augmentation potentielle de capacité (Baie Comeau)	175		175	1,5
Nouvelle implantation potentielle	210		210	1,8
Potentiel additionnel de « creeping »		302	302	2,6
CHARGES ADDITIONNELLES POTENTIELLES	885	302	1187	10
CHARGES TOTALES POTENTIELLES			4152	34

6

Note : les charges actuelles de creeping (79 MW) font l'objet de ventes au tarif L.

⁵ Note : il n'y a pas de corrélation entre les numéros des projets du tableau 2 et les numéros des alumineries du tableau 3.

1 Le tableau qui suit décrit la situation de la croissance des ventes du Distributeur,
2 sur l'horizon 2004-2014, s'il devait alimenter ces charges additionnelles.

3 **Tableau 4**

CROISSANCE POTENTIELLE DES VENTES 2004-2014

	ÉNERGIE TWh	PUISSANCE MW
Croissance des ventes totales au Plan (nette de la reprise chez ABI) (1)	19,0	2915
Dont ventes secteur industriel grandes entreprises (2) = (3)+(4)	11,2	1220
Aluminerie Alouette phase 2 (3)	4,3	500
Autres projets industriels (4)	6,9	720
Projets potentiels du secteur des alumineries (tableau 2) (5)	10,1	1187
Croissance potentielle du secteur des alumineries (6) = (3)+(5)	14,4	1687
Croissance potentielle totale (7) = (1)+(5)	29,1	4102
Part potentielle du secteur des alumineries 2004-2014 (8) = (6)/(7)	49%	41%

5 La croissance nette totale des ventes du Distributeur passerait donc de 19 TWh
6 (ligne 1) à 29,1 TWh (ligne 7). En additionnant la charge relative à la phase 2
7 d'Aluminerie Alouette aux projets potentiels décrits plus haut, on constate que la
8 croissance potentielle de la demande en électricité des alumineries pourrait
9 représenter environ 1687 MW et 14,4 TWh, sur l'horizon 2004-2014 (ligne 6).
10 Ainsi, les alumineries, qui comptent pour 10,4 % de la demande en 2004,
11 pourraient être responsables de quelque 49 % de la croissance des besoins en
12 énergie et de quelque 41 % de la croissance des besoins en puissance (ligne 8),
13 sur l'horizon du Plan.

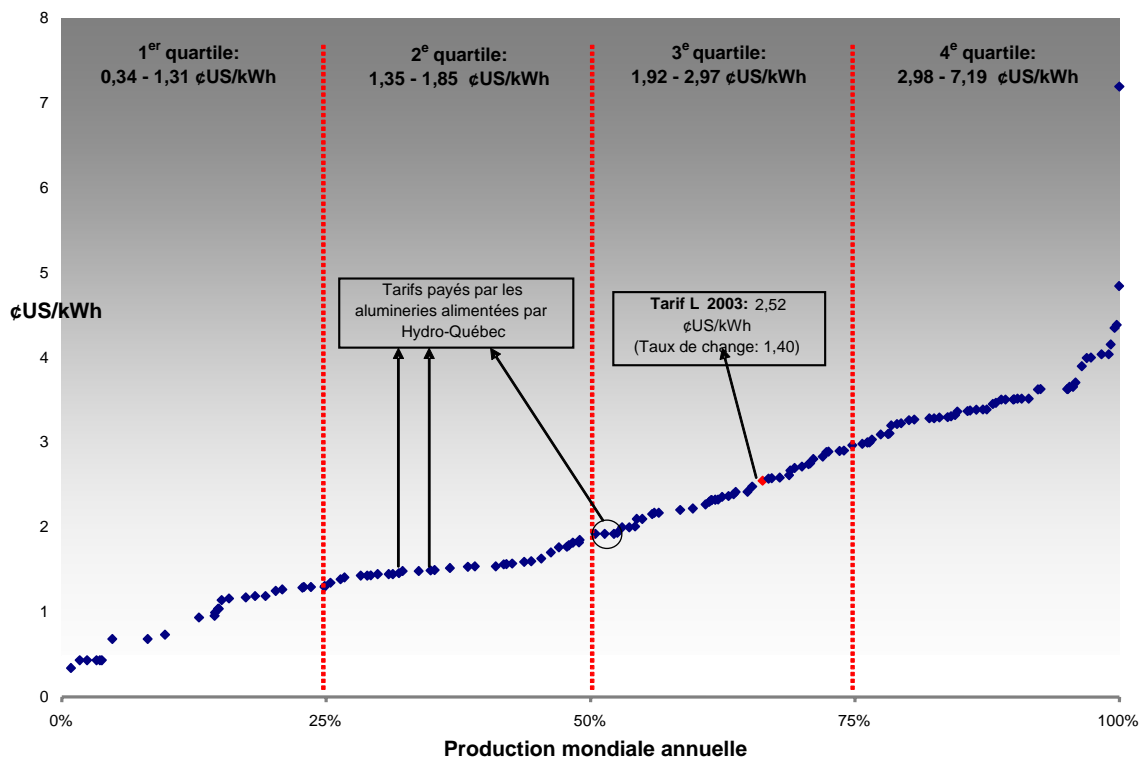
3.4. Observations relatives à la rentabilité des projets

