

Assemblée nationale du Québec

Commission parlementaire de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPER)

Consultations particulières sur le projet de loi n° 34

*Loi visant à simplifier le processus d'établissement
des tarifs de distribution d'électricité*

Mémoire de M. Jean-François Blain
Analyste sénior en réglementation, secteur de l'énergie

Le 20 septembre 2019

TABLE DES MATIÈRES

Présentation	3
Sommaire	4
SECTION 1 : Historique de la réglementation tarifaire 2003-2019	7
Évolution du modèle d'établissement des tarifs	8
Historique des hausses tarifaires	11
Écarts de rendement et comptes d'écart	12
SECTION 2 : Examen des revenus requis	14
Composantes des revenus requis	14
Coûts d'approvisionnement	17
L'évolution des ventes d'électricité	18
Déclin de la demande industrielle	20
SECTION 3 : Analyse prospective des options	22
Établissement des tarifs : PL n° 34 c. Régie de l'énergie	25
SECTION 4 : Revenus de l'État c. revenus des ménages	26
Contribution de HQ aux revenus gouvernementaux	26
Provenance des revenus de l'État	26
Revenus des ménages, logement et électricité	27
Données de l'ISQ	27
Rapport du V.G. de mai 2019	28
Impacts de la réforme des tarifs domestiques	29
Conclusion et recommandations	31
Propositions	32

Présentation

À titre d'analyste et consultant dans le secteur de l'énergie depuis 1996, M. Jean-François Blain a représenté plusieurs intervenants lors des différentes étapes de la mise en place et de l'évolution de la réglementation du secteur de l'électricité au Québec.

Il a aussi participé à plusieurs dossiers relatifs à la réglementation des Distributeurs de gaz naturel et effectué des interventions relatives aux prix des produits pétroliers, aux approvisionnements d'électricité et à l'examen de divers projets de production d'électricité.

Au cours de ces années, M. Blain a conseillé et représenté devant la Régie de l'énergie, devant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), devant des Commissions parlementaires (CET), devant des commissions d'examen (COMEX) et des organismes de réglementation d'autres provinces canadiennes (N-B, N-É) notamment, des groupes et organismes représentant les intérêts de différentes catégories de consommateurs d'électricité (UC, ACEF de l'Outaouais, FCEI, AQCIE, ACEF de Québec) des Syndicats de travailleurs (SNEEA, SPSI, FTQ) et des organismes à vocation environnementale (Fondation Rivières, ROEEÉ, Nature Québec).

M. Blain a également effectué de très nombreuses interventions dans les médias en lien avec différents enjeux du secteur de l'énergie et a collaboré avec différents journalistes spécialisés en économie, droit des consommateurs sur des dossiers liés à l'énergie.

Sommaire

La première section de ce rapport trace l'historique de la réglementation tarifaire mise en place depuis que la Régie de l'énergie exerce ses pouvoirs en matière de fixation des tarifs d'électricité. Elle explique l'évolution du modèle utilisé dans l'établissement des tarifs de distribution d'Hydro-Québec, de l'établissement initial des principes et règles réglementaires jusqu'à l'introduction, encore récente, d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) et de mesures incitatives à l'amélioration de la performance (MRI). Elle présente l'évolution des hausses tarifaires accordées par la Régie de l'énergie de 2003 à 2019, incluant les variations détaillées des différentes composantes du tarif résidentiel (tarif D). Elle explique également en quoi consistent des « trop-perçus » (excédents de rendement), des comptes d'écart et de report (CÉR) afin d'établir clairement la distinction entre leurs rôles respectifs.

La deuxième section de ce rapport propose un examen détaillé de l'évolution des revenus requis d'Hydro-Québec Distribution distinguant les coûts associés à chacune de ses composantes (approvisionnements – transport – distribution), de même que de l'évolution des ventes d'électricité (prévues vs réelles) afin d'illustrer le processus de détermination des taux unitaires (tarifs) requis pour récupérer les revenus jugés justes et raisonnables. Cette section fait ressortir deux problématiques ayant joué un rôle prépondérant entre 2007 et 2019: l'accélération de la croissance des coûts d'approvisionnements et le déclin de la demande d'électricité du secteur industriel.

La troisième section, prospective, consiste en une comparaison des résultats que produiraient respectivement la mise en application du projet de loi n° 34, d'une part, et la poursuite de la fixation annuelle des tarifs d'électricité par la Régie de l'énergie d'autre part. Cette comparaison, basée sur une projection de tous les paramètres de coûts et de revenus (ventes) tenant de toutes les données disponibles, permet de déterminer quelle sera la hausse des revenus requis et des tarifs au cours des 5 prochaines années selon l'une et l'autre des deux options. Elle met également en relief un changement de conjoncture important tant en ce qui concerne la croissance des ventes que la croissance des coûts d'approvisionnement.

La quatrième section aborde la délicate question des arbitrages politiques reliés au rôle de l'État en matière de redistribution de la richesse. Les choix qui sont faits quant à la provenance des revenus nécessaires pour couvrir les dépenses du gouvernement ont des répercussions certaines sur les budgets des ménages. Cette section met en relief des problématiques socio-économiques majeures, susceptibles de s'aggraver rapidement dans un contexte caractérisé, d'une part, par la croissance rapide des coûts de l'immobilier et des coûts du logement et des dépenses énergétiques reliées et, d'autre part, par la vétusté d'une partie importante du parc immobilier, le vieillissement la population et la diminution du nombre moyen de personnes par ménage. Il y est également démontré que la réforme récente des tarifs domestiques d'Hydro-Québec a accentué le désavantage déjà existant des ménages occupant les plus vieilles unités

d'habitation (les moins efficaces), faisant augmenter leur facture d'électricité dans de plus fortes proportions.

Enfin, au terme d'une analyse détaillée et approfondie de l'ensemble des données relatives à la réglementation et à l'établissement des tarifs d'électricité, ce rapport mène aux **conclusions** suivantes :

➤ **Le projet de loi 34 ne règle d'aucune façon les « trop-perçus » des années antérieures :**

la première tranche de 500 M\$ qu'il propose de créditer en 2020 provient du solde actuel des comptes d'écart et de l'écart de rendement qui serait de toute façon remis aux clients en vertu des règles tarifaires en vigueur;

le 1G\$ d'économies additionnelles sur 5 ans qui est allégué ne se concrétisera pas; tout au contraire, la fixation des tarifs par la Régie au cours de cette période conduirait à des hausses des revenus requis inférieures par une marge de 978 M\$ à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du projet de loi n° 34; cela signifie que, même en incluant la remise de 500 M\$ proposée pour 2020, le projet coûterait au minimum 478 M\$ de plus aux consommateurs d'électricité de 2020 à 2025.

➤ Le projet de loi n° 34 se traduirait par l'abandon du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) et du mécanisme de réglementation incitative (MRI) existants et par l'impossibilité de connaître l'évolution de la valeur de la base de tarification ainsi que du rendement réel obtenu par Hydro-Québec;

le projet de loi n° 34 est donc susceptible de générer des trop-perçus (excédents de rendement) additionnels de l'ordre de 478 M\$ au cours des 5 prochaines années, sans que ces « trop-perçus » futurs ne soient soumis à quelque partage avec les clients.

➤ De plus, **le projet de loi n° 34** ne rencontre pas les exigences de transparence, de rigueur, de respect de l'indépendance des institutions et de respect du principe de séparation des pouvoirs; il **créerait une situation** très contre-indiquée et exceptionnelle, **en vertu de laquelle l'actionnaire d'un distributeur monopolistique déciderait arbitrairement du niveau de tarifs mettant en cause ses propres intérêts.**

Diverses **problématiques importantes devant être examinées dans un avenir très rapproché** sont abordées dans le présent rapport, notamment, la nécessité de contrôler la hausse des coûts d'approvisionnements en électricité et celle des coûts du logement et des dépenses énergétiques reliées. D'**autres défis immédiats**, tels que le financement de la transition énergétique dans le secteur des transports et la diversification de l'économie et du développement des régions constituent des enjeux reliés au secteur de l'énergie à l'égard desquels Hydro-Québec a un rôle important à jouer .

Considérant ce qui précède, mes **recommandations** sont les suivantes :

- Retirer le projet de loi n° 34;
- Maintenir les dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie et des autres lois qui seraient modifiées par ce projet de loi;
- S'il s'agit de déployer d'autres options à titre de compensation des clients d'Hydro-Québec pour les trop-perçus encaissés historiquement, prendre en considération les **propositions** énoncées en conclusion du document.

SECTION 1

Historique de la réglementation tarifaire 2003-2019

De la date de sa création (1997) jusqu'en 2003, la Régie de l'énergie (la Régie) a été initialement interpellée pour donner Avis au Gouvernement du Québec (le gouvernement) sur les modalités d'établissement des tarifs de fourniture d'électricité ainsi que sur le développement de la filière éolienne. Elle a également eu à examiner un premier Plan d'approvisionnement (2002-2011) soumis par Hydro-Québec.

L'adoption de la loi 116, en juin 2000, est venue consacrer la séparation fonctionnelle des trois principaux secteurs d'activités d'Hydro-Québec (la production, le transport et la distribution) et, notamment, soustraire les coûts de production d'électricité (les approvisionnements) de l'autorité de la Régie en établissant un volume d'électricité maximal (165 TWh / an) que la division Production d'Hydro-Québec (HQP) doit mettre à la disposition de sa division Distribution (HQD) afin qu'elle s'acquitte de son obligation de fournir l'ensemble des clients québécois. Lorsque les besoins totaux des clients québécois excéderaient le volume d'électricité patrimoniale, ce qui s'est produit à compter de 2007), HQD devrait obtenir ses approvisionnements additionnels requis (post patrimoniaux) par appels d'offres ouverts à la concurrence de tiers producteurs.

