



Mémoire

Dans le cadre de la consultation générale
du Gouvernement du Québec sur le projet de loi n° 34
*Loi visant à simplifier le processus d'établissement des
tarifs de distribution d'électricité*

Soumis à la :

Commission parlementaire sur l'agriculture, les
pêcheries, l'énergie et les ressources naturelles
(CAPERN)

Par :

Jean Simard
Président et chef de la direction
Association de l'aluminium du Canada

Le 20 septembre 2019

Table des matières

1. Portrait de l'Association de l'aluminium du Canada	3
2. Motifs d'intervention	4
3. Commentaires sur les dispositions législatives du projet de loi n° 34	5
3.1 Modification du mécanisme de fixation des tarifs de distribution et de fourniture d'électricité	
3.1.1 Mode de fixation des tarifs en vigueur	
3.1.2 Méthodologie de fixation des tarifs proposée dans le projet de loi n° 34	
3.2 Mécanisme d'approbation des programmes commerciaux	
3.3 Élimination du rôle de surveillance de la Régie dans l'approbation des investissements du Distributeur	
4. Impact de la diminution des pouvoirs de la Régie sur la détermination des tarifs d'électricité	13
5. Conclusion	17

1. Portrait de l'Association de l'aluminium du Canada

L'AAC est un organisme à but non lucratif qui a pour mission de représenter l'industrie canadienne de l'aluminium primaire auprès de la population, des utilisateurs, des pouvoirs publics, de même qu'auprès des intervenants clés du monde économique et de l'environnement.

L'AAC regroupe les trois producteurs canadiens d'aluminium de première fusion : Alcoa, Aluminerie Alouette et Rio Tinto Aluminium. **Notre industrie est surtout active au Québec, où se retrouve 90 % de la production canadienne d'aluminium de première fusion.**

L'industrie québécoise de l'aluminium est la quatrième en importance au monde avec une production annuelle de près de 3 millions de tonnes d'aluminium de première fusion. Les installations de production au Canada **soutiennent plus de 8 500 emplois parmi les mieux rémunérés de l'industrie manufacturière.** Autour de cette industrie gravitent par ailleurs plus de 2 500 fournisseurs de biens et services et de transformateurs qui contribuent à leur tour au dynamisme économique du Canada et de ses régions. L'industrie de l'aluminium représente à elle seule environ 8 % des exportations manufacturières québécoises disputant d'une année à l'autre le premier rang des exportateurs québécois avec l'industrie aérospatiale.

2. Motifs d'intervention

Selon le communiqué de presse émis par le gouvernement du Québec le 12 juin 2019¹, le projet de loi n° 34 a comme objectif de simplifier la méthode de tarification de l'électricité ainsi que l'application d'une remise de plus de 500 M\$ aux consommateurs d'électricité dès le début 2020. Toujours selon le communiqué de presse, la proposition du gouvernement aurait pour effet de rendre l'évolution des tarifs d'électricité offerts par Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) plus prévisible, puisque basée sur le taux d'inflation. Comme nous allons en traiter plus en détail à la section 3 du mémoire, l'AAC a certaines réserves quant à l'atteinte de ces objectifs suite à l'application de certaines dispositions qui se trouvent au projet de loi. L'AAC souligne, d'entrée de jeu, que le projet de loi n° 34 affecte peu les membres de l'industrie en ce moment, mais qu'il aura des impacts importants à moyen et long terme. C'est ce que nous tenterons de démontrer au cours des prochaines pages.

De plus, l'AAC est préoccupée par l'impact de ce projet sur le rôle essentiel que joue la Régie pour réglementer le Distributeur. En effet, les modifications proposées auront pour impact de réduire le pouvoir de la Régie de l'énergie (la Régie) quant à la surveillance des activités réglementées du Distributeur. Ce pouvoir de régulation économique est primordial pour assurer un juste contrôle sur une entreprise ayant un pouvoir monopolistique sur l'offre de l'électricité au Québec. Les membres de l'AAC accordent une grande importance à une réglementation indépendante et efficace du monopole de distribution et de fourniture de l'électricité. Le cadre réglementaire en vigueur depuis la création de la Régie en 1997 nous semble tout à fait adéquat pour encadrer les activités réglementées d'Hydro-Québec. Ce cadre réglementaire est par ailleurs comparable à celui de la plupart des autres juridictions nord-américaines.

Finalement, l'AAC accorde une grande importance à la stabilité réglementaire pour assurer la pérennité du développement industriel de ses membres. Les changements proposés dans ce projet de loi sont dans les faits l'un des plus grands changements réglementaires depuis le début de la réglementation du Distributeur par la Régie².

¹ <http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?idArticle=2706126955>

² Premier dossier tarifaire, dossier R-3492-2002 (<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3492-02/index.html>)

3. Commentaires sur les dispositions législatives du projet de loi n° 34

La présente section traitera de certains éléments du projet de loi ayant un impact sur nos membres.

