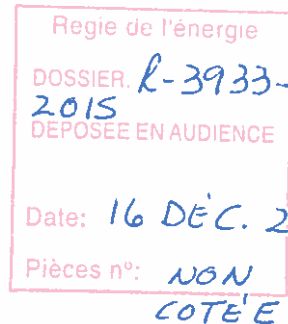


CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3933-2015



HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Et al.

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017**

PLAN D'ARGUMENTATION

1. CONTEXTE

- Impacts des températures exceptionnellement froides des deux (2) derniers hivers.
- Pour 2016, à la lumière des gains d'efficacité cumulatifs récurrents de 398 M\$ depuis 2008, un constat à l'effet qu'il est inopportun d'ajouter aveuglément à la formule paramétrique une cible d'efficacité associée aux actions de gestion courante alors que les nouveaux gains d'efficacité ne sont pas tous intégrés dans les activités du Distributeur.

- N.S., vol. 1, pp. 46-47.

- La présente demande s'inscrit également dans un contexte de consultation où le Distributeur a tenu plusieurs rencontres avec différents intervenants tout au long de l'année, afin d'aborder des enjeux les concernant notamment en matière de conditions de service, de tarification, d'indicateurs et de stratégies à l'égard des ménages à faible revenu.

2. LES AJUSTEMENTS (MISE À JOUR) AU DOSSIER

- Ajustement du dossier afin de capter les éléments importants, sans toutefois revoir toutes les principales prévisions qui le sous-tendent.
- Un exercice rendu nécessaire étant donné les impacts significatifs induits par certaines décisions et différents événements.

• Revenus des ventes nets des achats	+ 16 M\$
• Approvisionnements (reports de projets)	- 25 M\$
• <i>Pass-on</i> et compte de nivellement	- 23 M\$
• Retrait de la disposition du compte pour événements imprévisibles en réseaux autonomes	- 20 M\$
• Révision du prix des combustibles	- 15 M\$
• Mise à jour du coût de la dette (HQT et HQD)	- 24 M\$
• Décision relative aux US GAAP	+ 63 M\$

- HQD-18, document 1, p. 4.

3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

3.1 Modalités de disposition des soldes des comptes de *pass-on* et de nivellement pour aléas climatiques

- Cette année aussi le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer intégralement des soldes du compte de *pass-on* des années 2013, 2014 et 2015 ainsi que du solde 2015 du compte de nivellement pour aléas climatiques.

Les soldes 2013, 2014 et 2015 du compte de *pass-on* s'élèvent à 359 M\$ et celui de 2015 du compte de nivellement pour aléas climatiques à -193 M\$, selon la dernière évaluation (10-2).

- Bien que complémentaires¹, ces deux comptes doivent être traités distinctement et dès le prochain dossier tarifaire, le Distributeur privilégie un retour aux modalités de traitement convenues.
- La mesure proposée par le Distributeur dans le présent dossier permet de récupérer la totalité des soldes relatifs aux deux derniers hivers exceptionnellement froids. Cette mesure favorise une meilleure équité intergénérationnelle en disposant de ces soldes le plus rapidement possible après les deux derniers hivers froids et permet la réduction des frais de financement sur ceux-ci.

¹ Demande de renseignements n° 6 de la Régie, HQD-16, document 1.5, question 2.1.

- Comparée aux divers scénarios avancés, les modalités proposées favorisent une certaine stabilité tarifaire pour les années prochaines.

4. POURSUITE DES EFFORTS D'AMÉLIORATION ET D'EFFICIENCE

- Afin de contrôler les coûts et d'améliorer la qualité du service, poursuite de la modernisation de l'organisation et des processus en tirant profit des solutions technologiques éprouvées et des meilleures pratiques de l'industrie.

4.1 Poursuite de l'amélioration du service

- Mise en place du Centre de gestion des activités de distribution (CGAD) visant une gestion centralisée et optimale des travaux sur le réseau :
 - Amélioration de la planification et de l'utilisation des ressources.
- Mise en place d'une plateforme intégrée de données d'exploitation du réseau de distribution.
- En ce qui concerne les Services à la clientèle :
 - Poursuite de la diversification et bonification de l'offre libre-service transactionnel et informationnel sur le Web et des canaux de communication
 - Fonctionnalités de l'*Espace client* ;
 - Pour la clientèle présentant un faible risque de crédit, mais en difficulté de paiement, confirmer un paiement en ligne, éviter une interruption de service et conclure une entente de paiement simple.
 - Élargissement des heures d'ouverture pour qu'elles soient plus adaptées à la réalité des clients ;
 - Amélioration de la prestation des services en informant mieux les clients et partenaires.
- La simplification des Conditions de service d'électricité qui sera déposée en février 2016 s'inscrit également dans cette veine d'amélioration de la qualité du service en visant une meilleure compréhension de celles-ci pour les clients et les partenaires.
- Du point de vue des clients, tous ces efforts concourent à :
 - Moins de pannes et un rétablissement plus rapide du service lors d'interruptions ;
 - Des délais de raccordement et de réalisation des travaux plus courts ;
 - Un accès plus facile aux services à la clientèle au moment requis, cela au moyen de divers canaux ;

- Une autonomie dans la gestion de leur compte et un suivi facile de leurs demandes.
- **Indicateurs de qualité de service** : Malgré un contexte difficile marqué notamment par l'optimisation de l'organisation et la réingénierie des processus, le Distributeur réussit à maintenir une bonne performance. La légère diminution de la satisfaction de la clientèle s'explique, entre autres, par la couverture médiatique des hausses tarifaires et l'association que font certains clients entre l'augmentation de la consommation liée aux deux derniers hivers particulièrement froids et l'installation des compteurs de nouvelle génération. L'ensemble des efforts mis en œuvre par le Distributeur devraient contribuer à une amélioration de la performance, au cours des prochaines années, notamment au chapitre des services à la clientèle.
- **Nouveaux indicateurs** : Trois nouveaux indicateurs ont été introduits à la suite d'une demande formulée par la Régie :
 - Nombre de courriels par client ;
 - Taux de résolution au 1^{er} appel ;
 - Taux d'abandon téléphonique.
- Comme illustré, le Distributeur soumet toutefois que l'indicateur « Nombre de courriels par client » n'est pas optimal et peut même être trompeur. Aussi, le Distributeur lui privilégie l'utilisation de formulaires Web lesquels permettent davantage d'efficience.