La Régie a commencé à exercer ses pouvoirs en matière d'établissement des tarifs à compter de 2003-2004, au terme d'un gel tarifaire de 5 ans (1998-2003). Au cours des premières années, les principes, les règles, de même que les pratiques et modalités de disposition comptables et réglementaires ont été débattues, évaluées et mises en place. De nombreux enjeux relatifs au traitement et à la classification, l'allocation et la répartition des coûts de transport et de distribution ont été examinés et les règles relatives à ces pratiques réglementaires et à la procédure ont été mises en place, graduellement, puis raffinées, parfois reconsidérées, améliorées.

Au terme de plus de 20 années de réglementation des activités de transport et de distribution d'électricité, on peut conclure que la Régie de l'énergie, par l'entremise d'audiences publiques donnant droit de représentation aux divers groupes d'intérêts de la société civile, a abattu un travail colossal, rendant des centaines de décisions exécutoires dans les secteurs du gaz naturel tout autant que de l'électricité et s'est pleinement acquitté de ses responsabilités institutionnelles en exerçant les compétences exclusives qui lui sont attribuées par la Loi (*Loi sur la Régie de l'énergie*) dans les limites des pouvoirs dévolus par le législateur.

1.1 Évolution du modèle d'établissement des tarifs

Jusqu'à tout récemment, les tarifs d'électricité d'Hydro-Québec ont été établis sur la base de son coût de service. Il s'agit d'un modèle conventionnel d'établissement des tarifs des entreprises de services publics réglementées reconnu et largement répandu.

Des tarifs réglementés de vente au détail établis sur la base du coût de service d'un Distributeur tiennent compte de la somme des composantes de ses revenus requis : dans le cas d'Hydro-Québec, ces composantes sont les coûts de fourniture (approvisionnement en électricité), les coûts de transport et les coûts de distribution.

Comme c'est la norme dans tous les territoires de juridiction réglementaire en Amérique du nord, la détermination du prix de la composante production (aussi appelée « fourniture » ou approvisionnement) ne relève pas de l'autorité réglementaire mais est plutôt laissée à la concurrence entre les producteurs. Au Québec le coût de la composante production est constitué de la somme des coûts du volume d'électricité patrimoniale et de ceux des volumes d'approvisionnements post patrimoniaux.

Par exemple, si les ventes prévues par Hydro-Québec pour l'année à venir sont de 170 TWh, ce qui implique des besoins en énergie de 182,6 TWh incluant les pertes (7,4 %) de transport et distribution, et que ces besoins d'approvisionnement sont comblés par 170 TWh d'électricité patrimoniale @ 3,0 ¢/kWh (5 100 M\$) et 12,6 TWh d'approvisionnement post patrimoniaux acquis @ 10,0 ¢/kWh (1 260 M\$), on aura un coût total d'approvisionnement de 6 360 M\$ à récupérer par des ventes nettes de 170 TWh, ce qui se traduira par un coût unitaire moyen de la composante production de 3,74 ¢/kWh.

Pour leur part, les deux autres composantes du tarif, soit les coûts de transport et de distribution, sont établies suite à un examen détaillé des charges d'exploitation et des charges financières de chacun de ces deux secteurs d'activité. Un rendement « raisonnable » sur l'avoir de l'actionnaire est ajouté aux charges. Par exemple, pour une valeur des actifs (base de tarification) d'une valeur moyenne (année à venir) de 15 000 M\$ constituée à 35 % de capitaux propres et à 65 % de capitaux empruntés, l'avoir de l'actionnaire sera établi à 5 250 M\$ (15 000 M\$ x 35 %) et un taux de rendement de 8 % se traduira par un rendement autorisé de 420 M\$. Autrement dit, le taux de rendement autorisé correspond au profit jugé raisonnable au-delà de la stricte récupération des charges d'exploitation et des charges financières encourues par le distributeur.

L'établissement des tarifs doit se faire sur une base prévisionnelle pour pouvoir être autorisés et entrer en vigueur au début de l'année tarifaire à venir. Lors de l'examen d'une demande tarifaire, le distributeur doit donc établir la prévision de ses ventes pour l'année qui vient et, en fonction de ces volumes à fournir, le coût des achats d'électricité (approvisionnement), le coût du

service de transport équivalent à l'usage du réseau nécessaire pour acheminer ces volumes et ses coûts de distribution.

Dans toutes les juridictions réglementaires, l'examen de la justesse des prévisions de vente et de la justification des dépenses prévues requiert un rigoureux et détaillé. Un distributeur qui surestimerait ses dépenses ou sous estimerait ses ventes (et donc ses revenus) pourrait profiter de taux unitaires (tarifs) trop élevés et donc de la possibilité de générer des revenus – et un rendement - plus élevés que ce qui est justifié et raisonnable. Les tarifs qui résultent d'un mode de réglementation basé sur le coût de service sont le quotient des revenus requis (autorisés) par le volume de vente prévus.

Par exemple, des coûts d'approvisionnements, de transport et de distribution totalisant 12 000 M\$ (revenus requis) à récupérer par des ventes prévues de 170 TWh donneront un tarif unitaire moyen de distribution de 7,06 ¢/kWh.

Au cours des années, l'encadrement tarifaire effectué par la Régie a donné lieu à des situations d'écart du rendement réel par rapport au rendement autorisé. Si les écarts de rendement constatés sont parfois favorables (trop-perçu), parfois défavorables (manques à gagner) au distributeur, et que ces écarts sont limités à de faibles montants, le régulateur peut considérer qu'il s'agit d'écarts négligeables, contenus à l'intérieur d'une marge d'erreur faisant partie du risque d'affaires et, en autant que ces écarts ne penchent pas à répétition d'un même côté, qu'il n'y a pas lieu d'ajouter des mécanismes de contrôle, tels que leur comptabilisation et leur partage avec la clientèle selon des dispositions précises.

Pour sa part, ayant constaté des trop-perçus répétés et substantiels, la Régie de l'énergie a institué un mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) de type asymétrique qui, d'une part, oblige HQD à assumer d'éventuels manques à gagner en totalité et, d'autre part, à partager d'éventuels trop-perçus avec les clients.

Au cours des dernières années, la Régie a également mis en place des mesures inspirées d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI) obligeant les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec (transport et distribution) à réaliser des gains d'efficacité en atteignant, au minimum, un niveau de performance égal ou supérieur à leurs résultats historiques.

Un **mécanisme de réglementation incitative** consiste en un ensemble de règles destinées à inciter un Distributeur à améliorer sa performance par rapport à ses résultats historiques (antérieurs), donc à générer des « gains de productivité ».

Par exemple, dans le cas d'un Distributeur dont les dépenses d'exploitation auraient augmenté de 1 % en moyenne, annuellement, sur une période historique de référence, on pourrait fixer comme cible, prospectivement, que ces dépenses d'exploitation n'augmentent que de 0,8 % en moyenne par année. D'année en année, la croissance des revenus autorisés du Distributeur serait plafonnée (on parle d'un « revenu plafond ») en fonction de l'atteinte de cette cible.

Dans cet exemple, si le Distributeur parvient à maintenir la croissance de ses dépenses d'exploitation à un niveau inférieur à la cible, soit moins de 0,8 % par an, on considérera que la différence constitue des gains de productivité et la valeur (\$\$\$) de ces gains de productivité sera partagée entre le Distributeur (bonification du rendement autorisé) et ses clients (réduction tarifaire).

Généralement on exclut de la formule de calcul d'un mécanisme incitatif les facteurs hors du contrôle du Distributeur (nommés exclusions ou facteurs exogènes) pour ne pas pénaliser ou récompenser indûment le Distributeur.

Un mécanisme incitatif comporte aussi des indicateurs de qualité de service (délais de réponse aux urgences, entretien préventif, relation à la clientèle par exemple) que doit atteindre ou dépasser le Distributeur pour avoir accès à sa part des gains de productivité, de sorte que la poursuite des gains de productivité ne se traduise pas par une diminution de la qualité de service ou de la sécurité et la fiabilité des approvisionnements (notamment).

Le processus de fixation des tarifs (de transport et de distribution) de HQ en vigueur peut donc être considéré comme une forme de réglementation tarifaire hybride en partie basée sur le coût de service mais assortie de certaines dispositions inspirées d'un mécanisme de réglementation incitative (MRI). Ce processus assure un examen et un suivi rigoureux et précis de l'évolution réelle des dépenses et des revenus qui se traduit par l'établissement de tarifs justes et équitables pour les activités sous l'autorité de la Régie (transport et distribution).

La Régie a donc mis en place, encore tout récemment, ces deux mécanismes qui assurent à la fois une amélioration de la performance du Distributeur (et du Transporteur) et des modalités encadrant le partage des trop-perçus avec les clients, ce qui constitue des acquis précieux (parmi d'autres) de l'encadrement réglementaire mis en place par la Régie de l'énergie au cours des 17 dernières années et qui seraient perdus advenant que le PL 34 soit adopté.