3.1 Modification du mécanisme de fixation des tarifs de distribution et de fourniture d'électricité

3.1.1 Mode de fixation des tarifs en vigueur

Le mode actuel de fixation annuel des tarifs d'électricité du Distributeur est basé sur un principe réglementaire fondamental de la régulation économique des monopoles naturels, soit le principe de causalité des coûts. Ce principe assure une concordance entre les tarifs associés à un service et les coûts pour offrir ce service. En comptabilité réglementaire, les coûts pour offrir le service offert par le Distributeur sont appelés le revenu requis. Le tarif de Distribution est déterminé par le ratio entre le revenu requis et le volume de vente total pour une période donnée. À titre d'exemple, voici les éléments qui composent le calcul du coût unitaire de distribution utilisé pour déterminer les tarifs applicables au 1^{er} avril 2019 :

Calcul du coût unitaire au 1 ^{er} avril 2019 (M\$)	
Achat d'électricité (a)	6 435,70
Service de transport (b)	3 057,00
Coût de distribution (desservir la clientèle) (c)	2 790,80
Revenus requis (\$) (d= a+b+c)	12 283,50
Ventes TWh (e)	173,35
Coût unitaire (\$/MW) (f = (d / e))	70,86
Coût unitaire (¢/kWh) (g=f/10)	7,09

Le coût unitaire moyen de distribution n'est pas un tarif, mais plutôt une représentation du coût moyen de distribution qui lui sera réparti entre les différentes catégories de clients. L'établissement des tarifs dépend des caractéristiques propres à chaque catégorie de clients. À titre d'exemple, les clients industriels directement connectés aux réseaux de transport n'auront pas à payer les coûts de distribution comme c'est le cas pour les clients résidentiels. Cela explique, en partie, pourquoi les clients résidentiels ont un tarif de distribution plus élevé que le coût unitaire moyen du Distributeur et pourquoi les clients industriels ont un tarif de distribution inférieur au coût unitaire moyen.

Les deux principaux facteurs ayant un impact sur le tarif sont les composantes de coûts qui composent le revenu requis et les volumes de vente. À titre d'exemple, pour un volume de vente fixe, toute hausse du revenu requis aura pour impact de faire augmenter les tarifs. Aussi, pour un revenu requis fixe, toute baisse du volume de vente, par exemple la fermeture d'une charge industrielle importante, aura également comme impact une hausse des tarifs.

Pour ce qui est de la composante du revenu requis, près de 50 % de celle-ci est associée aux approvisionnements électriques. L'évolution du coût lié aux achats d'électricité dépend entre autres du choix des sources d'approvisionnements du Distributeur. Dans le portefeuille des contrats d'approvisionnement du Distributeur, une part importante des achats post patrimonial provient de sources d'énergie renouvelable, principalement éolienne, ayant un avantage environnemental certain, mais à un prix plus élevé que d'autres sources d'approvisionnement existantes du Distributeur. Cet impact est dû aux politiques gouvernementales qui favorisent le développement de parcs éoliens entre autres. La mise en service d'un nouvel approvisionnement ayant un prix de l'énergie supérieur au prix moyen des approvisionnements aura un impact à la hausse du revenu requis.

Le deuxième poste de coût en importance composant le revenu requis du Distributeur est le coût d'utilisation du réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur). Ce poste de dépense représente 25 % du revenu requis. Le tarif de transport est également déterminé par la Régie dans un processus réglementaire basé sur le coût de service. Les variations du coût de service du Transporteur observées au cours des dernières années étaient principalement dues à l'évolution des dépenses en immobilisation sur le réseau de transport, par exemple, le coût lié à l'intégration des centrales du complexe Romaine ou la construction de la ligne à haute tension Chamouchouane-bout-de-l'île.

Les autres éléments de coûts représentant 25 % du revenu requis incluent entre autres la masse salariale, les coûts d'opération du Distributeur, le rendement autorisé par la Régie sur la base de tarification.

Les principaux postes de dépenses qui composent le revenu requis ne sont pas directement corrélés avec l'évolution de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation excluant les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif. En effet, les facteurs qui ont influencé les variations des tarifs de Distribution passés étaient principalement liés à l'ajout de nouveaux actifs de production provenant de filière spécifique et d'actif de transport sur le réseau d'Hydro-Québec pouvant répondre, entre autres, à des considérations de fiabilité du réseau. L'ajout ponctuel de ces actifs au fil des dernières années, vu leur ampleur, explique une grande partie des fluctuations dans les hausses tarifaires des dernières années. Cette fluctuation n'a aucune corrélation avec l'évolution des prix des items qui composent le panier de biens et service composant l'indice des prix à la consommation.