«Q. [103] Donc, je vous amène à l'indicateur « Courriels des clients », donc le nombre de courriels par client. On note une progression du nombre de courriels, là, puis je prends, par exemple, les années deux mille treize (2013), deux mille quatorze (2014), où il y a une nette progression, comparé aux années antérieures.

J'aimerais une explication, là, sur l'augmentation du nombre de courriels reçus.

Mme MICHÈLE LABRECQUE :

R. Vous allez trouver ma réponse plate, là, mais c'est parce que c'est les clients ont choisi ce canal-là pour communiquer avec nous.

[...]

R. Parce que j'ai vu toutes sortes de choses dans les questions puis dans les mémoires. Et, en gros, ce qui se passe présentement... un phénomène qui se passe présentement au niveau de l'ensemble des centres d'appel dans le monde, on appelle ça l'omnicanal. Donc, traditionnellement, un client qui avait une question, il appelait au centre d'appels, hein, par téléphone. Après ça est venue la mode des courriels, il envoyait des courriels.

Donc, nous, on avait des gens qui répondaient aux courriels.

Les courriels, c'était très désagréable à traiter parce que ça arrivait avec la moitié des informations, le client ne mettait pas son numéro de compte, il n'était pas authentifié, donc je ne savais pas, moi... Goldorak87, est-ce que je peux lui donner de l'information sur le compte?

»

- Michèle Labrecque, N.S., vol. 3, p. 66.

- Il en est de même pour le taux d'abandon téléphonique, l'abandon pouvant être entraîné par le Distributeur.

- Michèle Labrecque, N.S., vol. 3, p. 112.

4.2 Efforts d'efficience

- Le total des gains d'efficience récurrents liés aux améliorations des façons de faire du Distributeur depuis 2008 se chiffre à 398 M\$.
- Le Distributeur intégrera des gains additionnels de l'ordre de 36 M\$ en 2016, découlant du projet LAD, lesquels portent les gains cumulatifs récurrents du projet à 71 M\$. Ces gains sont atténués par des frais de relocalisation d'employés de 18 M\$ en 2016.
- L'évolution de l'effectif du Distributeur entre 2008 et 2016 témoigne également des efforts d'efficience très importants du Distributeur. En effet, le Distributeur a profité des opportunités offertes par les départs à la retraite pour réduire son effectif de 23 % sur cette période tout en continuant à offrir à sa clientèle une alimentation fiable et des services de qualité. Il est important de ne pas compromettre cette performance par une réduction d'effectifs mettant à risque la capacité de réalisation du Distributeur. D'ailleurs, comme le dit la FCEI, il est très difficile, de l'extérieur, de porter un jugement éclairé à cet égard.
- L'efficience ne se fait pas seulement en diminuant les ETC mais aussi en réduisant les coûts et surtout en faisant mieux grâce à une réingénierie des processus ; ce que le Distributeur a fait.
- Il n'y aura toutefois aucun gain additionnel en 2016 associé aux actions de gestion courante compte tenu des efforts demandés par la Régie pour 2015 (- 40 M\$) et des besoins pour 2016. Cependant, les gains de gestion courante déjà intégrés représentent en moyenne 3,3 % des charges liées aux activités de base annuellement depuis 2008. Sur la période 2014-2016, ces gains comptent pour 4,9 % en moyenne annuellement.
 - HQD-1, document 1, p.8.
- Le Distributeur n'a pas suspendu ses projets d'efficience alors qu'il réalisait avoir atteint une année le 1,5 % d'efficience dans ses actions courantes. L'efficience se présente le jour où elle se présente ; le Distributeur ne s'en prive pas parce ce qu'il pense que c'est bon pour les clients, c'est bon pour les organisations, bref c'est bon pour tout le monde.
 - N.S., vol. 1, pages 45 à 47.
- Toutefois, il est de plus en plus difficile de trouver des pistes d'efficience récurrentes et permanentes associées aux actions de gestion courante. De même, un défi pour 2016 consiste à rendre permanente la réduction de 40 M\$ formulée par la Régie en 2015, laquelle réduction de coûts a été atteinte pour des raisons conjoncturelles.

«Donc, ce qu'on mentionne c'est que dans le quarante millions (40 M\$) qu'on nous a demandé l'an dernier, il y a une partie de ce quarante millions (40 M\$), pas tout, il y a une partie de ce quarante millions-là (40 M\$) qui a été ou qui va être atteinte plutôt par des mesures qui sont plus conjoncturelles, qui arrivent en deux mille quinze (2015) et qu'on pense pas qu'elles vont se présenter en deux mille seize (2016).

Autrement dit, ce n'est pas quelque chose de récurrent. Et, nous, comme vous mentionnez, vous vous attendez à ce que ce quarante millions-là (40 M\$) soit là pour toujours. Il va l'être et notre défi...

Q. [248] Toujours en deux mille seize (2016).

R. Oui, oui. Et notre défi pour nous, bien c'est de trouver comment on va atteindre cet objectif-là, mais non pas strictement de façon conjoncturelle, là, mais de façon permanente, autrement dit avec une vraie efficience, je vais le dire comme ça, qui est là pour rester.»

- Daniel Richard, N.S., vol. 1, p. 240.
- Voir également Lyne Desmarais, N.S., vol. 2, pages 18 à 22.

- En 2016, il n'y a pas de place pour intégrer 1,5 % de gains additionnels en gestion courante mais le défi n'en est pas moins grand. Le défi pour 2016 se résume comme suit :

«Donc, en deux mille seize (2016), le Distributeur aura un défi important. Il devra d'abord permanentiser le vingt-cinq millions (25 M\$) de gains d'efficience remis à la clientèle et non concrétisé dans ses processus. Et il devra livrer les gains d'efficience de trente et un millions (31 M\$), que vous voyez à l'écran, qu'il a anticipés pour deux mille seize (2016).