1.2 Historique des hausses tarifaires

Taux unitaires du tarif D d'Hydro-Québec

	redevance d'abonnement		taux unitaire 30 premiers kWh / jour		taux unitaire 2e palier		augmentations moy. autorisées	
	% d'augm.	¢ / jour	% d'augm.	¢ / kWh	% d'augm.	¢ / kWh	tous	tarif L
2003		39,00		4,74		5,97		
01-01- 2004 au 1er avril	3%	40,17	3%	4,88	3%	6,15	3,00%	3,00%
2004	1,2%	40,64	1,4%	4,95	1,5%	6,24	1,41%	1,41%
2005		40,64	1,4%	5,02	1,4%	6,33	1,20%	1,20%
2006		40,64	4,0%	5,22	7,9%	6,83	5,33%	5,33%
2007		40,64	1,3%	5,29	2,9%	7,03	1,92%	1,92%
2008		40,64	2,1%	5,40	4,3%	7,33	2,90%	2,90%
2009		40,64	0,9%	5,45	1,8%	7,46	1,22%	1,22%
2010		40,64		5,45	0,7%	7,51	0,35%	0,35%
2011		40,64	-1,1%	5,39		7,51	-0,41%	-0,41%
2012		40,64	-1,3%	5,32		7,51	-0,45%	-0,45%
2013		40,64	1,7%	5,41	3,6%	7,78	2,41%	2,41%
2014		40,64	3,0%	5,57	6,2%	8,26	4,27%	3,45%
2015		40,64	2,0%	5,68	4,1%	8,60	2,86%	2,49%
2016		40,64	0,5%	5,71	0,9%	8,68	0,70%	0,00%
2017		40,64	33 premiers kWh / jour		2e palier			
			1,9%	5,82	2,8%	8,92	0,70%	0,20%
2018		40,64	36 premiers kWh / jour		2e palier			
			1,5%	5,91	2,2%	9,12	0,30%	0,00%
2019		40,64	40 premiers kWh / jour		2e palier			
			2,9%	6,08	2,9%	9,38	0,90%	0,30%
Augmentations cumulatives (2003-2019) annuelles moyennes	4,2%			28,27%		57,12%	32,54%	28,32%
Augmentations cumulatives (2003-2016) annuelles moyennes (2003-2016)				20,46%		45,39%	30,06%	
				1,50%		2,90%	2,05%	

Au cours des premières années pendant lesquelles la Régie a exercé ses compétences en matière de fixation des tarifs, des augmentations substantielles ont dû être accordées à deux reprises, d'abord en 2003-2004 (4,41 %) après 5 années de gel tarifaire (1998-2003), puis en 2006 (5,3 %) pour intégrer une hausse importante des coûts d'approvisionnements et de distribution consécutive à la croissance rapide des ventes entre 2004 et 2006 (près de 8 TWh en deux ans).

Mais pendant les 13 années suivantes (2007 à 2019), tel que le démontre le tableau suivant, les hausses tarifaires accordées par la Régie ont cependant été nettement inférieures à celles demandées par Hydro-Québec.

Hausses tarifaires demandées – accordées 2007-2019

année	demandé	accordé
2007	2,8 %	1,9 %
2008	2,9 %	2,9 %
2009	2,2 %	1,2 %
2010	0,5 %	0,4 %
2011	0	- 0,4 %
2012	1,7 %	- 0,5 %
2013	3,4 %	2,4 %
2014	5,8 %	4,3 %
2015	3,9 %	2,9 %
2016	1,7 %	0,7 %
2017	1,6 %	0,7 %
2018	1,1 %	0,3 %
2019	1,2 %	0,9 %
Cumulatives	32,8 %	19,1 %

1.3 Écarts de rendement et comptes d'écart

Il survient nécessairement des écarts entre les dépenses et les revenus prévus lors de l'établissement des tarifs et les dépenses et revenus réels qui se concrétiseront et qui ne pourront être constatés qu'*a posteriori*. Bien que la plupart de ces écarts entre les montants prévus et réels sont considérés comme faisant partie du risque d'affaire du distributeur, certains postes de dépenses et de revenus en particulier peuvent donner lieu à des écarts significatifs et imprévisibles.

Si ces écarts résultent de facteurs considérés comme étant hors du contrôle du distributeur (mentionnons les variations de revenus liées aux aléas climatiques ou les variations des coûts des régimes de retraite liées aux fluctuations des taux d'intérêt), des comptes d'écart peuvent être créés pour comptabiliser les écarts (créditeurs ou débiteurs) entre les dépenses-revenus

réels vs prévus. Ces écarts seront crédités aux clients (solde créditeur étant associé à un excédent de revenus) ou récupérés des clients (solde débiteur étant associé à des pertes de revenus) par l'entremise d'un ajustement des tarifs d'une (ou de plusieurs) année(s) subséquente(s). Les délais de remboursement ou de récupération du solde d'un compte d'écart dépendent de l'importance des montants en cause et de la nécessité de ne pas occasionner d'incidence tarifaire indue.

Ces mécanismes d'ajustements tarifaires (les comptes d'écart et de report ou CÉR) ne doivent cependant pas être confondus avec le partage des excédents de rendement. Il s'agit de deux choses distinctes. Les comptes d'écart et de report servent à comptabiliser et à neutraliser des variations de revenus et de dépenses hors du contrôle du distributeur. Un écart de rendement est constaté lorsque, en dépit et après application de tous les dispositifs d'ajustement réglementaires reconnus, le rendement réel excède le rendement autorisé. C'est dans ce seul cas que l'on parlera d'un « trop-perçu ».

SECTION 2

Examen des revenus requis

La présente section propose d'abord un examen complet des composantes des revenus requis, puis celui de l'évolution des ventes d'électricité au cours des 20 dernières années (2001-2019). L'analyse se limite toutefois aux années 2003 à 2019 puisque, pour les années 2001 à 2003, les données consignées l'ont uniquement été à titre de suivi des résultats historiques, la Régie n'ayant procédé à l'établissement des tarifs d'électricité, pour une première fois, qu'en 2003-2004.

Rappelons que le calcul des taux unitaires (établissement des tarifs) résulte de l'équation :
(revenus requis totaux prévus / ventes totales prévues) +/- ajustements réglementaires

2.1 Composantes des revenus requis

Le tableau suivant présente le sommaire de l'évolution historique des coûts totaux (M\$) de chacune des composantes des revenus requis au cours des 20 dernières années, les 10 dernières années, les 5 dernières années ainsi que, prospectivement, pour les 5 prochaines années en ce qui concerne les coûts d'approvisionnement.

On peut constater que, quelle que soit la période considérée, les coûts des approvisionnements, décidés par le gouvernement, ont augmenté dans des proportions beaucoup plus importantes que ceux de transport et de distribution décidés par la Régie. En fait, la Régie a maintenu la croissance des coûts sur lesquels elle juridiction bien en deçà de l'inflation annuelle moyenne (1,8 %) de cette période.

Augmentations annuelles et cumulatives des coûts en %

Autorité	Gouvernement		Régie de l'énergie			
	Approvisionnements		Transport		Distribution	
Période	Cumul.	Par année	Cumul.	Par année	Cumul.	Par année
2001-2019	57,0 %	2,7 %	32,2 %	1,6 %	27,5 %	1,4 %
2009-2019	29,1 %	2,7 %	14,2 %	1,4 %	-7,0 %	-0,65 %
2014-2019	18,1 %	3,5 %	9,7 %	1,9 %	-11,4 %	-2,2 %
2019-2024	17,5 %	3,4 %				

Les tableaux des deux prochaines pages présentent en détail les coûts totaux de chacune des composantes des revenus requis projetés par HQ lors des causes tarifaires, autorisés par la Régie au terme de leur examen, ainsi que les taux unitaires de chaque composante des tarifs résultant des revenus requis autorisés par la Régie.

Répartition des revenus requis d'Hydro-Québec Distribution
(projetés) 2003-2019 en M\$

année	Approvisionnements	Transport	Distribution	TOTAL
2001	4 099,3	2 313,0	2 189,1	8 601,4
2002	4 224,6	2 313,0	2 183,6	8 721,2
2003	4 487,9	2 313,0	2 123,8	8 924,7
2004	4 594,1	2 313,0	2 149,3	9 056,4
2005	4 690,4	2 313,0	2 254,5	9 257,9
2006	5 194,5	2 313,0	2 533,9	10 041,4
2007	4 971,1	2 483,0	2 741,9	10 196,0
2008	4 979,8	2 723,6	2 836,6	10 540,0
2009	4 982,4	2 724,5	2 954,6	10 661,5
2010	4 614,2	2 632,7	3 098,1	10 345,0
2011	4 981,5	2 659,9	3 100,4	10 741,8
2012	5 111,1	2 645,0	3 161,8	10 917,9
2013	5 376,6	2 606,9	3 115,4	11 098,9
2014	5 471,8	2 796,8	3 194,0	11 462,6
2015	5 801,7	2 816,9	3 233,2	11 851,8
2016	6 232,8	2 813,2	2 803,1	11 849,1
2017	5 807,6	2 916,6	3 071,4	11 795,6
2018	6 058,7	2 965,3	2 925,1	11 949,1
2019	6 435,2	3 060,5	2 806,8	12 302,5

Sources :

2001 à 2004 : R-3492-2002, D-2003-232, p. 8 et D-2004-47, p. 86.
2005 : R-3541-2004, D-2005-34, p. 111.
2006 : R-3579-2005, D-2006-34, p. 56.
2007 : R-3610-2006, D-2007-12, p. 60.
2008 : R-3644-2007, D-2008-024, p. 70.
2009 : R-3677-2008, D-2009-016, p. 72.
2010 : R-3708-2009, D-2010-022, p. 109.
2011 : R-3740-2010, D-2011-028, p. 130.
2012 : R-3776-2011, D-2012-024, p. 134.
2013 : R-3814-2012, D-2013-037, p. 143.
2014 : R-3854-2013, D-2014-037, p. 137.
2015 : R-3905-2014, D-2015-018, p. 198.
2016 : R-3933-2015, D-2016-033, p. 193.
2017 : R-3980-2016, D-2017-022, p. 146.
2018 : R-4011-2017, D-2018-025, p. 156.
2019 : R-4057-2018, D-2019-027, p. 135.