3.1.2 Méthodologie de fixation des tarifs proposée dans le projet de loi n° 34

En note explicative du projet de loi, il est mentionné qu'il y aura un gel tarifaire pour l'année 2020, soit l'application des tarifs en vigueur depuis le 1^{er} avril 2019 pour la période du 1^{er} avril 2020 au 31 mars 2021. Il y a également une mention d'une obligation de la part d'Hydro-Québec à accorder, avant le 1^{er} avril 2020, un rabais sur les tarifs auxquels l'électricité est distribuée. Le projet de loi ne spécifie toutefois pas le montant du rabais.

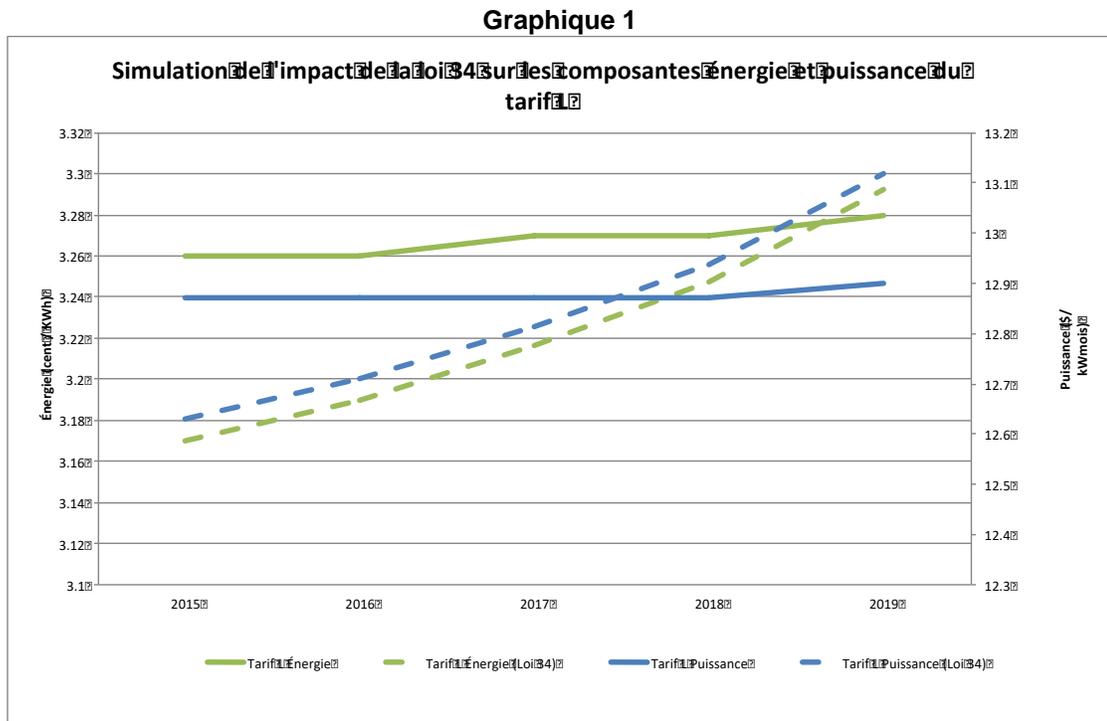
À l'article 2, il est indiqué que les tarifs applicables au 1^{er} avril 2020 pour les années subséquentes seront indexés selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle ces prix, à l'exception du tarif L, doivent être indexés. L'indexation du tarif L proposée sera indexée au même taux que les autres tarifs multipliés par un facteur de 0.65.

À l'article 8, du projet de loi, il est spécifié qu'il y aura une modification à l'article 48 de la loi sur la Régie de l'énergie. L'objectif de ces modifications est d'exiger que le Distributeur doive demander à la Régie la fixation des tarifs au 1^{er} avril 2025 et par la suite tous les cinq ans. De plus, le projet de loi inclut l'ajout de dispositions à l'effet que, sujet à l'approbation du gouvernement, le Distributeur pourrait demander à la Régie l'approbation de nouveaux tarifs ou de modifications aux tarifs existants avant l'échéance de cinq années. Les déclencheurs d'une telle démarche incluent le cas où les hausses tarifaires déterminées par l'indexation à l'inflation ne sont pas suffisantes pour couvrir les coûts d'opération du Distributeur. Les consommateurs ne sont donc pas assurés d'avoir des hausses tarifaires plafonnées à l'inflation.

Les dispositions qui se trouvent aux articles 2 et 8 du projet de loi assurent que le Distributeur obtiendra un taux de croissance des tarifs planchers équivalant au taux d'inflation. Les taux de croissance des tarifs seront indexés à l'inflation toutes les années ou le distributeur sera en mesure de couvrir ses coûts incluant un taux de rendement qu'il jugera suffisant. En considérant les volumes de vente stable ou en croissance, toutes les années où le taux de croissance de l'inflation sera supérieur au taux de croissance des coûts de service du Distributeur, la proposition du gouvernement fera en sorte d'augmenter les trop-perçus du Distributeur, ce qui est contraire à un des motifs invoqués par le gouvernement pour justifier ce projet de loi.