Donc, en résumé, il est vrai de dire que le Distributeur n'a pas intégré le un point cinq pour cent (1,5 %) d'efficience mathématiquement dans la formule paramétrique mais il est quand même faux de dire que le Distributeur n'aura pas réalisé des gains d'efficience sur les actions courantes, comme on le démontre ici.»

- Lyne Desmarais, N.S., vol. 2, p. 22.

4.3 Indicateurs d'efficience

- Au-delà de la comptabilité des gains d'efficience, le Distributeur peut compter sur ses indicateurs d'efficience pour évaluer globalement ses efforts d'efficience.
- Le Distributeur rappelle qu'il a pour objectif de maintenir la croissance moyenne de ses indicateurs d'efficience privilégiés sous l'inflation sur une période de cinq (5) ans, tout en maintenant la qualité du service.
- Les résultats de ses efforts à ce chapitre sont plus que satisfaisants. En effet, sept (7) des huit (8) indicateurs d'efficience affichent une décroissance annuelle moyenne pour la période 2012-2016. Lorsqu'on retire l'effet du passage aux US GAAP, tous ces indicateurs évoluent en moyenne sous l'inflation pour la même période.

4.4 Investissements

- Historiquement, les investissements réels sont systématiquement inférieurs aux investissements autorisés. Pour 2016, l'enveloppe pour les investissements des projets inférieurs à 10 M\$ est inférieure de 21,7 M\$ par rapport à l'enveloppe autorisée 2015.
- Les écarts constatés au cours des dernières années entre les investissements réalisés et ceux autorisés s'expliquent essentiellement par une surévaluation en mode prévisionnel des heures capitalisables, induite par l'absence de la prise en compte par la formule paramétrique de la réduction des heures disponibles à la réalisation des travaux en investissements depuis 2012.
- En 2015, le rétablissement du niveau de ces heures a corrigé en bonne partie le niveau des investissements à impact main-d'œuvre, historiquement surévalué.
- D'autres facteurs peuvent également avoir une influence sur les écarts entre les sommes autorisées et les investissements réalisés :
 - La gestion des heures supplémentaires ;
 - Le nombre et l'ampleur des événements hors du contrôle du Distributeur (pannes majeures, missions d'assistance à l'extérieur du Québec) ;
 - La mise à jour continue de la planification opérationnelle des travaux pour tenir compte de l'évolution des besoins et leurs priorités.
- Pour 2016, le Distributeur est confiant d'être en mesure de réaliser les investissements à impact main-d'œuvre prévus de 450 M\$ compte tenu :
 - De l'ensemble des besoins du réseau ;
 - De la poursuite du renouvellement de la main-d'œuvre métiers-lignes en 2016 ;
 - Que plus de 50 % des investissements récurrents sont établis sur la base des moyennes réelles d'investissement des dernières années.
- Le Distributeur rappelle par ailleurs que l'impact sur la base de tarification et ultimement sur les revenus requis, est minime puisque seuls les investissements mis en service sont au final inclus dans la base de tarification et sont rémunérés à travers le coût de service. L'impact sur la charge d'amortissement est également limité puisque plus de 90 % de celle-ci découle d'actifs déjà en service.
 - Demande de renseignements de l'AQCIE-CIFQ, pièce HQD-16, document 3, tableau R-18.1
 - Demande de renseignements n° 7 de la Régie, pièce HQD-16, document 1.6.1, tableau R-5.1-B.

5. PRÉVISION DE LA DEMANDE, APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

5.1 Prévision de la demande

- Le Distributeur s'est doté de nouveaux modèles pour la prévision des ventes et des revenus unitaires, et ce, dans l'optique d'utiliser le maximum d'information des variables économiques et climatiques. Il n'est donc pas opportun de considérer la performance prévisionnelle avant 2013.
- Le Distributeur rappelle qu'il a présenté un plan d'évaluation de la performance prévisionnelle lors du Plan d'approvisionnement 2014-2023. À cette occasion, il rappelait l'importance de disposer d'un historique suffisamment long pour juger de la performance prévisionnelle.
- Malgré tout, les informations au dossier démontrent que les modèles de prévision des revenus sont performants.
 - Demande de renseignements n° 5 de la Régie, pièce HQD-16, document 1.4, réponses aux questions 5.3 et 5.4.

5.2 Approvisionnements

- Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître pour l'année témoin 2016, les coûts en approvisionnement totalisant 6 232,8 M\$.
 - Engagement no 3, HQD-19, document 2.

5.3 Les achats de court terme

- Les achats de court terme, effectués sans recourir au mécanisme d'appel d'offres, permettent des ajustements fins pour corriger les déséquilibres offre/demande causés par les aléas prévisionnels, les aléas climatiques, les défauts éventuels de fournisseurs et les contraintes de transport.

« Dans un tel environnement et afin d'obtenir le meilleur prix disponible, il procédera à des achats par des transactions bilatérales après avoir sollicité plusieurs fournisseurs potentiels (deux au minimum) avec lesquels des conventions de transactions auront été préalablement mises en place. Le Distributeur procédera aussi à des transactions sur des bourses d'électricité par l'entremise d'intermédiaires. Il procédera également à des achats auprès de Hydro-Québec Production en vertu d'une entente-cadre qui sera prochainement déposée à la Régie et qui fera l'objet d'une demande d'approbation distincte. Le Distributeur termine la revue de ses modes d'acquisition en mentionnant qu'en cas d'urgence, il pourrait acheter de l'électricité d'un fournisseur avec lequel il n'aurait pas de convention de transaction étant donné la nécessité d'agir immédiatement. »

(mise en gras ajoutée)

- Décision D-2004-245, (dossier R-3539-2004), section 4.1.