**Répartition des revenus requis d'Hydro-Québec Distribution
(autorisés) 2003-2019 en ¢/kWh et en M\$**

année	Approvi- sionnements		Transport		Distribution		TOTAL		ventes
	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	TWh
2001	2,70	4 099,3	1,52	2 313,0	1,44	2 189,1	5,66	8 601,4	151,949
2002	2,67	4 224,6	1,46	2 313,0	1,38	2 183,6	5,52	8 721,2	157,977
2003	2,73	4 487,9	1,41	2 313,0	1,29	2 123,8	5,42	8 924,7	164,556
2004	2,75	4 568,1	1,39	2 313,0	1,26	2 101,3	5,40	8 982,4	166,366
2005	2,77	4 690,4	1,37	2 313,0	1,31	2 221,6	5,45	9 225,0	169,291
2006	2,98	5 194,5	1,33	2 313,0	1,46	2 543,7	5,77	10 051,2	174,189
2007	2,82	4 902,1	1,48	2 576,0	1,53	2 664,9	5,83	10 143,0	173,888
2008	2,89	4 978,1	1,58	2 726,5	1,65	2 835,4	6,12	10 540,0	172,338
2009	2,92	4 982,4	1,57	2 677,3	1,76	3 001,2	6,24	10 660,9	170,714
2010	2,78	4 614,2	1,58	2 632,7	1,86	3 087,4	6,22	10 334,3	166,253
2011	2,90	4 981,5	1,55	2 659,9	1,78	3 061,3	6,24	10 702,7	171,653
2012*	2,98	5 103,2	1,51	2 593,4	1,81	3 097,2	6,28	10 765,4	171,375
2013	3,10	5 346,6	1,51	2 606,9	1,76	3 042,9	6,38	10 996,4	172,488
2014*	3,21	5 448,8	1,64	2 786,5	1,85	3 151,2	6,65	11 306,7	169,957
2015	3,45	5 915,8	1,62	2 783,9	1,76	3 011,8	6,83	11 711,5	171,350
2016	3,66	6 235,1	1,62	2 750,9	1,63	2 772,7	6,91	11 758,7	170,234
2017	3,45	5 811,3	1,70	2 863,9	1,79	3 019,7	6,94	11 694,9	168,596
2018	3,57	6 030,5	1,73	2 932,8	1,69	2 858,8	6,99	11 822,1	169,055
2019	3,70	6 435,6	1,76	3 057,0	1,61	2 790,7	7,07	12 283,3	173,758

Sources :

- 2001 à 2004 : R-3492-2002, D-2003-232, p. 8 et D-2004-47, p. 86. Ventes :HQD-1 doc 1 rév. P.16 et HQD-5 doc 2.
2005 : R-3541-2004, D-2005-34, p. 112. Ventes : HQD-16 doc 1.
2006 : R-3579-2005, D-2006-34, p. 57. Ventes : HQD-16 doc 1.
2007 : R-3610-2006, D-2007-12, p. 61. Ventes : HQD-20 doc 1.
2008 : R-3644-2007, D-2008-024, p. 71. Ventes : HQD-19 doc 1.
2009 : R-3677-2008, D-2009-016, p. 73. Ventes : HQD-2 doc 1.
2010 : R-3708-2009, D-2010-022, p. 110. Ventes : HQD-15 doc 1.
2011 : R-3740-2010, D-2011-028, p. 131. Ventes : HQD-16 doc 1.
2012 : R-3776-2011, D-2012-024, p. 135. Ventes : A-0058.
* : incluant un ajustement additionnel de (28,4 M\$) pour modifications comptables – IFRS.
2013 : R-3814-2012, D-2013-037, p. 144. Ventes : B-0171.
2014 : R-3854-2013, D-2014-037, p. 138. Ventes : B-0186.
* : incluant un ajustement additionnel de (79,8 M\$) du taux de rendement des capitaux propres.
2015 : R-3905-2014, D-2015-018, p. 199. Ventes; B-0225.
2016 : R-3933-2015, D-2016-033, p. 194. Ventes : B-0164.
2017 : R-3980-2016, D-2017-022, p. 147. Ventes : B-0198.
2018 : R-4011-2017, D-2018-025, p. 158. Ventes : B-0232.
2019 : R-4057-2018, D-2019-027, p. 136. Ventes : B-0178.

Il ressort notamment de l'examen des tableaux précédents que la Régie n'a autorisé qu'une partie des revenus requis projetés par Hydro-Québec Distribution, réduisant substantiellement les montants demandés depuis 2012 plus particulièrement.

**Ajustements des revenus requis décidés par la Régie
2008-2019 en M\$**

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
33,1	-32,9	9,8	-53,0	0	-0,6	-10,7	-39,1
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
-152,5	-102,5	-155,9	-140,3	-90,4	-100,7	-127,0	-19,2

2.1.1 Coûts d'approvisionnement

À la section 2.1, nous avons pu constater que la croissance des coûts d'approvisionnement a été beaucoup plus rapide que celles des coûts de transport et de distribution et ce, que ce soit au cours des 20, des 10 ou des 5 dernières années.

Cette tendance va se poursuivre au cours des prochaines années, bien qu'elle soit temporairement ralentie par la croissance des ventes des années 2020 et 2021. Cette croissance des ventes nécessitera en effet la pleine utilisation des volumes d'électricité patrimoniale disponibles, ce qui produira un effet modérateur de la croissance des coûts unitaires. Cependant, à compter de 2023-2024, les ventes additionnelles d'électricité devront être satisfaites en totalité par des approvisionnements post patrimoniaux à un coût unitaire d'environ 12,5 ¢/kWh, quatre fois plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale.

Ce facteur de croissance des coûts, à lui seul, provoquera un emballement des hausses tarifaires à compter de 2024-2025.

Le tableau suivant présente distinctement, à intervalle de deux ans, les coûts totaux, la proportion des coûts totaux et la proportion des volumes d'approvisionnement selon qu'ils proviennent de l'électricité patrimoniale ou des achats post patrimoniaux.

Répartition des coûts d'approvisionnement*

année	Électricité patrimoniale			Achats post patrimoniaux		
	Coûts M\$	Coûts en %	Vol. en %	Coûts M\$	Coûts en %	Vol. en %
2008	4 603,5	89,2 %	96,5 %	555,9	10,8 %	3,5 %
2010	4 570,2	94,1 %	99,2 %	285,1	5,9 %	0,8 %
2012	4 590,3	87,5 %	96,5 %	654,9	12,5 %	3,5 %
2014	4 485,8	78,9 %	93,4 %	1 199,2	21,1 %	6,6 %
2016	4 534,4	74,0 %	91,8 %	1 591,4	26,0 %	8,2 %
2018	4 495,1	71,7 %	90,7 %	1 776,6	28,3 %	9,3 %
2020	4 789,8	71,3 %	90,7 %	1 931,3	28,7 %	9,3 %
2022	5 021,7	70,7 %	90,6 %	2 078,0	29,3 %	9,4 %
2024	5 167,8	68,7 %	89,9 %	2 354,3	31,3 %	10,1 %

Note* : Il s'agit des coûts des achats d'électricité avant ajustements pour le compte de *pass on* et les contrats spéciaux.

Sources :

R-3644-2007, HQD-7 doc 2; R-3708-2009, HQD-5 doc 2; R-3776-2011, B-0023; R-3854-2013, B-0021; R-3933-2015, B-0024; R-4011-2017, B-0023; 2020 et suivantes: projections à partir de R-4057-2018.

Au-delà de 2022, le volume d'électricité patrimonial étant pleinement utilisé, la croissance des ventes devra être satisfaite en totalité par de nouveaux approvisionnements post patrimoniaux à un coût unitaire de 12,5 à 13 ¢/kWh. En 2024, les achats post patrimoniaux représenteront environ 10 % des volumes mais plus de 31 % des coûts totaux d'approvisionnements, soit 2 354,3 M\$. À compter de 2025, chaque TWh de croissance des ventes entraînera une augmentation de 130 M\$ des coûts d'approvisionnement

2.2 L'évolution des ventes d'électricité

De 2007 à 2019, comme on le constate au tableau suivant, les ventes totales d'électricité au Québec n'ont pas augmenté. Les ventes annuelles réelles de 2007, de presque 173 TWh, n'ont été dépassées qu'une seule fois en 2014 (174,2 TWh), après quoi elles ont régressé de 2015 à 2018). En 2019, compte tenu de la reprise des activités plus tardive que prévu à l'aluminerie ABI, les ventes réelles normalisées devraient atteindre environ 171,3 TWh plutôt que les 173,2 TWh prévus par HQD lors de l'examen de son dossier tarifaire en 2018.