3.4.1. Tarifs consentis aux alumineries québécoises

14 Comme le démontre le graphique suivant, basé sur des données de 2003, les
15 tarifs spéciaux dont bénéficient les alumineries québécoises se situent
16 avantageusement par rapport à ceux consentis aux alumineries partout dans le
17 monde, et sont inférieurs au tarif L régulier. En 2003, environ 48 % de
18 l'aluminium mondial a été produit avec de l'électricité vendue à des prix

1 supérieurs aux tarifs des contrats spéciaux alors en vigueur, soit environ
2 13 360 000 tonnes, ce qui représente 56 fois la production annuelle d'une
3 aluminerie de la taille de la phase 1 d'Aluminerie Alouette.

4 Le tarif L, quant à lui, se situe au troisième quartile. Au taux de change actuel, il
5 se situe autour de 2,89 ¢US/kWh.



6

7 Source : CRU, 2004, selon des données de 2003.

3.4.2. Rentabilité du « creeping »

8 Le faible niveau d'investissement nécessaire à un projet d'optimisation des
9 procédés (« creeping ») explique son intérêt pour les alumineries. Alors qu'une
10 nouvelle implantation nécessite un investissement de l'ordre de 4000 \$US par
11 tonne de production (3000 \$US par tonne pour un projet d'expansion), un projet
12 d'optimisation ne nécessite que des investissements de l'ordre de 500 à
13 1000 \$US par tonne. Un tel projet peut alors se rentabiliser à des prix de

1 l'électricité significativement plus élevés que pour des nouvelles implantations ou
2 des expansions.

3 Ainsi, l'analyse économique produite comme Annexe 1 au présent mémoire
4 démontre que le «creeping» est très rentable pour les alumineries, au tarif de
5 grande puissance (tarif L).

6 Selon des scénarios réalistes de prix de l'aluminium, cette activité serait très
7 rentable avec l'électricité vendue au prix du marché. Les données récentes du
8 cours de l'aluminium indiquent une remontée du prix de ce métal. Ainsi, le prix de
9 l'aluminium selon la revue *Metals Week* a été de 1851 \$US par tonne en 2004,
10 alors qu'il se situe autour de 2050 \$US par tonne pour les trois premiers mois de
11 2005. À ce niveau du cours de l'aluminium, il appert que le «creeping »
12 permettrait un rendement très élevé pour les alumineries, même à un prix de
13 l'électricité reflétant les conditions du marché.

14 À titre indicatif, la rentabilité du « creeping » a été analysée sur la base de deux
15 scénarios de coût d'investissement (500 et 1000 \$US par tonne) et de deux
16 scénarios de prix de l'aluminium (1600 et 1800 \$US par tonne). Les résultats
17 indiquent des marges bénéficiaires pour les alumineries variant entre 172 \$US
18 par tonne et 747 \$US par tonne, selon que l'électricité est vendue à un prix
19 reflétant les conditions du marché ou au tarif L. Le rendement sur les fonds
20 propres, pour tous les scénarios analysés, est supérieur à 57 %.

4. CONTEXTE DANS LEQUEL LE DISTRIBUTEUR FOURNIT L'ÉLECTRICITÉ AUX MARCHÉS QUÉBÉCOIS

4.1. Obligation de desservir

1 L'article 62 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶ confère au Distributeur un droit
2 exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à
3 l'exception des territoires desservis par des réseaux municipaux ou privés et par
4 la Coopérative d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville.

5 Il découle de ce droit exclusif que le Distributeur et les réseaux municipaux ont
6 l'obligation, en vertu de l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, de
7 distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où
8 s'exerce leur droit exclusif.