- Le Distributeur ne fait pas nécessairement le tour de toutes les contreparties à chaque fois qu'il y a un besoin de transaction. Chaque contrepartie a sa propre stratégie de vente qui est fonction des quantités qu'elles ont déjà vendues et du niveau de risque qu'elles sont prêtes à assumer. Le Distributeur est en contact permanent avec ses contreparties, les connaît, et si elles n'ont plus de quantité disponible ou ne sont pas vendeuses dans certaines périodes, elles ne sont pas contactées de nouveau.

- Hani Zayat et Richard Lagrange, N.S., vol. 4, pages 59 à 63.

5.4 L'optimisation et l'Entente globale cadre

- Le RNCREQ laisse sous-entendre que le Distributeur « sous-utiliserait » l'entente globale cadre² (entente cadre) ce qui implique qu'il pourrait compter sur davantage de dépassements en vertu de cette entente.
- Le Distributeur soumet respectueusement que les commentaires du RNCREQ démontrent une mauvaise connaissance de l'entente cadre. Dans sa preuve déposée au soutien de sa demande d'approbation de la dernière version de l'entente cadre, le Distributeur décrivait ainsi l'objet de de celle-ci :

« En vertu de son engagement envers le Distributeur, le Producteur doit rendre disponible l'électricité patrimoniale jusqu'à un maximum annuel de 178,86 TWh, selon un profil horaire défini par décret. L'objet de l'entente globale cadre est de convenir des termes et conditions de l'achat, auprès du Producteur, de l'énergie en dépassement du profil annuel de l'électricité patrimoniale.

La variabilité de la demande ainsi que les contraintes et les délais quant à l'utilisation des moyens d'approvisionnement postpatrimoniaux à la disposition du Distributeur rendent impossible un appariement parfait de l'utilisation de l'électricité patrimoniale avec les besoins. Des dépassements peuvent alors survenir, lesquels sont principalement constatés à la fin de l'année, lors de la conciliation annuelle entre les données du Distributeur et celles du Producteur. L'entente globale cadre vise donc à établir les conditions de livraison applicables aux dépassements afin de répondre en temps réel aux besoins non prévus. »

- Dossier R-3861-2013, pièce HQD-2, document 1, p. 5.

- Dans sa décision D-2012-144 (dossier R-3799-2012), la Régie avait par ailleurs écrit :

«[96] La Régie retient de la preuve que l'Entente cadre constitue un moyen de dernier recours visant les dépassements involontaires du profil patrimonial, constatés *a posteriori*. La Régie mentionnait d'ailleurs dans sa décision D-2005-203 ce qui suit :

² Dossier R-3861-2013, pièce HQD-1, document 1.

[...]

[97] Il ressort des dispositions de l'Entente cadre et des extraits précités que cette entente n'a pas été envisagée comme un moyen d'approvisionnement sur lequel le Distributeur peut compter dans sa planification des moyens requis pour satisfaire la demande prévue.»

- L'utilisation de l'entente cadre est donc clairement un moyen de dernier recours et le Distributeur doit adopter les stratégies nécessaires afin d'en minimiser l'utilisation. Contrairement à ce que laisse sous-entendre le RNCREQ, le Distributeur ne pourrait recourir davantage à l'entente cadre lorsque les prix pour les achats de court terme sont supérieurs aux prix de l'entente cadre.

5.5 Les achats des 4 et 5 décembre 2014

- Des intervenants remettent en question les achats sur les marchés de court terme effectués par le Distributeur les 4 et 5 décembre 2014.
- Le Distributeur a précisé en réponse à la DDR n° 5 de la Régie la nature de l'événement réseau ayant nécessité de recourir à des achats de court terme. À la suite d'un acte criminel commis le 4 décembre, il y a eu déclenchement d'un mécanisme de protection sur deux lignes de transport en provenance de la Baie-James (indisponibilité de transport de l'ordre de 7 000 MW).
 - Demande de renseignements n° 5 de la Régie, HQD-16, document 1.4 question 11.2.
- Lorsque des événements comme celui du 4 décembre 2014 surviennent, alors :
 - **dans un premier temps**, le Transporteur met en place tous les moyens (arrêt des exportations, appel d'énergie d'urgence des réseaux voisins, abaissement de tension et appel au public) pour minimiser le télédélestage et le délestage cyclique (près de 200 000 clients ont été touchés) ;
 - **dans un deuxième temps**, le Distributeur effectue toutes les transactions commerciales possibles auprès des marchés voisins afin d'acquérir de l'énergie additionnelle.
- Parmi les moyens mis en place par le Transporteur, les exportations d'énergie ferme du Producteur, prévues pour les 4 et 5 décembre 2014 sur différentes interconnexions ont été redirigées dans la zone de contrôle du Transporteur (rachat de positions d'exportation), afin d'assurer la fiabilité et éviter davantage de délestage de la clientèle québécoise.

«41.2 Contraintes de transport : Pendant toute période où le Transporteur détermine qu'il existe une contrainte de transport sur le réseau, et que cette contrainte peut compromettre la fiabilité du réseau du Transporteur, le Transporteur prendra toutes les mesures, conformes aux pratiques usuelles des

services publics, raisonnablement nécessaires au maintien de la fiabilité de son réseau. Si le Transporteur juge que la fiabilité du réseau de transport peut être maintenue par une nouvelle répartition des ressources, le Transporteur entreprendra des procédures conformément à la convention d'exploitation du réseau afin d'effectuer une nouvelle répartition de toutes les ressources en fonction du moindre coût sans égard à la propriété de ces ressources. Concernant toutes les ressources désignées et non désignées alimentant les charges du Distributeur, celui-ci transmettra au Transporteur et en fera la mise-à-jour en tout temps selon les besoins, l'ordre de priorité selon lequel les ressources du Distributeur seront affectées par les mesures mises en oeuvre par le Transporteur pour pallier à une contrainte sur le réseau de transport.»

- Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec

➤ Ainsi, la transaction « T0103389 » des 4 et 5 décembre 2014 entre le Distributeur et le Producteur résulte de l'action du Transporteur. Les coûts associés à cette transaction correspondent à la part que doit assumer le Distributeur du fait du renversement des transactions fermes que le Producteur avaient préalablement conclues dans différents marchés (répartition entre la charge locale et l'utilisation du point à point de 88 % et de 12 % respectivement).