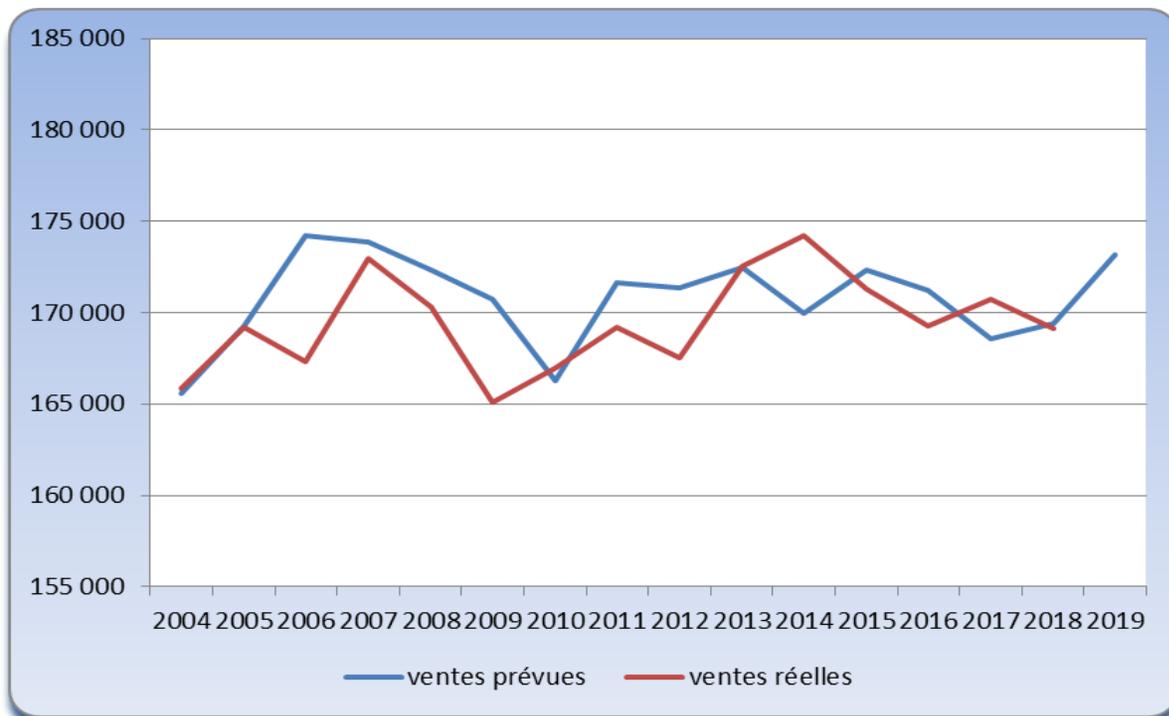
Les ventes réelles publiées pour 2019 devraient néanmoins se situer près de 173 TWh compte tenu des aléas climatiques des mois de mars, avril et mai 2019 et du chauffage des bâtiments plus important et plus prolongé que celui associé aux températures « normales » pour ces mois de l'année.

Ventes d'électricité de HQD 2004-2019

en GWh

	Ensemble des ventes (réel)		Références	
	ventes prévues	ventes réelles	ventes prévues	ventes réelles
2004	165 570	165 887	R-3541-2004 HQD-3 doc 2	R-3579-2005 HQD-2 doc 1
2005	169 291	169 176	R-3541-2004 HQD-3 doc 2	R-3610-2006 HQD-2 doc 1
2006	174 189	167 337	R-3579-2005 HQD-2 doc 1	R-3644-2007 HQD-2 doc 1
2007	173 888	172 956	R-3610-2006 HQD-2 doc 1	R-3677-2008 HQD-2 doc 1
2008	172 338	170 319	R-3644-2007 HQD-2 doc 1	R-3708-2009 HQD-2 doc 2
2009	170 714	165 124	R-3677-2008 HQD-2 doc 1	R-3740-2010 HQD-2 doc 2
2010	166 253	166 940	R-3708-2009 HQD-2 doc 2	R-3776-2011 B-0013
2011	171 653	169 221	R-3740-2010 HQD-2 doc 2	R-3814-2012 B-0013
2012	171 375	167 524	R-3776-2011 B-0013	R-3854-2013 B-0011
2013	172 488	172 543	R-3814-2012 B-0013	R-3905-2014 B-0015
2014	169 957	174 223	R-3854-2013 B-0011	R-3933-2015 B-0018
2015	172 341	171 264	R-3905-2014 B-0015	R-3980-2016 B-0018
2016	171 241	169 245	R-3933-2015 B-0018	R-4011-2017 B-0015
2017	168 596	170 703	R-3980-2016 B-0018	R-4057-2018 B-0012
2018	169 395	169 164	R-4011-2017 B-0015	R-4057 4/8
2019	173 178		R-4057-2018 B-0012	

Note : les ventes réelles sont les ventes publiées (et non pas normalisées)

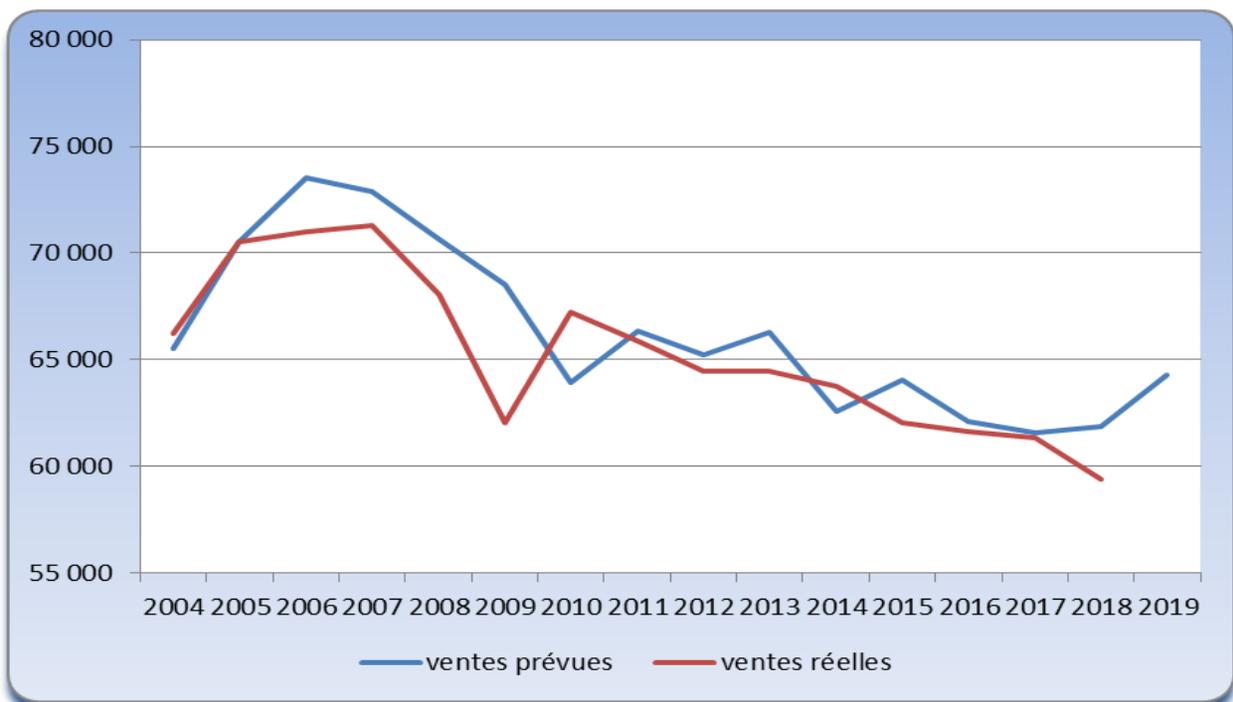


2.2.1 Déclin de la demande industrielle

Cette stagnation du niveau des ventes d'électricité au Québec s'explique par le déclin important des ventes du secteur industriel entre leur sommet historique atteint en 2007 (71,3 TWh) et leur niveau l'année 2018 (59,4 TWh), une baisse de près de 12 TWh des ventes annuelles, soit environ 17 %.

Afin de conserver une continuité dans la présentation des données, les ventes au tarif LG, créé en 2014, ont été prises en compte sur toute la période d'analyse.

Ventes au secteur industriel de HQD, 2004-2019 en GWh



Note : les ventes réelles sont les ventes publiées (et non pas normalisées ; les ventes des clients au tarif LG (précédemment au tarif L), créé en 2014, sont incluses sur toute la période.