À titre illustratif et afin de bien représenter l'impact des modifications proposées dans le projet de loi, nous avons fait une simulation des changements proposés à l'article 2 en appliquant un gel tarifaire en 2015, c'est-à-dire une application des tarifs de 2014 pour l'année 2015. Par la suite, nous avons appliqué une indexation en appliquant un facteur de 0.65 au taux d'inflation aux composantes énergie et puissance du tarif L en vigueur le 1^{er} avril 2015 pour l'établissement du tarif L en vigueur le 1^{er} avril 2016 et ainsi de suite pour les années 2017 à 2019.

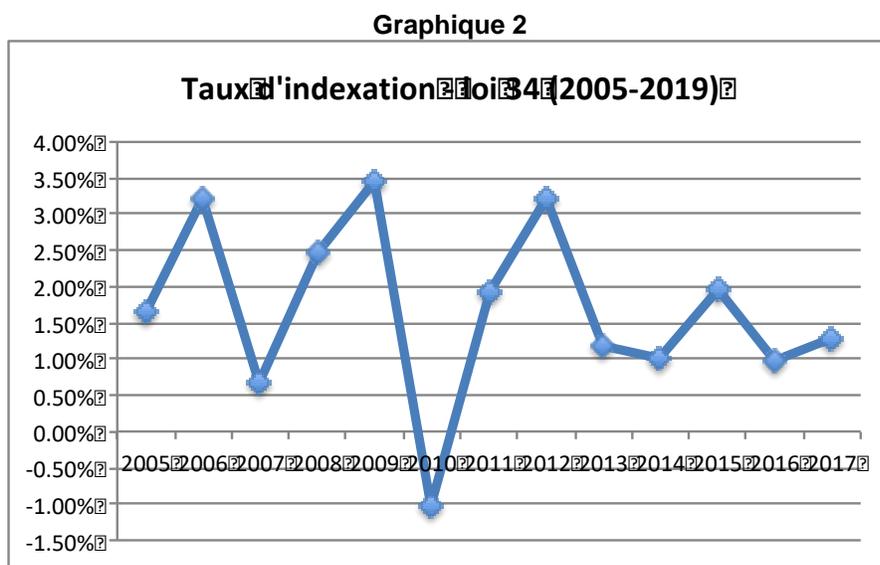
Le graphique ci-dessous illustre l'évolution des tarifs simulés avec les tarifs L historiques :



Sources: Hydro-Québec, Statistique Canada

Nous constatons à la lecture du graphique ci-dessous que malgré un gel tarifaire en 2015, les composantes du tarif L simulé en appliquant les dispositions de la loi n° 34 (incluant l'application d'un facteur de 0.65 à l'indice des prix à la consommation) auraient connu un taux de croissance nettement plus élevé que les taux de croissance approuvés par la Régie.

Un des motifs invoqués par le gouvernement pour justifier l'indexation des tarifs d'électricité au taux d'inflation est la prévisibilité pour les clients du Distributeur. À cet effet, vous trouverez au graphique 2 ci-dessous, une représentation graphique de l'évolution historique de l'indice des prix à la consommation spécifié à l'article 2 du projet de loi³ :



Source: Statistique Canada

À la lecture du graphique 2, il s'avère qu'il existe une grande fluctuation dans l'évolution historique du taux d'indexation proposé à l'article 2 du projet de loi. Contrairement aux déterminants principaux qui composent le revenu requis du Distributeur, l'évolution des prix des biens et services qui composent l'indice des prix à la consommation est difficile à prévoir. À titre d'exemple, une sécheresse en Californie affectant le prix des fruits et légumes peut avoir un impact à la hausse sur cet indice. Des chocs géopolitiques difficilement prévisibles peuvent également avoir un impact significatif sur l'indice des prix à la consommation.

Toutefois, la mise en service d'actif de production d'électricité ou la mise en service d'actifs de transport comme une ligne à 735 kV sont grandement prévisibles. Compte tenu de ce qui précède, nous sommes d'avis que la tarification au coût de service présentement en vigueur offre une plus grande prévisibilité que la méthodologie proposée dans le projet de loi.

³ L'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et le cannabis récréatif, pour la période de 12 mois qui se termine le 30 septembre de l'année qui précède celle pour laquelle ces prix doivent être indexés

3.2 Mécanisme d’approbation des programmes commerciaux

À l’article 11 du projet de loi, il est mentionné que l’approbation des programmes commerciaux du Distributeur sera dorénavant exclue du débat public devant la Régie. La mise en place des programmes commerciaux a un impact direct sur le revenu requis du Distributeur puisqu’ils ont un impact sur les coûts et les revenus du Distributeur. Les débats publics devant la Régie permettent aux entités visées par les programmes proposés d’intervenir et de faire valoir leur point de vue avant leur mise en place. La Régie peut ainsi arbitrer entre les intérêts des entités concernées et ceux du Distributeur.