- Hani Zayat, N.S. vol. 3, pages 155 à 160.

➤ Or, en tout temps, le Producteur mettait à la disposition du Distributeur la quantité d'énergie patrimoniale requise par le Distributeur pour desservir la charge locale. Une partie de l'électricité patrimoniale programmée et mise à la disposition par le Producteur n'était toutefois pas acheminable compte tenu de l'événement réseau.

➤ Toute thèse selon laquelle le Producteur serait responsable du transport de l'électricité patrimoniale ne repose sur aucun fondement juridique ou réglementaire.

➤ Le réseau de transport est au service de la charge locale et des autres clients du service de point à point. Le Distributeur assume d'ailleurs 88 % du coût de service de transport déterminé par la Régie. Lorsque le Producteur livre l'électricité patrimoniale, il utilise le service de transport pour l'alimentation de la charge locale du Distributeur. Cette réalité qui découle du cadre réglementaire applicable est également constatée dans l'entente cadre.

«10.1 Le Distributeur doit déployer ses meilleurs efforts afin que les *moyens d'approvisionnement* soient en quantité suffisante pour approvisionner la consommation de sa clientèle;

10.2 Le Distributeur est responsable d'obtenir du *Transporteur* le service de transport requis pour acheminer le *volume d'électricité fournie par le Producteur au Distributeur* à partir du *point de livraison*; et

10.3 Le Distributeur doit déployer ses meilleurs efforts et coordonner ses activités avec le *Transporteur* de façon à ce que la gestion du réseau de transport

n'impose qu'un minimum de contraintes et d'impacts négatifs sur l'approvisionnement de *l'électricité patrimoniale*.»

- Le partage des coûts pour pallier une contrainte de transport est par ailleurs prévu à l'article 41.3 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

« 41.3 Responsabilité des coûts occasionnés pour pallier les contraintes de transport : Lorsque le Transporteur met en œuvre des procédures de nouvelle répartition au moindre coût par suite d'une contrainte de transport, les clients du service de transport ferme de point à point, les clients du réseau intégré et le Distributeur pour les clients de charge locale supportent tous une quote-part proportionnelle du coût total de la nouvelle répartition Hydro-Québec Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec en fonction de leurs transactions respectives qui sont affectées par la nouvelle répartition. »

- Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec

5.6 Efficacité énergétique

- Poursuite des efforts, qui auront permis, à la fin 2015, de générer des économies d'énergie de l'ordre de 8,7 TWh depuis 2003, soit un dépassement de près de 10 % de la cible, et ce, grâce à des investissements totalisant 1,7 G\$.
- Le Distributeur assurera la stabilité des interventions en 2016 et prévoit allouer 135 M\$ à la réalisation de ses activités en efficacité énergétique. Ces efforts se traduiront par l'ajout d'environ 460 GWh d'économies d'énergie et de près de 115 MW en interventions en gestion de la demande en puissance.

Programme de charges interruptibles pour clients résidentiels

- Les résultats du projet pilote effectué auprès de 400 employés d'Hydro-Québec sont concluants, tant sur le plan technique que sur celui de l'effacement. L'objectif pour le déploiement des chauffe-eau interruptibles est fixé à 100 000 participants pour l'hiver 2016-2017.
- Avant de lancer le programme, le Distributeur doit toutefois s'assurer que ses conclusions quant à l'innocuité de la mesure soient partagées par les organismes concernés (notamment la Régie du bâtiment).
- Étant donné la nature de l'intervention (intervention faite chez le client par un prestataire engagé par le Distributeur, compensation de nature forfaitaire, contrôle de l'interruption par le Distributeur), le Distributeur privilégie une approche de type programme commercial. Celle-ci procure davantage de flexibilité, surtout dans un contexte où le Distributeur est en apprentissage avec ce concept novateur. De plus, il n'est pas encore fixé sur le montant de la compensation qu'il versera à ses clients. Le Distributeur souligne que cette dernière varie grandement selon les différentes entreprises de services publics.

- Daniel Richard, N.S. volume 1, pages 234-236.

6. TARIFICATION ET CONDITIONS DE SERVICE

6.1 Les frais d'administration

- Dans sa décision D-2015-018 (dossier R-3905-2014, paragraphe 80), la Régie demande au Distributeur de procéder à un balisage auprès d'entreprises de services publics relativement au taux des frais d'administration.
- Les résultats du balisage permettent de confirmer que les frais d'administration sont toujours parmi les plus bas parmi les entreprises de service. Le taux annuel du Distributeur se situe à 14,40 % alors que les taux des autres distributeurs canadiens sont autour de 19 %.
 - Voir la pièce HQD-13, document 2 (B-0048).
- Le Distributeur rappelle que les frais d'administration couvrent en partie les frais de financement des sommes impayées dans les délais accordés et les coûts associés aux activités de recouvrement. Afin de remplir leur rôle d'incitatif au paiement des factures, le taux ne doit pas s'éloigner de façon marquée de celui des autres fournisseurs afin que la clientèle ne privilégie pas le paiement des montants dus à d'autres fournisseurs au détriment du Distributeur.
 - Marcel Côté, N.S., vol. 6, pages 93 à 106.
- Contrairement à ce qu'affirme UC, il n'y a pas de double rémunération en ce qui concerne les frais d'administration. En fait, il y a absence totale de corrélation entre les deux éléments. L'encaisse réglementaire sert à financer les activités courantes du Distributeur jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir, lui permettant de récupérer les sommes avancées. Pour leur part, les frais d'administration visent plutôt à récupérer une partie des coûts associés au recouvrement des clients, le reste étant récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle par l'entremise des tarifs. Du point de vue comptable, l'encaisse fait partie du bilan et les frais d'administration viennent réduire les coûts du Distributeur.