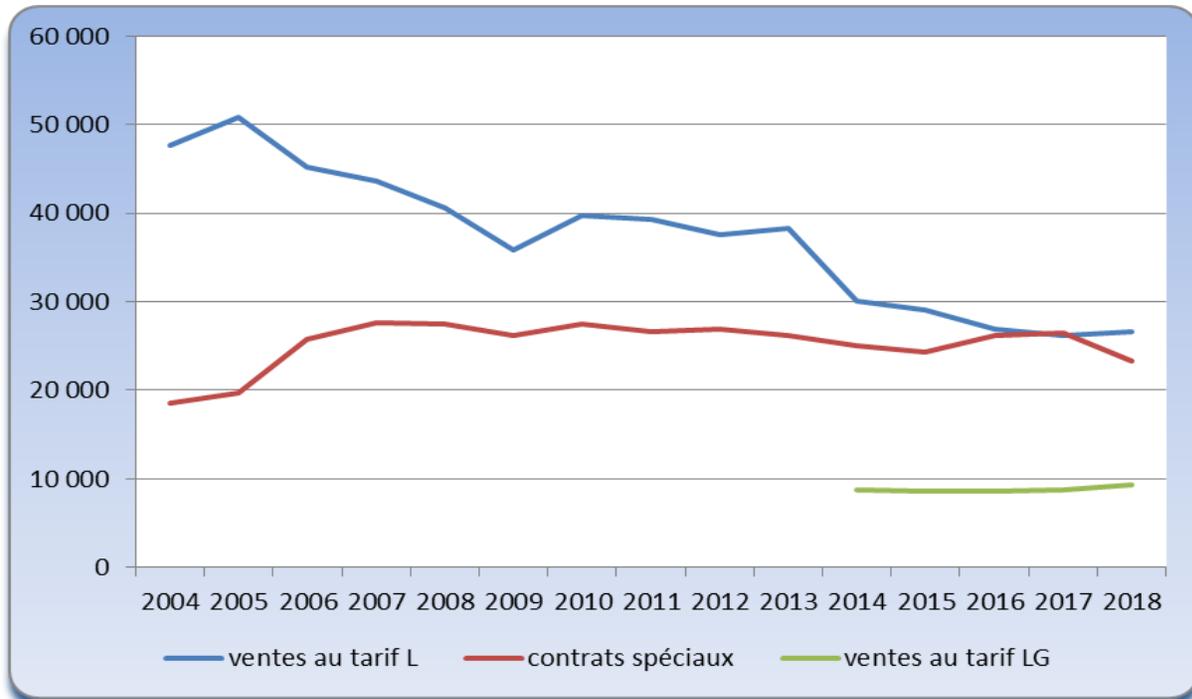
Si cette décroissance des ventes du secteur industriel a été attribuée initialement à des causes principalement conjoncturelles (la crise financière de 2008-2009), sa nature davantage structurelle a depuis été largement reconnue : décroissance durable et irréversible de vieux secteurs tels que les pâtes et papier et les mines notamment. Il n'est pas anodin de constater, dans ces circonstances, que les volumes de vente perdus dans le secteur industriel sont ceux de clients au tarif régulier (le tarif L), les volumes de vente en vertu de contrats spéciaux s'étant pour leur part maintenus sur l'ensemble de cette période (page suivante). Les volumes de vente aux contrats spéciaux ont d'ailleurs rejoint et même dépassé ceux au tarif L en 2016, puis en 2017 ainsi qu'en 2019 (ventes prévues au dossier R-4057-2018).

Ventes secteur industriel (réel)

	ventes au tarif L	contrats spéciaux	ventes au tarif LG
2004	47 658	18 557	
2005	50 789	19 711	
2006	45 166	25 807	
2007	43 609	27 672	
2008	40 583	27 460	
2009	35 880	26 137	
2010	39 757	27 444	
2011	39 227	26 646	
2012	37 538	26 943	
2013	38 225	26 251	
2014	30 041	24 983	8 732
2015	29 002	24 377	8 670
2016	26 885	26 127	8 601
2017	26 122	26 480	8 723
2018	26 670	23 371	9 370

Note : il s'agit des vente publiées (et non pas normalisées)

Répartition des ventes de HQD au secteur industriel, 2004-2018
 en GWh



SECTION 3

Analyse prospective des options

Dans cette section, à partir de l'ensemble des données historiques et actuelles qui sont disponibles, nous allons effectuer la prévision la plus réaliste possible des ventes d'électricité, d'une part, et de la croissance des trois composantes du revenu requis, d'autre part, qui résulteraient au cours des 5 prochaines années de l'établissement des tarifs par la Régie selon les dispositions réglementaires existantes.

Les résultats seront ensuite comparés avec ceux de la mise en application des modalités proposées par le projet de loi no 34.

Hypothèses

Les hypothèses retenues pour effectuer ces projections sont les suivantes.

Ventes :

Les ventes de l'année 2019* ont été ajustées à la baisse de 2 TWh puisque la prévision du dossier R-4057-2018 incluait 3,9 TWh attribués à la reprise anticipée des activités de l'aluminerie ABI et que les activités de l'aluminerie ABI n'ont repris progressivement qu'à compter de la 2^e semaine de juillet 2019. La 2^e tranche de 2 TWh a été ajoutée à la consommation du secteur industriel de l'année 2020.

La consommation attendue de l'usage cryptographique est répartie comme suit : les premiers 158 MW étaient déjà intégrés à la prévision des ventes de 2019; les 510 MW restant ont été ajoutés en deux portions égales et cumulatives de 2,1 TWh chacune (255 MW x 8760 h x F.U. de 95 %) aux ventes des années 2020 et 2021.

Les ventes du secteur résidentiel et agricole ont été augmentées de 0,84 % / an (moyenne des 5 dernières années) et les ventes des secteurs commercial, institutionnel, industriel PME et Autres ont été augmentées de 1,25 %/an (moyenne des 5 dernières années).

Coûts :

Les coûts d'approvisionnements de 2019* ont été ajustés à la baisse pour refléter la diminution des ventes de 2 TWh résultant de la reprise des activités de l'aluminerie ABI survenue 6 mois plus tardivement que prévu. Les 2 TWh de ventes à l'aluminerie ABI non récupérés en 2019 étant prévus l'être en 2020, les coûts d'approvisionnements de 2020 sont ajustés en conséquence .

Pour les années 2020 et suivantes, deux ajustements ont été appliqués, l'un de 50 M\$ /an pour le compte de *pass on* des achats d'électricité et l'autre de -76 M\$ /an pour le compte d'ajustement des contrats spéciaux.

De 2020 à 2024, les coûts unitaires des approvisionnements post patrimoniaux ont été augmentés de 2% / an et les coûts de l'électricité patrimoniale ont été augmentés de 1,6 % /an excluant la part des volumes des clients industriels.

Les coûts de transport ont été ajustés annuellement selon la variation moyenne des 10 dernières années (1,3 % / an) et les coûts de distribution ont été ajustés de 1,1 % pour refléter l'augmentation annuelle moyenne des 19 dernières années (1,4 %) améliorée par un facteur de 0,3 % reflétant les gains d'efficacité attendus.

Un ajustement de - 255 M\$ a été appliqué aux revenus requis totaux des années 2020 et 2021 pour disposition du solde créditeur des comptes d'écart et de report qui s'élevait à 511 M\$ au 30 juin 2019.

Composition du passif réglementaire à court terme au 30 juin 2019 et au 31 décembre 2018

	2019-06-30	2018-12-31
Écarts de revenus liés aux aléas climatiques	(201)	(10)
Écarts de rendement à partager avec la clientèle	(145)	(47)
Écarts liés aux modifications à l'ASC 715, <i>Compensation-Retirement Benefits</i>	(3)	(6)
Écarts liés aux approvisionnements en électricité	(5)	-
Écarts dans le coût de retraite	(81)	-
Écarts dans les coûts liés à la charge locale	(29)	-
Autres	(47)	(17)
Total	(511)	(80)

Le solde de ces passifs réglementaires représente les soldes non amortis au 30 juin 2019 qu'il reste à intégrer dans les tarifs de 2019 ainsi que les soldes qui seront intégrés dans les tarifs de 2020 selon les modalités de dispositions autorisées par la Régie de l'énergie puisque le projet de Loi 34 n'était pas adopté au 30 juin 2019.

Au 30 juin, la variation est principalement liée aux écarts de revenus liés aux aléas climatiques, aux écarts de rendement à partager avec la clientèle et aux écarts dans le coût de retraite.

Suite à la décision de la Régie D-2019-027 du 5 mars 2019, la période d'amortissement des écarts de revenus liés aux aléas climatiques a été réduite à 2 ans comparativement à 5 ans auparavant. Ceci a eu pour effet d'augmenter le montant des écarts de revenus liés aux aléas climatiques à intégrer dans les tarifs de 2019 et 2020 comparativement au 31 décembre 2018 puisque la décision de la Régie n'avait pas été obtenue. Il s'agit de soldes à remettre à la clientèle en raison des températures plus froides que la normale au cours de ces années.

Concernant les écarts de rendements à partager avec la clientèle, il s'agit des écarts de rendement de 2018 qui sont à remettre dans les tarifs de 2020 et qui n'étaient pas inclus dans les passifs réglementaires à court terme au 31 décembre 2018.

Les écarts de coût de retraite correspondent aux écarts entre les montants prévus dans les dossiers tarifaires 2019 et le coût de retraite réel de 2019 et sont principalement dus à la hausse des taux d'intérêt.

Source : Hydro-Québec.

Le résultat de l'exercice prévisionnel dont les hypothèses ont été détaillées précédemment est le suivant.

Projection des volumes de vente et des revenus requis années 2020 à 2024 - selon le cadre réglementaire en vigueur

année	Approvi- sionnements		Transport		Distribution		TOTAL		ventes TWh
	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	¢/kWh	M\$	
2019*	3,72	6 375,3	1,79	3 057,0	1,63	2 790,7		12 223,0	171,178
2020	3,75	6 625,1	1,75	3 096,7	1,60	2 821,4	6,96	12 288,2	176,493
2021	3,85	6 917,4	1,74	3 137,0	1,59	2 852,4	7,04	12 651,8	179,821
2022	3,91	7 071,3	1,76	3 177,8	1,59	2 883,8	7,24	13 101,5	181,061
2023	3,97	7 231,2	1,77	3 219,1	1,60	2 915,5	7,33	13 365,8	182,315
2024	4,08	7 492,0	1,78	3 260,9	1,61	2 947,6	7,46	13 700,5	183,582
annuel	1,9 %	3,3 %		1,3 %		1,1 %			

Cette projection des volumes de vente et de la croissance des coûts de trois composantes des revenus requis démontre que, compte tenu de la croissance des ventes exceptionnelle des années 2020 et 2021 (8,7 TWh en 2 ans), la hausse des coûts totaux de transport et de distribution serait diluée suffisamment pour que leurs coûts unitaires demeurent stables au cours des 5 prochaines années.