9 Cette obligation est encadrée et doit être interprétée en tenant compte de
10 l'ensemble des dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et des autres
11 obligations que cette loi et la *Loi sur Hydro-Québec* imposent.

4.2. Approvisionnement des marchés québécois

4.2.1. Plan d'approvisionnement du Distributeur

12 L'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* exige du Distributeur qu'il présente
13 à la Régie, pour approbation, un plan d'approvisionnement tous les trois (3) ans,
14 sur un horizon de dix (10) ans.

15 Ce plan doit notamment décrire les caractéristiques des contrats qu'il entend
16 conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois et tenir compte des
17 risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun
18 des titulaires.

⁶. L.R.Q., c. R-6.01.

1 De plus, en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*
2 *d'approvisionnement*, adopté par la Régie et approuvé par le gouvernement
3 (décret 925-2001 du 9 août 2001), le Distributeur doit produire à la Régie le 1^{er}
4 novembre de la première et de la seconde années suivant celle du dépôt du
5 plan, un état d'avancement de ce plan faisant état des résultats atteints et de la
6 suffisance des approvisionnements existants et additionnels décrits au plan.

7 Enfin, au plus tard 30 jours après tout événement majeur qui perturbe ses
8 approvisionnements, le Distributeur doit présenter à la Régie, pour approbation,
9 un plan d'approvisionnement décrivant la nature de l'événement, les moyens mis
10 en place ou prévus pour y remédier et les risques associés.

11 Ainsi, bien qu'il puisse et qu'il doive ajuster ses stratégies d'approvisionnement
12 aux variations des besoins à satisfaire, le Distributeur doit respecter le plan
13 approuvé par la Régie et se conformer aux dispositions qui y sont énoncées.

14 Le plan produit par le Distributeur tient compte de son obligation de desservir.
15 Cependant, à l'inverse, cette obligation est nécessairement qualifiée par les
16 dispositions décrites ci-dessus qui imposent au Distributeur une façon de faire
17 dont il ne peut légalement s'écarter.

4.2.2. Électricité patrimoniale

18 L'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*⁷ impose à Hydro-Québec (la « Société »)
19 d'assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la *Loi*
20 *sur la Régie de l'énergie*, les caractéristiques de cet approvisionnement étant
21 fixées par le gouvernement.

22 L'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* définit le volume de
23 consommation patrimoniale annuelle (165 TWh) et le coût de fourniture de
24 l'électricité patrimoniale (2,79¢ le kilowattheure).

⁷. L.R.Q., c. H-5.

4.2.3. Approvisionnements autres que l'électricité patrimoniale

1 Pour tous les besoins des marchés québécois qui excèdent le volume
2 d'électricité patrimoniale, le Distributeur doit, selon l'article 74.1 de la *Loi sur la*
3 *Régie de l'énergie*, avoir recours à des appels d'offres selon une procédure
4 approuvée par la Régie de l'énergie et qui doit :

- 5 • permettre la participation de tout fournisseur intéressé ;
- 6 • assurer un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement ;
- 7 • favoriser l'octroi sur la base du prix le plus bas pour la quantité et les
8 conditions demandées en tenant compte du coût de transport applicable.

9 Les contrats résultant de ces appels d'offres sont soumis à l'approbation de la
10 Régie dans les cas et aux conditions qu'elle détermine et seuls peuvent être
11 dispensés d'appel d'offres par la Régie les contrats de court terme ou les cas
12 d'urgence des besoins à satisfaire.

13 Dans son *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, le Distributeur considère comme
14 souhaitable l'application d'un délai de 66 mois pour ses appels d'offres, bien
15 qu'un délai de 48 mois pourrait être acceptable dans certaines circonstances⁸.

16 À défaut d'un avis préalable suffisant pour réaliser un appel d'offres en vue de
17 l'attribution de contrats de long terme, les approvisionnements additionnels
18 doivent être acquis sur les marchés de court terme pendant un certain nombre
19 d'années. À cet égard, les projets du secteur des alumineries pourraient obliger
20 le Distributeur à acquérir d'importants approvisionnements en base sur les
21 marchés de court terme.