« Ça, ce coût-là qu'on pourrait mentionner, c'est ce coût-là qu'on vient intégrer dans notre coût de service. Dans un deuxième temps, après ça on se pose la question comment qu'on va les récupérer ces coûts de service-là. Ça fait que là je pense qu'il y avait une adéquation entre le taux de rendement de sept pour cent (7 %) sur l'encaisse réglementaire et le quatorze pour cent (14 %) qu'on vient charger au niveau de la facture des clients qui sont en retard au-delà du vingt et un (21) jours, mais ce sont deux choses complètement distinctes.

Dans le fond, c'est que j'ai mon coût de service, dans un premier temps, qui est le rendement sur l'encaisse réglementaire et, dans un deuxième temps, là je vais aller voir comment je vais récupérer ça auprès de ma clientèle.

J'ai deux façons de le faire. Un, via mes autres revenus dont sont inclus mes frais d'administration, mon fameux quatorze pour cent (14 %) sur ma facture. Et, par la suite, j'ai mes tarifs sur la consommation et ma redevance d'abonnement.

Donc, on ne peut pas, en aucun temps, venir additionner le sept pour cent qui est calculé sur l'encaisse réglementaire, qui... en fait, on rend compte, dans le fond, de nos coûts d'opération en lien avec les frais de financement, aussi de notre service à la clientèle.

Ça fait que je ne sais pas si c'est vers là que vous aviez votre question mais, vraiment, l'adéquation qui a été faite entre le sept pour cent et le quatorze pour cent (14 %) n'a pas lieu d'être. On est, d'un côté, en coûts de service; de l'autre côté, du moyen qu'on récupère nos coûts de service, c'est-à-dire soit en revenus de ventes ou en frais d'administration. »

- Luc Dubé, N.S., vol. 2, p. 36.

- Les revenus de frais d'administration sont par ailleurs clairement exclus des coûts à être récupérés par la redevance. Le Distributeur avait fait une démonstration détaillée de la composition des revenus requis à l'occasion du dossier R-3677-2008 (pièce HQD-12, document 1, p. 36).
- Finalement, il importe de rappeler que les MFR bénéficient de différents types d'ententes de paiement sur lesquelles aucuns frais d'administration ne s'appliquent dans la mesure où l'entente est respectée. Cette possibilité d'annulation des frais d'administration peut donc constituer un incitatif au respect des ententes de paiement.

6.2 Interfinancement

- La hausse uniforme proposée par le Distributeur ne contrevient pas à la LRÉ puisqu'elle ne vise pas à atténuer l'interfinancement.
- Dans sa décision D-2007-12 (pages 89 à 94), la Régie concluait son interprétation du 4^e alinéa de l'article 52.1 de la LRÉ ainsi :

«Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble

des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique.»

- La même année, le décret de préoccupation 1164-2007 concernant *les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie afin de favoriser une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre catégories de consommateurs* était édicté et s'ajoutait aux critères dont la Régie doit tenir compte lors de la fixation des tarifs.
- Depuis l'adoption du décret 1164-2007, la Régie n'a jamais procédé à une hausse différenciée, bien que l'évolution des coûts l'aurait permis. Elle a ainsi pris acte de l'évolution des indices d'interfinancement au cours des années. Selon le Distributeur, il s'agit de la bonne décision.

- Marcel Côté, N.S., vol. 5, p. 54.

- Les indices d'interfinancement sont des résultantes. Ils évoluent en fonction de l'évolution des revenus et de la structure de coûts et des volumes de consommation des catégories de clients.
- L'application de l'ajustement tarifaire constitue un arbitrage de l'intérêt public guidé par les grands principes de tarification et les contraintes propres au cadre réglementaire du Distributeur.

- Hervé Lamarre, N.S., vol. 5, p. 61.

- Le contexte factuel du présent dossier, caractérisé notamment par la baisse des ventes et la détérioration de l'avantage concurrentiel du tarif L, milite en faveur d'une hausse uniforme des tarifs.

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

- L'application de hausses différenciées avec pour objectif de corriger l'interfinancement, tout en tenant compte de l'ensemble des articles de la Loi et des éléments de contexte, est une tâche complexe. L'utilisation d'une règle automatique priverait la Régie de sa marge de manœuvre pour tenir compte des risques associés à chaque catégorie de consommateurs.
- La Régie dispose de l'ensemble des éléments de contexte pour juger du mérite de la proposition de hausse uniforme par catégories de clients.

6.3 La stratégie tarifaire pour les tarifs domestiques

- Le Distributeur rappelle que c'est à l'occasion du dossier tarifaire 2017-2018 qu'il déposera sa proposition relativement aux tarifs domestiques. Les objectifs au présent dossier sont de déterminer les grandes orientations et les grands principes qui constitueront la pierre d'assise de propositions de stratégies aux tarifs domestiques plus fines qui seront soumises à l'occasion du prochain dossier tarifaire.
- Le Distributeur vise à offrir des structures tarifaires saines et équilibrées à la clientèle.
- En cohérence avec les principes de Bonbright évoqués par la Régie, le Distributeur vise des structures qui permettent de :
 - 1) récupérer les revenus requis ;
 - 2) donner un bon signal de prix, ce qui suppose des structures de tarifs compréhensibles et qui font du sens pour la clientèle ;
 - 3) être équitable, notamment en permettant de tenir compte de la capacité de payer des MFR.
- Bien que la stratégie et les structures actuelles ne soient pas parfaites, elles sont le résultat de compromis qui rencontrent les objectifs visés auxquels la Régie a adhéré jusqu'à présent. Cette année, le Distributeur propose une hausse uniforme par composantes et des pistes qui méritent d'être explorées afin de faire évoluer la stratégie et la structure des tarifs domestiques. Ces pistes rejoignent en grande partie les attentes des clients et les préoccupations des intervenants, tout en intégrant les enjeux associés au contexte énergétique à venir.
- **Hausse uniforme entre les deux tranches** : Le Distributeur soumet que la proposition d'une hausse tarifaire uniforme par composantes s'inscrit dans le cadre de la réflexion sur la stratégie des tarifs domestiques qui est en cours. Il est nécessaire de tenir compte des impacts cumulés de la hausse différenciée par composante entre les deux tranches qui était préconisée jusqu'à maintenant.
- Considérant la prépondérance du chauffage électrique en hiver, il faut se questionner sur la poursuite d'un ajustement de la 2^e tranche à un rythme plus important que pour la 1^{re} tranche. Il faut considérer le risque concurrentiel auquel fait face le Distributeur, soit celui de perdre une partie du marché de la chauffe résidentielle au profit du gaz naturel.
 - Marcel Côté, N.S., vol. 6, page 46.
- **Les grandes orientations pour la refonte des tarifs domestiques** : À l'occasion du présent dossier, le Distributeur désire néanmoins soumettre à la Régie pour approbation les grandes orientations qu'il privilégie aux tarifs domestiques. Ces propositions font suite et tiennent compte des échanges