Par ailleurs, la hausse beaucoup plus rapide des coûts totaux d'approvisionnement (3,3 % /an) se traduit par une augmentation annuelle moyenne de 1,9 % de leur taux unitaire malgré la croissance importante des volumes de vente. Au total, l'établissement des tarifs d'électricité par la Régie au cours des 5 prochaines années résulterait en des hausses tarifaires cumulatives de 5,52 %, soit 1,1 % par an en moyenne.

Établissement des tarifs : PL n° 34 c. Régie de l'énergie

La détermination des hausses tarifaires qui résulteraient de la mise en application du projet de loi n° 34 consiste tout simplement à indexer de 1,7 % le taux unitaire initial de 2019 (inchangé en 2020) chaque année, de 2021 à 2024, et à le multiplier par les volumes de vente issus de l'analyse précédente pour obtenir les revenus requis totaux de chacune des 5 prochaines.

Cette opération complétée nous permet de comparer les résultats de l'application du projet de loi n° 34 à ceux de l'exercice tarifaire qui serait effectué par la Régie, l'une et l'autre méthode d'établissement des tarifs étant appliquée en fonction des mêmes volumes de vente.

Comparaison des hausses tarifaires Projet de loi n° 34 vs processus réglementaire Régie

Année	Projet de loi no 34				Tarification Régie		
	¢/kWh	Hausse %	Rev. M\$	Diff. M\$	¢/kWh	Hausse %	Rev. M\$
2019	7,07				7,07		
2020	7,07	0 %	12 478,1	189,9	6,96	-1,6 %	12 288,2
2021	7,19	1,7 %	12 929,1	277,3	7,04	1,15 %	12 651,8
2022	7,31	1,7 %	13 235,6	134,1	7,24	2,8 %	13 101,5
2023	7,44	1,7 %	13 564,2	198,4	7,33	1,2 %	13 365,8
2024	7,56	1,7 %	13 878,8	178,3	7,46	1,8 %	13 700,5
Total				978,0			
Hausse cumulatifs		6,93 %				5,52 %	
Hausse moyennes /an		1,39 %				1,10 %	
Crédit 2020 (PL n° 34)				-500,0			
Résultat net				478,0			

Les hausses des revenus requis résultant de l'application du projet de loi n° 34 seraient plus élevées par une marge cumulative de 978 M\$ sur 5 ans.

Même après déduction du crédit de 500 M\$ proposé en 2020, la mise en application du projet de loi n° 34 coûterait environ 478 M\$ de plus aux clients d'Hydro-Québec de 2020 à 2024.

À partir de 2024, les effets récurrents du projet de loi n° 34 seraient de l'ordre de 14 M\$ par an, composés, pour chaque tranche additionnelle d'augmentation de 1% des revenus requis.

SECTION 4

Revenus de l'État c. revenus des ménages

Cette section traite de la situation particulière des ménages à faible ou à modeste revenu dans le contexte actuel, caractérisé d'une part par une hausse rapide des coûts du logement et des dépenses énergétiques qui y sont reliées et, d'autre part, par le vieillissement de la population, la diminution du nombre de personnes par ménage et la vétusté d'une partie du parc immobilier.

Elle présente également les impacts de la réforme des tarifs domestiques d'Hydro-Québec sur la facture annuelle des clients résidentiels selon leur profil de consommation saisonnier et leur volume de consommation annuel.

4.1 Contribution de HQ aux revenus gouvernementaux

Au cours de la décennie 2005-2014, le gouvernement du Québec a introduit des redevances hydrauliques applicables à Hydro-Québec qui, en plus des montants croissants exigibles à titre de frais de garantie d'emprunt et de taxe sur les services publics, se sont ajoutées aux redevances (75%) sur ses bénéfices nets versés annuellement à son actionnaire.

Notons que les redevances hydrauliques, les frais d'emprunt et la taxe sur les services publics sont traités comme des charges financières et soustraits des bénéfices d'exploitation en amont du calcul du bénéfice net et du dividende, de sorte que les sommes versées annuellement au gouvernement par Hydro-Québec représentent au total plus de 80 % de ses bénéfices d'exploitation. Ces contributions ont atteint puis dépassé les 3,5 G\$ /an au cours des 5 dernières années, après avoir doublé au cours des dix années précédentes.

(Voir le tableau à la page suivante)

4.1.1 Provenance des revenus de l'État

Les moyens que l'État choisi de privilégier pour percevoir les revenus dont il a besoin pour équilibrer son budget ont des effets directs sur la redistribution de la richesse. Choisir, par exemple, d'obtenir les revenus nécessaires au financement des dépenses publiques par la tarification d'un service, tel que l'électricité, plutôt que par la fiscalité produit des effets beaucoup plus régressifs en matière de réduction des écarts de richesse.

Les particuliers payent leur facture d'électricité avec les revenus nets dont ils disposent après impôts. À l'opposé, les entreprises (personnes morales) soustraient leur dépense en électricité (comme les autres) de leur bénéfice d'exploitation (bénéfice brut) pour établir le bénéfice net sur lequel elles seront possiblement appelées à payer de l'impôt.

Chaque fois que l'État choisit d'augmenter ses revenus en utilisant la tarification d'un service public plutôt que la fiscalité, il augmente donc la proportion de ses revenus provenant des particuliers et allège dans la proportion inverse celle provenant des entreprises.

Et il réduit les revenus disponibles des ménages à faible revenu dans de plus fortes proportions, pour chaque \$ de hausse, que ceux des ménages des strates supérieures de revenus.

**Contributions aux revenus du Gouvernement du Québec
versées par Hydro-Québec, 2005-2014
en M\$**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
dividendes¹	1 126	2 342	2 095	2 252	2 168	1 886	1 958	645 ²	2 207	2 535
redevances hydrauliques	-	-	263	552	573	561	598	621	674	661
frais de garantie d'emprunts	155	158	169	167	174	183	188	197	200	205
taxe sur le capital³	330	261	278	202	132	51	-	-	-	-
taxe sur les services publics	229	230	240	302	188	262	246	252	245	252
Total	1 840	2 991	3 045	3 475	3 235	2 943	2 990	1 715	3 326	3 653

4.2 Revenus des ménages, logement et électricité

Les données de l'Institut de la Statistique du Québec⁴ indiquent que les dépenses consacrées au logement et à la dépense énergétique qui y est reliée représentaient 21 % de leurs dépenses totales en 2018 et que les sommes dépensées en 2018 à ce titre étaient en hausse de 3,8 % par rapport à leur niveau de l'année précédente.

¹ En vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, les dividendes que la Société est appelée à verser sont déclarés une fois l'an par le gouvernement du Québec, qui en détermine les modalités de paiement. Pour un exercice financier donné, ils ne peuvent excéder le surplus susceptible de distribution, équivalant à 75 % du revenu net d'exploitation et du revenu net de placements, moins les intérêts sur titres d'emprunt et l'amortissement des primes, escomptes et frais d'émission relatifs aux emprunts. (Rapport annuel 2006, page 89, note 18)

² La fermeture de Gentilly II a réduit le bénéfice des activités poursuivies de 1 876 M\$.

³ La taxe sur le capital, qui était payable au gouvernement du Québec, a été abolie en 2011. (Rapport annuel 2011, page 79, note 6-c)

⁴ <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/comptes-economiques/comptes-revenus-depenses/tabint05.htm>

Pour sa part, le Vérificateur général du Québec a consacré un chapitre de son rapport de mai 2019 aux problématiques budgétaires des ménages à faible revenu face à leur dépense en électricité et examiné les pratiques et initiatives d'Hydro-Québec visant à atténuer leur situation budgétaire.

Certains des passages du chapitre 4 du Rapport du V.G. de mai 2019 sont reproduits ci-dessous.

Extraits du rapport du Vérificateur général du Québec, mai 2019, chapitre 4⁵

Au 31 décembre 2018, Hydro-Québec avait ainsi pu identifier plus de 165 000 ménages à faible revenu parmi sa clientèle résidentielle, ce qui constituait 5 % de celle-ci. Selon les données de Statistique Canada, près d'un ménage sur huit était en situation de pauvreté au Québec en 2017, soit presque 500 000 ménages. Parmi les ménages à faible revenu, 62 % sont locataires. Au Québec, en 2016, 34 % des locataires consacraient plus de 30 % de leurs revenus à se loger, et ce pourcentage était encore bien plus élevé pour les ménages à faible revenu. Quand le coût du logement incluant l'électricité considérée comme un bien essentiel pèse trop lourd dans le budget d'un ménage, ce sont notamment les dépenses en alimentation et en transport qui sont compressées.

(page 16, par. 29)

De 2016 à 2019, une partie des ménages à faible revenu, dont la consommation d'électricité était élevée et qui éprouvaient de la difficulté à supporter les hausses du coût de l'électricité, n'a pas bénéficié de la stratégie tarifaire d'Hydro-Québec. Ainsi, leur facture d'électricité a connu une hausse plus élevée que la hausse moyenne estimée autorisée par la Régie de l'énergie.

(page 17, par. 35)

Le V.G. reproduit également dans son rapport des données provenant d'Hydro-Québec qui illustrent la très forte proportion des mauvaises créances concentrée dans un segment très restreint de sa clientèle.