⁸ R-3550-2004, HQD-5, Document 1.1. ;

4.3. Distribution d'électricité selon les tarifs et conditions fixés par la Régie ou par le gouvernement

1 L'article 53 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* établit que le Distributeur « *ne peut*
2 *convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions*
3 *autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement.* »

4 De plus, l'article 164 de cette même loi a déterminé que les « *règlements et les*
5 *contrats pris en vertu de l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre*
6 *H-5) avant le 2 mai 1998 conservent leur effet jusqu'à leur abrogation, leur*
7 *modification ou leur remplacement par un règlement, contrat, décision ou*
8 *ordonnance pris en vertu de la présente loi.* »

9 Le *Texte des tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur depuis le 1^{er} avril
10 2005, a été approuvé par la décision D-2005-48 de la Régie. Ce document
11 comprend l'article 307⁹ qui établit que :

12 « *En vertu du présent texte des tarifs, le distributeur n'est pas tenu de consentir*
13 *un abonnement pour une puissance souscrite supérieure à 175 000 kilowatts.* »

14 Le *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et*
15 *les conditions de leur application*, approuvé par le gouvernement et en vigueur le
16 1^{er} mai 1998, contenait, à l'article 306, une disposition identique. Cette limite se
17 retrouve historiquement depuis le *Règlement numéro 163*, approuvé par le
18 décret 3667-74 du 16 octobre 1974, en vigueur le 1^{er} janvier 1975, et était alors
19 fixée à 150 000 kilowatts. Dans son « *Mémoire sur la hausse des tarifs présenté*
20 *par la Commission hydroélectrique de Québec au ministre des Richesses*
21 *naturelles* » le 18 septembre 1974 et visant l'approbation du *Règlement*
22 *numéro 163*, Hydro-Québec expliquait ainsi la limite imposée :

⁹ Les dispositions de l'article 307 sont au même effet que celles de l'ancien article 303, en vigueur le 1^{er} avril 2004.

1 « L'application du règlement est restreinte aux contrats dont la puissance
2 disponible est limitée à 150,000 kilowatts. Lorsqu'un contrat excédera cette
3 limite, il sera sujet à une approbation individuelle par arrêté-en-conseil. Cette
4 restriction s'impose afin que l'Hydro-Québec ne soit pas tenue de fournir des
5 quantités illimitées de puissance aux prix et conditions établis par le règlement.
6 Au-delà de cette limite, il est préférable de traiter chaque cas individuellement
7 afin de tenir compte des retombées économiques pour la Province d'une
8 nouvelle implantation. »

9 Jusqu'en 1986, cette limite était contenue à la définition de la puissance
10 disponible, soit :

11 « **puissance disponible** » : une puissance fixée par contrat écrit, que le client
12 ne peut dépasser sans avoir préalablement obtenu l'autorisation du distributeur,
13 et qui ne peut excéder 150 000 kilovoltampères en vertu du présent
14 règlement. »

15 En 1987, le *Règlement numéro 429*, approuvé par le décret 478-87 du 23 mars
16 1987, en vigueur le 1^{er} mai 1987, définit la puissance souscrite comme suit :

17 « **puissance souscrite** » la puissance minimale fixée en vertu d'un
18 abonnement, pour laquelle le client est tenu de payer et qui ne peut excéder
19 175 000 kilowatts en vertu du présent règlement. »

20 Cette disposition est par la suite répétée dans les règlements tarifaires suivants,
21 dont notamment le *Règlement numéro 499*, approuvé par le décret 489-90 du 11
22 avril 1990, en vigueur le 1^{er} mai 1990, et est remplacée le 1^{er} mai 1992 par
23 l'article 222 du *Règlement numéro 569*, approuvé par le décret 526-92 du 8 avril
24 1992. Le second alinéa de cet article se lit comme suit :

25 « En vertu du présent règlement, le distributeur n'est pas tenu de consentir un
26 abonnement pour une puissance souscrite supérieure à 175 000 kilowatts. »

27 Cette disposition visait à donner plus de souplesse au Distributeur qui n'était pas
28 « tenu de consentir » un abonnement, mais pouvait vraisemblablement le faire

1 et, selon son interprétation, ainsi « *éviter des contrats particuliers* » fixés par
2 décret du gouvernement.