avec les représentants des clientèles résidentielle et agricole ainsi que des groupes environnementaux, à l'occasion des deux séances de travail du printemps 2015 et de l'échange d'informations entourant ces séances.

- À cet effet, les pistes qui selon le Distributeur méritent d'être explorées sont :
 - **Introduction d'une facture minimale en remplacement de la redevance d'abonnement**
 - Permettrait une meilleure récupération de coûts fixes auprès des très petits consommateurs ou de ceux qui ne consomment pas régulièrement (exemple, chalet saisonnier, autoproducteur). Cette facture minimale permettrait également d'épargner les petits consommateurs qui consomment suffisamment.
 - Marcel Côté, N.S., vol. 5, page 97-98.
 - **Hausse du seuil de la 1^{re} tranche sans distinction saisonnière**
 - Permettrait de répondre aux préoccupations de plusieurs intervenants d'offrir une consommation additionnelle à la 1^{re} tranche et ainsi alléger la facture des plus petits consommateurs dont les MFR. Il est à noter par ailleurs que le tarif D revêt déjà un caractère saisonnier, avec un prix plus élevé qui s'applique en période d'hiver. La structure à deux (2) tranches répond également et minimalement à des objectifs de redistribution, c'est une façon d'alléger la facture des petits consommateurs, dont les MFR.
 - Pour le Distributeur, il est important d'éviter de superposer des types de structures tarifaires (tarif à 2 tranches et tarif saisonnier) qui visent les mêmes fins sans compromettre le 2^e principe de Bonbright cité ci-dessus.
 - Marcel Côté, N.S., vol. 5, page 181-182.
 - **Création d'un tarif distinct (D2)**
 - Permettrait d'offrir une stratégie tarifaire mieux adaptée aux grands consommateurs (plus de 50 kW), incluant les exploitations agricoles, tout en assurant un meilleur reflet des coûts. Le tarif D2 permettrait également d'offrir plus de flexibilité pour la clientèle visée tout comme pour la clientèle au tarif D1.
 - Marcel Côté, N.S., vol. 6, page 40.

➤ Tarif DT

- Quant au tarif DT, le Distributeur vise à retarder le plus possible l'érosion du parc biénergie résidentielle. Il est disposé à accroître l'économie des clients par rapport au tarif DT et poursuivra ses efforts de sensibilisation de la clientèle.

- Marcel Côté, N.S., vol 5, p. 23.

➤ **Gestion de la demande en période de pointe :**

- Le Distributeur considère que les programmes commerciaux sont mieux adaptés pour inciter sur une base volontaire les clients les plus aptes à contribuer au succès des mesures de gestion de la demande en période de pointe.
- Enfin, certaines pistes analysées ne sont pas retenues par le Distributeur : tarif distinct pour les MFR ou pour les clients agricoles. Introduction d'une 3e tranche d'énergie et introduction de seuils et de prix variables selon les saisons.

7. RÉSEAUX AUTONOMES

- **En matière d'approvisionnement :** Le Distributeur a l'intention de revisiter l'ensemble des réseaux autonomes pour voir quels moyens pourraient être mis de l'avant, quels autres types de production pourraient réduire la consommation de combustibles dans ces réseaux.
- Sans parler de conversion vers les énergies vertes, le combustible étant toujours requis, le Distributeur a lancé un appel de propositions aux Îles-de-la-Madeleine pour du jumelage éolien diesel.

«Mais ce qu'on vise, dans le fond, c'est des appels de proposition qui permettraient de faire ce qu'on appelle du « fuel saving », donc pas nécessairement du remplacement de centrale au complet, mais qui permettraient de prendre de l'énergie lorsqu'elle est disponible puis à ce moment-là de diminuer la consommation de diesel dans ces réseaux-là.»

- Richard Lagrange, N.S., vol.4, page 40.

- **En matière de qualité de service et d'indicateur :** Un indice de continuité pour les seuls réseaux autonomes ne serait pas significatif.
- Le Distributeur essaie de mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une meilleure qualité de service aux clients des réseaux autonomes comme à tous les clients où qu'ils soient au Québec. Toutefois, la qualité de service en réseaux autonomes doit être distinguée de celle sur le réseau intégré. Il est bien évident que lorsque le Distributeur doit réparer, faire de la maintenance et de la réparation en cas de panne sur ces réseaux autonomes, les défis de logistique d'approvisionnement et surtout d'avoir la capacité de main-d'œuvre

au moment où les besoins se présentent constituent des défis considérables dans ces réseaux.

- **En matière d'efficacité énergétique**, la mise en place de mesures plus lourdes (notamment isolation des entretoits) se poursuit en réseaux autonomes. Ces mesures ont contribué à augmenter significativement les GWh économisés. Les économies potentielles résiduelles sont toutefois réduites d'autant.
- Le Distributeur a déjà beaucoup fait dans les réseaux autonomes en matière d'efficacité énergétique :

«Donc, en réseaux autonomes, dans les dernières années, on a fait déjà beaucoup, on a d'ailleurs annoncé que maintenant, lorsqu'on se déplace dans un réseau, on fait tout ce qui est en mesure...tout ce qu'on peut réaliser. Donc, tous les luminaires intérieurs ont été changés, les thermostats ont été changés. On a attaqué, cette année, les luminaires extérieurs.»