Le débat public permet aussi à la Régie, une entité indépendante et compétente, de statuer sur la rentabilité des programmes commerciaux ce qui a un impact direct. Il y a aussi un questionnement sur l’inclusion des coûts associés à ces programmes au revenu requis du Distributeur par la Régie pour la détermination des tarifs au 1^{er} avril 2025 qui se fera dans un dossier tarifaire. Est-ce que la Régie aura juridiction pour décider de l’inclusion ou non de ces coûts au revenu requis?

3.3 Élimination du rôle de surveillance de la Régie dans l’approbation des investissements du Distributeur.

Les investissements du Distributeur représentent une portion importante de la base de tarification. À titre illustratif, les besoins en investissements du Distributeur totalisaient 825 M\$ en 2019. Dans le cadre réglementaire actuel, la Régie a le mandat et la compétence pour s’assurer que les investissements soient justes et raisonnables, et ce en amont du processus décisionnel. L’objectif de ce processus est d’éviter une surcapitalisation qui résultera nécessairement en une hausse tarifaire.

À titre d’exemple, la Régie a récemment refusé un projet d’investissement pour la construction d’un poste satellite d’une valeur de 61 M\$, demandé par Hydro-Québec⁴. Cette décision s’explique, entre autres, par l’impact tarifaire qu’aurait eu l’ajout des coûts liés à ce projet, jugé non nécessaire par la Régie, à la base de tarification. Il faut toutefois noter qu’Hydro-Québec a demandé à la Régie une révision de cette décision. Le dossier de révision est présentement en cours. Cet exemple montre le rôle essentiel de la Régie pour valider les projets d’investissement avant qu’ils soient incorporés dans la base de tarification au moment de leur mise en service dans le dossier tarifaire de l’année correspondante.

Toutefois, avec un dossier tarifaire aux cinq ans où la Régie aura à déterminer un taux de rendement sur la base de tarification qui inclut les investissements, le Distributeur aura un fort incitatif à surinvestir, afin d’augmenter sa base de tarification et ainsi augmenter ses revenus. Une surcapitalisation résulte en une mauvaise allocation des ressources qui est contraire à l’intérêt public.

Comme nous le verrons à la section suivante, les impacts négatifs du surinvestissement de la part des entreprises monopolistiques sont la raison première qui a porté plusieurs juridictions en Occident, incluant le Québec, à la restructuration des secteurs énergétiques à la fin des années 90 et début 2000.

⁴ Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Le Corbusier (Dossier R :4063-2018), Décision D-2019-090

3.4 Inefficience de la Loi sur la Régie de l'énergie

À la lumière des objectifs d'efficience recherchés par le projet de loi, l'AAC aimerait porter à l'attention de la commission une situation problématique vécue par un de ses membres, Rio Tinto Alcan (RTA), suite à l'adoption sous le bâillon en 2006 d'amendements à la Loi sur la Régie de l'énergie, relativement à 1) l'application de normes de fiabilité à une corporation dont la mission centrale est la production d'aluminium (voir le Chapitre VI.I, Section I de la Loi) et 2) la création du statut de transporteur auxiliaire et de transporteur accessible (Chapitre VI.I, Section II)

RTA exploite un réseau de transport à haute tension au Saguenay–Lac-St-Jean pour desservir ses activités industrielles de production. Ce réseau privé est également interconnecté au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) pour alimenter certains clients d'Hydro-Québec Distribution faisant partie de la charge locale du Québec. RTA offre depuis des décennies un service de transport d'électricité efficace et fiable à HQT (et ont convenu à cet effet des ententes de gré à gré), dans un esprit de partenariat d'affaires avec un comité d'exploitation conjoint pour gérer les enjeux de transport et de fiabilité dans un esprit de saine collaboration.

Normes de fiabilité (Chapitre VI.I, Section I)

Le premier enjeu provient de l'imposition du statut de transporteur auxiliaire et de la nomination d'HQT à titre de coordonnateur de la fiabilité par la Régie pour assurer la fiabilité aux interconnexions avec les provinces et les états voisins. Avec la menace d'imposer des pénalités pouvant aller jusqu'à 500 000 \$ par jour, la loi a importé des États-Unis un régime juridique qui est complètement étranger au droit québécois et qui en dénature ses caractéristiques. Ce régime policier mis en place par la loi a imposé du jour au lendemain l'application de plus de 100 normes de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) aux activités de RTA, et ce malgré l'excellente feuille de route opérationnelle de RTA en regard du transport d'électricité pour ses propres besoins et ceux d'Hydro-Québec. Cette imposition nécessite des obligations d'investissements considérables (plus de 12 millions \$) en équipements à non-valeur ajoutée et de frais de vigie réglementaires et de défenses d'intérêts considérables suite à la multiplication d'interventions agressives par HQT devant la Régie (6 millions \$). Or, il n'existe aucun historique de coupure de service significative de la part de RTA justifiant l'imposition de telles normes sévères et d'un régime de responsabilité punitif qui ne correspond pas au régime de responsabilité québécois. De plus, ce système semble ignorer que la raison d'être du réseau de transport d'électricité de RTA est l'alimentation de ses propres usines.