3 Cette limite établie dans les divers règlements tarifaires du Distributeur existe de
4 manière continue depuis plus de trente (30) ans. Elle a constitué, durant toute
5 cette période, et elle constitue toujours une condition s'appliquant aux
6 abonnements conclus par le Distributeur avec ses clients et qu'il peut légalement
7 invoquer à l'encontre d'une demande de service, malgré l'obligation décrite à
8 l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

9 La présence de cette disposition dans ses règlements tarifaires dénote une
10 volonté constante du Distributeur et du gouvernement, qui approuvait ces
11 règlements tarifaires, de considérer une charge de plus de 175 000 kilowatts
12 comme une catégorie à part, différente, tant par les caractéristiques que par les
13 conditions qui s'y appliquent, des autres catégories de clients à desservir.

14 Il découle de ce qui précède que le Distributeur, en vertu du *Texte des tarifs et*
15 *conditions du Distributeur* actuellement en vigueur, comme en vertu du texte des
16 règlements tarifaires antérieurs, peut légalement refuser de conclure avec un
17 client un abonnement pour une puissance souscrite de 175 000 kilowatts selon
18 les tarifs et conditions en vigueur.

19 Dans ce contexte, le Distributeur jugerait souhaitable que des règles et des
20 balises soient fixées afin de définir les conditions qui devraient s'appliquer à
21 l'alimentation de charges de plus de 175 000 kilowatts et qui définiraient, le cas
22 échéant, l'admissibilité de telles charges.

5. IMPACTS TARIFAIRES DES PROJETS POTENTIELS

5.1. Balisage

1 Le Distributeur a effectué un balisage, auprès de l'ensemble des compagnies
2 canadiennes, concernant les limitations apportées à l'ajout de nouvelles charges
3 par les clients de grande puissance. Au Canada, BC Hydro, en Colombie-
4 Britannique, a imposé des limites à l'ajout de charges majeures.

5 En Alberta, avec un marché ouvert, l'ajout de charges ne nécessite aucun
6 encadrement particulier, puisque les conditions de fourniture applicables à ces
7 nouvelles charges sont celles du marché.

8 Au Manitoba, Manitoba Hydro n'ayant pas reçu de demande pour l'ajout de
9 charges majeures, la question de la mise en place de limites ne s'est pas posée.

10 Deux sociétés fédérales américaines, Bonneville Power Administration (BPA) et
11 Tennessee Valley Authority (TVA), ont également été sondées. Elles présentent
12 la caractéristique d'une demande industrielle significative sur leurs territoires.
13 Jusqu'au milieu des années 1990, BPA fournissait la plupart des besoins en
14 énergie des alumineries situées dans le Nord-Ouest des États-Unis. Suite à une
15 période prolongée de faible hydraulité et à la crise de l'énergie qui a frappé
16 l'Ouest des États-Unis, la plupart des alumineries ont soit fermé, soit réduit leur
17 production. BPA bénéficie maintenant d'un encadrement réglementaire qui balise
18 toute croissance importante de la charge, à partir d'un seuil de 10 MW.

19 Dans le cas de TVA, les tarifs en vigueur limitent l'ajout de charges majeures.

5.1.1. BC Hydro

20 BC Hydro a l'obligation générale de desservir les clients qui en font la demande.
21 Toutefois, afin de protéger sa clientèle contre des hausses importantes de tarifs,
22 elle impose des conditions particulières pour la desserte au tarif régulier d'un

1 abonnement de plus de 150 MVA¹⁰. Ce seuil a été défini et approuvé par la
2 British Columbia Utilities Commission (BCUC) en 1991¹¹.

3 BC Hydro a introduit cette limite en 2002, à l'occasion de la demande de
4 l'aluminerie *Alberni Aluminium Corporation* d'ajouter une charge de 650 MW au
5 tarif régulier de grande puissance. En effet, BC Hydro était prête à accepter cette
6 nouvelle charge, à la condition que le client assume les surcoûts de fourniture et
7 de transport associés à cet ajout.

8 BC Hydro a invoqué devant la BCUC qu'une charge de cette importance ne fait
9 pas partie de la croissance normale des ventes mais contribue à accroître de
10 manière significative les besoins du distributeur, ce qui a comme conséquence le
11 devancement de ses approvisionnements. Ces conséquences se traduisent
12 inévitablement par des impacts tarifaires pour l'ensemble de la clientèle, que BC
13 Hydro a voulu limiter en refusant de traiter cet ajout comme l'ajout d'une charge
14 normale au tarif régulier.

5.1.2. Bonneville Power Administration (BPA)

15 BPA¹² a l'obligation de desservir, sous réserve d'un encadrement réglementaire
16 qui protège sa clientèle contre les effets de forte croissance de la charge d'un
17 grand client industriel. Ainsi, une croissance annuelle de plus de 10 MW, de
18 même que toute croissance subséquente, sont facturées au tarif *New Resources*
19 *Firm Power*¹³.