Créances à recevoir échues de la clientèle résidentielle

	Créances à recevoir échues Au 31 décembre 2018		Proportion de la clientèle
	M\$	%	%
Ménages à faible revenu*	152,0	42	5
Autres clients résidentiels	210,1	58	95
Total	352,1	100	100

Note* : Il s'agit des ménages à faible revenu qui sont identifiés par Hydro-Québec

(Rapport du V.G., mai 2019, chapitre 4, page 20)

⁵ https://www.vgq.gc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2019-2020-VGQ-mai2019/fr_Rapport2019-2020-VGQ-mai2019-ch04.pdf

4.3 Impacts de la réforme des tarifs domestiques

De 2016 à 2019, Hydro-Québec a procédé à une réforme mineure de la structure de son tarif résidentiel (le tarif D) qui comportait les dispositions suivantes :

- maintien de sa redevance fixe d'abonnement (la portion fixe du tarif) à son niveau existant de 40,64 ¢/jour ;
- relèvement graduel, sur trois ans, du seuil séparant le premier du second palier de tarification du tarif D (la portion variable du tarif), se seuil passant de 30 kWh / jour à 33, puis 36 et enfin 40 kWh/ jour à compter du 1^{er} avril 2017, 29018 puis 2019 respectivement.

Cette réforme devait permettre d'offrir une plus grande proportion de kWh facturés au prix plus bas du 1^{er} palier du tarif D (les premiers 40 kWh / jour plutôt que 30 avant la réforme) et ainsi soulager la facture des ménages chauffant à l'électricité. Cette approche était sensée aider plus particulièrement les ménages à faible revenu et s'appuyait sur deux prémisses :

- la réforme favorisera plus particulièrement les clients consommant de faibles volumes d'électricité ;
- une forte proportion des ménages à faible revenu fait partie des clients consommant de faibles volumes d'électricité.

Puisque la réforme donnait lieu à un transfert vers le 1^{er} palier du tarif D d'une partie des kWh précédemment facturés au 2^e palier, et puisque le montant de la redevance fixe d'abonnement demeurait inchangé, Hydro-Québec a dû appliquer des augmentations des taux unitaires des deux paliers du tarif plus importantes que les pourcentages de hausse accordées par la Régie. Autrement dit, lorsque la Régie autorise, par exemple, une augmentation tarifaire de 1% du tarif D, l'augmentation des taux des différentes composantes du tarif doit être ajustée pour résulter en une augmentation de 1% du revenu unitaire moyen provenant de toutes les ventes du secteur résidentiel. Hydro-Québec a donc augmenté les taux des composantes variables de son tarif D de 2,7 % dans un cas pour générer une hausse du revenu unitaire moyen de 0,7 % autorisée.

Mais au-delà de ces ajustements très sensibles, la réforme n'a pas favorisé les ménages à faible revenu, qui habitent généralement dans des logements moins dispendieux, moins récents et moins efficaces énergétiquement, mais plutôt les ménages mieux nantis qui ont les ressources budgétaires leur permettant d'occuper des unités d'habitation plus coûteuses, plus récentes et/ou plus efficaces. La réforme a effectivement produit un effet ni souhaité, ni souhaitable, ni même recherché, soit celui d'imposer des hausses de la facture d'électricité plus importantes pour les clients consacrant une plus grande proportion de leur consommation totale, quelle qu'elle soit, au chauffage de l'espace. Des ajustements additionnels de la structure du tarif D devront être élaborés et mis en application pour corriger cette situation.

Extraits du rapport d'analyse des impacts de la réforme des tarifs domestiques d'Hydro-Québec sur la facture annuelle des clients résidentiels (JF Blain, aout 2019)

Variation de la facture annuelle - Groupe consommant 13 140 kWh / an en %

	60 % en chauffage	50 % en chauffage	40 % en chauffage	profil plat	hausse tarifaire
2017 vs 2016	0,40 %	0,32 %	0,25 %	- 1,73 %	0,7 %
2018 vs 2017	- 0,07 %	- 0,14 %	- 0,20 %	- 2,34 %	0,3 %
2019 vs 2018	0,19 %	0,13 %	0,09 %	2,42 %	0,9 %
Cumulative 2019 vs 2016	0,52 %	0,31 %	0,14 %	- 1,70 %	1,91 %

Variation de la facture annuelle - Groupe consommant 18 060 kWh / an en %

	60 % en chauffage	50 % en chauffage	40 % en chauffage	profil plat	hausse tarifaire
2017 vs 2016	1,00 %	0,94 %	0,69 %	- 0,35 %	0,7 %
2018 vs 2017	0,54 %	0,49 %	0,44 %	- 0,89 %	0,3 %
2019 vs 2018	0,94 %	0,90 %	0,87 %	- 0,85 %	0,9 %
Cumulative 2019 vs 2016	2,50 %	2,36 %	2,02 %	- 2,17 %	1,91 %

Variation de la facture annuelle - Groupe consommant 22 980 kWh / an en %

	60 % en chauffage	50 % en chauffage	40 % en chauffage	profil plat	hausse tarifaire
2017 vs 2016	1,31 %	0,96 %	0,38 %	0,38 %	0,7 %
2018 vs 2017	0,90 %	0,63 %	- 0,03 %	- 0,13 %	0,3 %
2019 vs 2018	1,37 %	1,34 %	0,98 %	- 0,01 %	0,9 %
Cumulative 2019 vs 2016	3,61 %	2,95 %	1,34 %	0,23 %	1,91 %

Conclusion

- **Le projet de loi 34 ne règle d'aucune façon les « trop-perçus » des années antérieures :**

la première tranche de 500 M\$ qu'il propose de créditer en 2020 provient du solde actuel des comptes d'écart et de l'écart de rendement qui serait de toute façon remis aux clients en vertu des règles tarifaires en vigueur;

le 1G\$ d'économies additionnelles sur 5 ans qui est allégué ne se concrétisera pas; tout au contraire, la fixation des tarifs par la Régie au cours de cette période conduirait à des hausses des revenus requis inférieures par une marge de 978 M\$ à celles qui résulteraient de la mise en œuvre du projet de loi n° 34; cela signifie que, même en incluant la remise de 500 M\$ proposée pour 2020, le projet coûterait au minimum 478 M\$ de plus aux consommateurs d'électricité de 2020 à 2025.

- Le projet de loi n° 34 se traduirait par l'abandon du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) et du mécanisme de réglementation incitative (MRI) existants et par l'impossibilité de connaître l'évolution de la valeur de la base de tarification ainsi que du rendement réel obtenu par Hydro-Québec;

le projet de loi n° 34 est donc susceptible de générer des trop-perçus (excédents de rendement) additionnels de l'ordre de 478 M\$ au cours des 5 prochaines années, sans que ces « trop-perçus » futurs ne soient soumis à quelque partage avec les clients.

- De plus, **le projet de loi n° 34** ne rencontre pas les exigences de transparence, de rigueur, de respect de l'indépendance des institutions et de respect du principe de séparation des pouvoirs; il **créerait une situation** très contre-indiquée et exceptionnelle, **en vertu de laquelle l'actionnaire d'un distributeur monopolistique déciderait arbitrairement du niveau de tarifs mettant en cause ses propres intérêts.**

Recommandations

- Retirer le projet de loi n° 34;
- Maintenir les dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie et des autres lois qui seraient modifiées par ce projet de loi;
- S'il s'agit de déployer d'autres options à titre de compensation des clients d'Hydro-Québec pour les trop-perçus encaissés historiquement, prendre en considération les propositions suivantes.

Propositions

Si la préoccupation principale du gouvernement est de verser une forme de compensation aux clients d'Hydro-Québec pour les « trop-perçus » des années antérieures et qu'il désire stimuler du même coup l'activité économique des régions et sa diversification :

créer un Fonds national des régions dans lequel le Gouvernement du Québec versera annuellement 10 % des bénéfices d'exploitation d'Hydro-Québec (+/- 350 M\$ / an).

Si la préoccupation principale du gouvernement est de verser une forme de compensation aux clients d'Hydro-Québec pour les « trop-perçus » des années antérieures et qu'il désire du même coup limiter les risques de pertes de revenus d'Hydro-Québec associées à sa capacité excédentaire de production, réduire les impacts tarifaires des hausses importantes des coûts d'approvisionnement de HQ Distribution qui surviendront dans les prochaines années :

offrir aux clients d'Hydro-Québec Distribution, pour une durée de 5 ans, un volume d'électricité patrimoniale additionnel de 5 TWh /an à un prix correspondant au revenu unitaire actuellement obtenu par HQP dans les marchés extérieurs, soit 5¢/kWh.

Si la préoccupation principale du gouvernement est de verser une forme de compensation aux clients d'Hydro-Québec pour les « trop-perçus » des années antérieures et qu'il désire du même coup favoriser la rénovation et l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc immobilier résidentiel :

lancer un Programme national de type « corvée habitation » doté d'un financement de 300 M\$ /an sur une durée minimale de 5 ans et comportant des règles d'attribution tenant compte du niveau de revenu des ménages.

Si le Gouvernement du Québec est préoccupé par la transition énergétique urgente dans le secteur des transport afin d'atteindre les cibles de réduction des GES en créant de forts incitatifs pour remplacer les modes de transport individuels, polluants et passifs par des modes de transport collectifs, non polluants et/ou actifs,

Si le Gouvernement du Québec est préoccupé par la nécessité d'instaurer des processus de concertation et de prise de décisions susceptibles de permettre une véritable Planification intégrée des ressources dans le secteur de l'énergie,

Si le Gouvernement du Québec est préoccupé par la nécessité d'encadrer adéquatement et de coordonner l'élaboration, le financement et l'offre des programmes et mesures en matière d'efficacité énergétique,

convoquer, pour la première fois depuis plus d'un quart de siècle, la tenue d'États généraux sur l'énergie.