Compte tenu des sommes astronomiques associées à toute interruption de courant à ses alumineries, RTA a tout intérêt à disposer d'un réseau d'une fiabilité exemplaire, et c'est dans ce sens qu'elle a toujours opéré, entretenu et investi dans ses infrastructures de transport. À cet effet, RTA n'a nullement besoin de normes qui ne correspondent pas à la réalité de sa situation et qui s'avèrent tout à fait inutiles, en plus de générer des coûts élevés pour leur gestion, pas seulement pour RTA, mais aussi pour HQT et la Régie qui doit trancher à répétition sur les multiples requêtes générées par ce système. Au surplus, nous croyons fermement que ce régime n'apporte aucune valeur ajoutée au final pour HQT et ses clients.

Afin de réinstaurer un régime domestique consensuel axé vers l'amélioration continue, nous suggérons les amendements suivants au projet de loi de façon à ce que l'article 85.14 de la Loi sur la Régie de l'énergie soit amendé pour ajouter le texte suivant à la fin du libellé actuel : « Sont exclus de l'application de la présente section les propriétaires d'installation à vocation industrielle, à savoir toute entité dont les installations de production d'électricité sont presque exclusivement utilisées pour alimenter les charges industrielles appartenant à cette même entité ».

Contrat de service de transport d'électricité – notion de « transporteur d'électricité et de transporteur accessible » (Chapitre VI.I, Section II)

Le second enjeu fait suite à l'étendu de la juridiction de la Régie aux contrats de service de transport d'électricité des transporteurs auxiliaires, uniquement quatre entités au Québec, dont deux sont les propriétés directe ou indirecte d'HQ (Cedar Rapids et Manicouagan), ainsi qu'Énergie Électrique Lièvre (Evolugen) et RTA, alors qu'elles ont toujours fourni un service de qualité sous des conditions raisonnables.

La première version du contrat de service a nécessité plus de 8 ans de négociations avant d'être approuvée par la Régie suite à d'importantes concessions financières de la part de RTA. Les parties ont été incapables par la suite de s'entendre sur son renouvellement et le dossier est maintenant en litige devant la Régie depuis 4 ans, à la demande de HQT. En s'immisçant dans la relation commerciale entre HQT et RTA, cette juridiction de la Régie occasionne des dépenses considérables pour RTA pour défendre ses intérêts, ce qui contribue à hausser son risque d'affaires dans un contexte de compétitivité mondiale accrue dans le secteur de l'aluminium, en plus d'engendrer peu de bénéfice pour la population du Québec. Aussi, au lieu de rapprocher les parties et les amener à une entente négociée dans des délais opportuns, cette situation fait en sorte que les parties finissent toujours à s'en remettre à la Régie pour trancher sur des aspects contractuels, amenant de longs délais et une approche de confrontation qui dessert l'intérêt des parties et des contribuables québécois. Nous croyons qu'il ne revient pas à la Régie de jouer ce rôle.

Cette juridiction octroyée à la Régie a contribué à créer un important déséquilibre dans les rapports de force entre les parties en permettant à HQT d'imposer à RTA de rendre le service de transport sur son réseau comme une extension du sien. RTA devrait pouvoir négocier une telle entente d'égal à égal, être traité équitablement avec une garantie de remboursement de ses investissements et des coûts d'opération de son réseau pour desservir les clients de HQT.

Pour corriger cette situation, nous suggérons l'abrogation de la section II du chapitre VI.1 sur le Contrat de service de transport de la Loi sur la Régie.

4. Impact de la diminution des pouvoirs de la Régie sur la détermination des tarifs d'électricité

À notre avis, le projet de loi n° 34 aura comme impact de réduire significativement le pouvoir de la Régie de l'énergie. En soustrayant de l'autorité de la Régie la fixation des tarifs pour des périodes de quatre années, ainsi que pour l'approbation des investissements et des programmes commerciaux, le gouvernement permet au monopole de distribution et de fourniture d'électricité d'exercer sa dominance de marché auprès de sa clientèle. Le projet de loi limite le droit du public à un mécanisme de détermination des tarifs qui garantit la transparence et la participation de celui-ci. Ce rôle de régulateur indépendant est d'autant plus important au Québec, car le Distributeur a pour seul actionnaire le gouvernement du Québec.

Le modèle réglementaire mis en place au Québec est similaire à ceux des autres juridictions nord-américaines incluant les autres provinces canadiennes. En effet, bien qu'il existe des différences quant aux structures de marché de l'électricité d'une juridiction à l'autre, l'ensemble de celle-ci réglemente les services publics d'entreprise monopolistiques de la même manière, soit par des mécanismes de régulation économique qui donne un accès non discriminatoire aux réseaux de distribution et de transport d'électricité et par une tarification qui respecte les principes de causalité des coûts.