20 Toute charge additionnelle doit alors demeurer à ce tarif définitivement, même
21 dans l'éventualité où elle serait réduite à un niveau inférieur à 10 MW. Toutefois,
22 si cette réduction de charge est consécutive à l'installation par le client d'une

¹⁰ La capacité installée de BC Hydro est de 12 000 MW (décembre 2004).

¹¹ *Electric Tariff Supplement No. 6 Appendix 1*, approuvé par la BCUC order No. G-4-91

¹² Les capacités installées de BPA totalisent 21 600 MW (décembre 2004).

¹³ Au 31 mars 2005, le coût de la fourniture associé au *New Resources Firm Power* est, en moyenne, de 5,04 ¢US/kWh au lieu de 2,62 ¢US/kWh pour les tarifs de base, et reflète le coût moyen des nouveaux approvisionnements de BPA. À ce coût s'ajoute celui du transport.

1 capacité d'autoproduction utilisant la cogénération ou une source d'énergie
2 renouvelable reconnue (*qualifying renewable resource*), alors cette nouvelle
3 charge peut être transférée à nouveau au tarif de base.

5.2. Impacts tarifaires de nouveaux blocs de charge

4 La présente section illustre l'évaluation de l'impact tarifaire potentiel de l'ajout de
5 nouvelles charges par de grands consommateurs industriels.

6 L'impact tarifaire est évalué en considérant deux cas :

- 7 - l'ajout de charges totalisant 300 MW, et
- 8 - l'ajout de charges totalisant 900 MW.

9 Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- 10 - aucun investissement requis sur le réseau de transport ;
- 11 - un coût de fourniture de 7 ¢/kWh, qui résulte des appels d'offre de long
12 terme¹⁴ ;
- 13 - un prix moyen du tarif L, au 1^{er} avril 2005, de 3,75 ¢/kWh pour une tension
14 d'alimentation de 230 kV et un facteur d'utilisation de 97 %.

¹⁴ Soit 6,5 ¢/kWh plus 7,5% de pertes (D-2004-96, R-3519-2003).

1

Tableau 5

IMPACT FINANCIER				
Ajout de charges	Consommation	Revenus (Tarif L actuel)	Coûts (7 ¢/kWh)	Impact
(MW)	(TWh)	(M\$)	(M\$)	(M\$)
300	2,5	96	178	- 82
900	7,6	287	535	- 248
1 200	10,1	383	713	- 330

2

3 Si tous les projets se concrétisaient, l'impact tarifaire se situerait, à terme, à
4 330 M\$ par an, soit l'équivalent d'une hausse de tarif de 3,9 % pour l'ensemble
5 des consommateurs, soit environ 0,4 % de hausse tarifaire par TWh d'ajout de
6 charges industrielles ou quelque 33 M\$ par an par TWh. Cet impact est
7 évidemment cumulatif et se matérialiserait au fur et à mesure des projets. Ces
8 impacts résultent de l'écart entre, d'une part, les revenus du tarif L et, d'autre
9 part, le coût marginal d'approvisionnement qui est de beaucoup supérieur.

10 Dans le cadre de la demande de modification des tarifs d'électricité pour l'année
11 tarifaire 2005-2006, la Régie a demandé au Distributeur d'élaborer une méthode
12 visant à répartir les coûts des approvisionnements post-patrimoniaux aux
13 consommateurs-utilisateurs de ces blocs d'approvisionnement¹⁵. Ainsi, si cet
14 impact financier devait être assumé par les seuls clients du tarif L, la hausse
15 tarifaire qui leur serait applicable serait de 18,5 %.

16 Cet impact s'ajouterait à celui résultant de la croissance globale des
17 approvisionnements pour alimenter les besoins de 19 TWh pour l'ensemble de la

¹⁵ Décision D-2005-34, p. 133.

1 clientèle du Distributeur (nette de la reprise des activités à Aluminerie de
2 Bécancour), sur l'horizon 2004-2014.

5.3. Impacts sur l'ensemble de la clientèle du Distributeur

3 Tel qu'illustré plus haut, la fourniture additionnelle d'électricité au secteur des
4 alumineries pourrait entraîner des pressions sur les tarifs d'électricité applicables
5 à l'ensemble des consommateurs.