À titre illustratif, voici comment le distributeur d'électricité en Nouvelle-Écosse « Nova Scotia Power » décrit son encadrement réglementaire⁵ :

« Because we are a near monopoly and we operate in the absence of significant competition, we are highly regulated by an independent body, the Nova Scotia Utility and Review Board (UARB), which oversees our operations.

It's been the law since we were privatized in 1992. The purpose of the Board is similar to regulatory bodies in other provinces; they act as a proxy for competition by providing checks and balances to ensure we are operating prudently and spending customers' money – your money – wisely. For example, every expenditure we propose to make over \$250,000 must first be approved by the UARB. Whether we're upgrading a dam at a hydroelectric station, building a wind farm, or even developing office space, the UARB examines the proposal to ensure we're being as cost effective as possible, and that the expenditure itself is in the best interest of customers. We have consistent communications with the Board and regularly submit applications and reports to ensure they have oversight and approval of our activities. For example, in 2011, we filed 224 items with the UARB. As there are 251 workdays in a year, NS Power typically files daily applications to the UARB.

⁵ <https://www.nspower.ca/en/home/about-us/how-we-operate/regulations.aspx>

Under regulation, NS Power has a legal obligation to serve customers in Nova Scotia. That means we must, upon request, provide electricity to customers anywhere in Nova Scotia outside the service areas of the six municipal utilities. In deregulated electricity markets, utilities can choose to provide service to customers only where it's economically efficient to do so. Nova Scotians in remote locations have the same access to service and pay the same rates as customers in downtown Halifax, or those located next door to a power plant.

Electricity rates must be set based on the cost of providing service in Nova Scotia, with the expectation of a reasonable return. Regulation ensures we are operating as we're supposed to, and that any changes in electricity prices reflect the true cost of making and delivering it to Nova Scotians. (nos soulignés) »

Le cadre réglementaire décrit dans l'extrait ci-dessus est similaire au cadre réglementaire présentement en vigueur au Québec. L'application des dispositions du projet de loi n° 34 va à l'encontre des bonnes pratiques en termes de régulation de service de distribution offert par une entreprise ayant un droit de distribution exclusif.

Finalement, le rôle de la Régie comme organisme indépendant de régulation économique des activités réglementées d'Hydro-Québec a d'ailleurs été reconnu par la Federal Energy Regulation Commission (FERC).

En 1996, suite à la restructuration des marchés de l'électricité aux États-Unis, Hydro-Québec a entamé des démarches pour obtenir un permis émis par la FERC pour être en mesure de transiger des produits énergétiques aux États-Unis. En parallèle avec cette démarche, le gouvernement du Québec a passé la loi créant la Régie de l'énergie, afin de répondre aux exigences de réciprocité de la FERC.

Le 12 novembre 1997, la FERC a accordé le permis demandé par Hydro-Québec⁶. Dans sa décision, la FERC mentionne avoir considéré les changements législatifs ayant créé la Régie de l'énergie pour octroyer le permis. Dans une autre décision rendue par le FERC le 9 mai 1997, la FERC reconnaissait d'ailleurs les caractéristiques de la Régie de l'énergie (voir l'extrait suivant⁷),

« H.Q. Energy s March Supplement includes revised transmission tariffs for Hydro-Quebec and its affiliate Cedar Rapids Transmission Company Ltd. (Cedar Rapids). 2/ H.Q. Energy also discusses changes in the Quebec regulatory regime. In legislation entitled An Act respecting the Regie de l'énergie (Regie Act), the Province of Quebec created a new regulatory body, the Regie, with functions, powers and procedures similar to those of this Commission.

Other salient aspects of H.Q. Energy s application, including the transmission tariffs proposed for its transmission owning utility affiliate, its generation market power study and its proposed code of conduct, are described in further detail below. (nos soulignés) »

⁶ FERC Docket number ER97-851-001, Order accepting for filing proposed market-based rates (issued November 12, 1997), page 4

⁷ FERC Docket number ER97-851-001, Order directing further information and analysis on market-based rates (issued May 9, 1997) , page 2

Toujours dans le cadre du processus réglementaire devant la FERC pour l'obtention du permis pour pouvoir transiger aux États-Unis, Hydro-Québec a déposé des commentaires expliquant la portée des pouvoirs de la Régie de l'énergie. L'objectif de cette démonstration était de démontrer à la FERC que la Régie, par son indépendance, pourra assurer un rôle similaire à celui offert par la FERC, afin de garantir la réciprocité pour l'accès au réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie ainsi qu'au marché de gros du Québec par les fournisseurs américains (voir l'extrait ci-dessous⁸) :

a. Determination of the Cost Basis for HQ's Tariff.

The Goodman Aff., at ¶ 10, avers that HQ's transmission price cannot be properly reviewed because "The provincial government is both the sole owner and regulator of HQ." This is simply a misconception. An independent agency, the Régie, rather than the Québec Government, has exclusive jurisdiction to "fix or modify the rates and conditions for the transmission or supply of electric power by Hydro-Québec." (Arts. 31 and 48 of Bill 50) This can be done either by application to the Régie of any interested party or by the Régie on its own initiative. The Supplemental Petition stated that the Tariff, as approved by the Government of Québec, since the Régie was not yet in operation, was cost based using the Commission's methodology, rolling into its cost the cost of all the equipment that is part of its integrated transmission system (Supp. Filing at 8).