6 À l'impact tarifaire découlant de l'alimentation de ces charges additionnelles, il
7 faut ajouter les répercussions possibles des hausses tarifaires sur le
8 développement des projets des autres secteurs industriels.

9 Comme Hydro-Québec l'a expliqué à la Commission de l'économie et du travail
10 (février 2004), lors de l'examen de son *Plan stratégique 2004-2008*, elle
11 « [recherche], de concert avec les organismes de développement économique, à
12 maximiser la création d'emplois et des investissements par mégawatt
13 additionnel. » Le tableau qu'elle avait alors déposé est produit comme Annexe 2
14 au présent mémoire.

6. RECOMMANDATION

1 Le Distributeur recommande à la Régie que des modalités soient ajoutées aux
2 *Tarifs et conditions du Distributeur*, afin d'encadrer l'accès à une consommation
3 industrielle supérieure à 175 MW.

4 Parmi les principales modalités à envisager :

- 5 • la mise en place de modalités tarifaires applicables à l'accroissement des
6 charges excédant 175 MW, reflétant la réalité des nouveaux coûts
7 d'approvisionnement ;
- 8 • la nécessité qu'un avis préalable suffisamment long, le cas échéant, soit
9 donné afin de permettre de bien planifier les approvisionnement requis,
10 afin de ne pas compromettre la sécurité énergétique de l'ensemble de la
11 clientèle québécoise.

ANNEXE 1

Addition marginale de production (Creeping)
Évaluation du rendement sur le Capital autofinancé

Consommation (kWh/t) 14 700

	AU TARIF L (3,75 ¢/kWh)				APPROVISIONNEMENT À 7 ¢/kWh			
	1 600,0	1 600,0	1 800,0	1 800,0	1 600,0	1 600,0	1 800,0	1 800,0
Cours de l'aluminium (\$US/t)								
Investissement (\$US/t)	500,0	1 000,0	500,0	1 000,0	500,0	1 000,0	500,0	1 000,0
Capital emprunté (\$US/t) 70%	350,0	700,0	350,0	700,0	350,0	700,0	350,0	700,0
Frais financier annuels sur 12 ans (\$US/t)	38,9	77,9	38,9	77,9	38,9	77,9	38,9	77,9
Capital autofinancé (\$US/t) 30%	150,0	300,0	150,0	300,0	150,0	300,0	150,0	300,0
Charges financières totales (\$US/t)	38,9	77,9	38,9	77,9	38,9	77,9	38,9	77,9
Coût de l'alumine (% Cours de Al) t alumine / t aluminium	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91	12% 1,91
Coût de l'alumine (\$US/t)	366,7	366,7	412,6	412,6	366,7	366,7	412,6	412,6
Transport alumine (\$US/t)	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Total alumine (\$US/t)	416,7	416,7	462,6	462,6	416,7	416,7	462,6	462,6
Coût des produits carbonés (\$US/t)	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Prix de l'électricité (\$CA/MWh)	37,5	37,5	37,5	37,5	70,0	70,0	70,0	70,0
Taux de change (\$US/\$CA)	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Prix de l'électricité (\$US/MWh)	30,0	30,0	30,0	30,0	56,0	56,0	56,0	56,0
Coût de l'électricité (\$US/t)	441,0	441,0	441,0	441,0	823,2	823,2	823,2	823,2
Coût marginal total (\$US/t)	1 006,7	1 045,6	1 052,5	1 091,4	1 388,9	1 427,8	1 434,7	1 473,6
Rendement sur le Capital autofinancé (\$US/t)	593,3	554,4	747,5	708,6	211,1	172,2	365,3	326,4
Rendement sur le Capital autofinancé (%)	395,6%	184,8%	498,3%	236,2%	140,8%	57,4%	243,5%	108,8%

Source: Aluminium Consulting Services 2004 ACS et Hydro Québec Distribution.

ANNEXE 2

Création d'emplois et investissements Nouvelles implantations

Secteurs choisis	Emplois/MW	M\$ investis/MW
Transformation alimentaire	234	26
Dérivés du silicium	64	19
Bio-technologies	34	20
Transformation Aluminium/Magnésium	34	14
Électronique	12	14
Chimie et plastique	6	22
Aluminium primaire (expansion)	0,7	2,8

Source: Données compilées par la DDI, en collaboration avec IQ, SGF et MI, à partir des cas traités et d'autres études.