⁸ FERC Docket number ER97-851-001, Response of Hydro-Quebec Energy Services (U.S.) Inc. To motion to intervene and protest (filed on April 11, 1997). Page 10

On note que les représentations faites par Hydro-Québec auprès de la FERC indiquent, entre autres, que les tarifs et conditions de l'offre d'électricité seraient sous la juridiction exclusive de la Régie. Il y a une référence spécifique à l'article 48 de la Loi sur la Régie de l'énergie qui fait l'objet de modifications majeures à l'article 8 du projet de loi n° 34. Il est important de mentionner que les représentations faites par Hydro-Québec devant la FERC étaient en réponse à des inquiétudes exposées par différents intervenants du fait que le gouvernement du Québec était l'actionnaire unique d'Hydro-Québec et également responsable de nommer les régisseurs qui composent la Régie.

La création de la Régie en 1997 est directement liée aux besoins de répondre aux exigences de réciprocité de la FERC. Les objectifs qui ont mené à la création d'une Régie de l'énergie indépendante qui appliquait un cadre réglementaire conforme aux meilleures pratiques de l'époque sont toujours d'actualité. De telles exigences sont aussi toujours requises par la FERC.

L'AAC est préoccupé par l'impact que pourrait avoir le projet de loi n° 34 sur le rôle de la Régie et son rôle de régulateur indépendant des divisions réglementées d'Hydro-Québec. Nous sommes d'avis que le cadre réglementaire applicable au Distributeur devrait suivre les meilleures pratiques de l'industrie comme cela était le cas en 1997 au moment où la Régie de l'énergie fut créée. Finalement, la diminution du pouvoir de la Régie dans la détermination des tarifs aura un impact à la hausse sur ceux-ci, ce qui affectera grandement la compétitivité des grands consommateurs.

5. Conclusion

L'AAC accorde une grande importance à un environnement énergétique stable et concurrentiel. En effet, les membres de l'ACC veulent s'assurer que l'offre d'électricité proposée par le Distributeur soit basée sur des principes réglementaires respectant les plus hauts standards de l'industrie, soit l'établissement des tarifs basés sur le coût de services.

La refonte du mode de fixation des tarifs proposée dans le projet de loi n° 34 nous semble être déficiente puisqu'elle résultera en une hausse tarifaire injustifiée et surtout en une perte de pouvoir significative de la Régie qui est chargée de réguler les activités monopolistiques du Distributeur. **L'AAC est convaincue que le Régie doit conserver son plein pouvoir pour la fixation des tarifs d'électricité, afin de s'assurer que ceux-ci soient justes et raisonnables.** D'ailleurs, le projet de loi n° 34 n'atteint pas les objectifs promulgués par le gouvernement, soit le remboursement des trop-perçus et une plus grande prévisibilité de l'évolution des tarifs. En effet, comme démontré dans le présent mémoire, le mécanisme de fixation des tarifs proposé dans le projet de loi n° 34 aura comme impact d'augmenter les trop-perçus au gouvernement et sera, d'ailleurs, beaucoup moins prévisible que le mécanisme de fixation actuel. Finalement, tel que reconnu par la FERC, la Régie se doit de conserver son indépendance pour la fixation des tarifs, et ce, en conformité avec les plus hauts standards de l'industrie.

Pour toutes ces raisons, **nous recommandons de maintenir le mécanisme de fixation des tarifs actuels et de bonifier le rôle de la Régie**, afin de s'assurer qu'elle puisse jouer son rôle de chien de garde face au monopole de distribution d'Hydro-Québec. D'ailleurs, avec la fin des décrets obligeant HQD à acheter de l'énergie superflue, avec la mise en place d'un MRI et d'un MTÉR qui devraient limiter les trop-perçus futurs (et assurer un partage avec la clientèle), et, de manière générale, avec la maturité qu'a acquise le processus de régulation du secteur électrique grâce à vingt ans de dossiers, la Régie est mieux placée qu'elle ne l'a jamais été pour assurer, dans les années à venir, une tarification juste et équitable, à travers un processus transparent et efficace.

Il est de l'intérêt de tous (clients et actionnaires) que les activités réglementées d'Hydro-Québec soient régulées par une Régie neutre et indépendante de toute pression politique.

Subsidiairement au maintien du *statu quo*, le gouvernement pourrait ordonner la tenue de causes tarifaires basées sur le coût de service aux deux ans en alternance pour les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec, en s'assurant par ailleurs que la reddition de comptes annuelle comporte les mêmes éléments d'information que l'on trouve aujourd'hui.

En espérant le tout conforme,

Cordialement.