- Richard Lagrange, N.S., vol. 4, p. 32.

- **En matière de puissance en réseaux autonomes** : la stratégie du Distributeur pour faire face à des déficits en puissance anticipés et non, tel que l'invoquent certains intervenants, à des déficits réels, est de s'attaquer à plusieurs fronts :
 - Sur le front des besoins, le Distributeur déploie des programmes d'efficacité énergétiques et plus particulièrement des mesures de GDP.
 - Lorsque les mesures sont insuffisantes, le Distributeur passe à l'augmentation des moyens.
 - Plus particulièrement, dans le cas des réseaux qui sont en déficit anticipé, le Distributeur tente de mettre sous contrat les génératrices mobiles déjà présentes dans les réseaux en question (grosses génératrices) donc celles dans le marché institutionnel. Cette stratégie s'avère beaucoup moins coûteuse que de transporter des génératrices mobiles du sud vers le nord.
 - Si ces moyens sont insuffisants, alors le Distributeur fait livrer des génératrices mobiles dans le Grand-Nord.
 - Finalement, non seulement on ne peut parler de déficit en puissance mais en plus, le Distributeur gère de façon efficiente les besoins d'investissements dans le meilleur intérêt de ses clients.

- Richard Lagrange, N.S., vol. 4, pages 127 à 129.

- **En matière de tarification** : Avant d'examiner les modifications proposées par le Distributeur, il importe de souligner que tous les clients résidentiels au nord du 53^e parallèle sont équipés de fournaies individuelles et de chauffe-eau au mazout faisant en sorte que la consommation en 2^e tranche est très faible. Selon l'étude des caractéristiques de consommation, la consommation moyenne de ces clients est de l'ordre de 20 kWh/jour par abonnement et en

ce sens elle est peu différente de celle des clients du sud, si l'on exclut le chauffage électrique des remises.

- Marcel Côté, N.S., vol. 5, p. 152.

- Ces clients pour leur très grande majorité ne sont pas responsables du paiement de leurs factures d'électricité.
- L'augmentation progressive proposée du tarif de la 2^e tranche alignée sur les coûts évités, tel qu'il avait été convenu avec la Régie, permet d'appuyer les mesures d'efficacité énergétique visant la réduction de la consommation en 2^e tranche, dont le chauffage d'appoint électrique qui concerne un nombre limité d'abonnements.
- Bien que la consommation quotidienne moyenne soit plus faible au nord du 53^e parallèle, en 1996, le Distributeur avait haussé le seuil quotidien de la 1^{re} tranche de 20 kWh par jour à 30 kWh par jour pour assurer un même traitement qu'au sud. Cette approche assure que les clients au nord aient la même facture que les clients au sud, dans la mesure où ils n'utilisent pas l'électricité pour la chauffe. Ainsi, une modification du seuil de la 1^{re} tranche devrait également s'appliquer au nord.
- Des démarches sont faites avec l'OMHK qui gère la majorité du parc de maisons au nord du 53^e parallèle pour trouver des solutions alternatives au chauffage des remises par d'autres solutions.
- Toutes ces démarches doivent être accompagnées d'un levier qui passe par le signal de prix, d'où la demande d'augmentation du prix de la 2^e tranche.

8. SUIVI DU PLAN D'ACTION POUR LES MFR

- Le gouvernement du Québec a émis le décret de préoccupations 841-2014 relativement aux MFR. À la suite de ce décret, le Distributeur a déposé un complément de preuve dans le dossier R-3905-2014. Le Distributeur proposait une bonification de l'offre de services :
 - Ententes plus généreuses pour les clients à très faible revenu ;
 - Effacement graduel de la dette par la radiation d'une portion des sommes dues au fur et à mesure des versements effectués par le client ;
 - Création d'un centre d'accompagnement afin d'harmoniser et faciliter l'accès des services à ce segment de la clientèle.
- Le Distributeur désire par ailleurs rappeler qu'il travaille de concert avec les associations de consommateurs depuis de nombreuses années.

- **Entente plus généreuse pour les clients à très faible revenu par la hausse de la subvention** : Afin d'ajuster le seuil d'admissibilité aux ententes des clients à faible revenu, il est nécessaire d'effectuer des analyses de données, préciser la catégorie de clients ciblée et doser l'offre en fonction du taux d'effort. À la suite des étapes d'analyse et de validation, les modalités de la nouvelle entente seront discutées à la Table MFR. La mise en place est prévue en 2017.
- **Effacement graduel de la dette** : Le 26 mai 2015, le Distributeur a présenté aux associations de consommateurs, son projet de mécanisation de la radiation de la dette à chaque versement respecté d'une entente personnalisée afin de favoriser le paiement des versements jusqu'au terme de l'entente. Une évaluation des coûts de développement et du traitement est présentement en cours de même qu'une évaluation du traitement comptable de la radiation.
- Toutefois, considérant l'impact potentiellement important sur les revenus requis du Distributeur que pourrait avoir cette mesure la première année de son implantation, il est nécessaire d'obtenir l'approbation de la Régie avant de débiter cet effacement.
 - Michèle Labrecque, N.S., vol. 3, p. 132-133.
- **Centre d'accompagnement et harmonisation avec les programmes d'efficacité énergétique** : Le Distributeur a présenté son concept de centre d'accompagnement aux associations de consommateurs résidentiels en mai 2015. Ce centre servirait de guichet unique pour l'ensemble des besoins des clients MFR afin d'obtenir des mesures en efficacité énergétique pour réduire la facture et des besoins d'accompagnement en recouvrement ou en évaluation budgétaire qui leur sont destinés. Ce concept fera l'objet d'un projet pilote au cours de l'année 2016.
 - Michèle Labrecque, N.S., vol. 3, p. 22.
- Pour les autres clients, le Distributeur travaille avec les intervenants à la table de recouvrement et au groupe de travail à discuter des mesures préventives qui pourraient être mises en place afin d'éviter l'endettement.
- Le Distributeur a ainsi répondu avec célérité au décret de préoccupations 841-2014 relativement aux MFR émis le 24 septembre 2014, notamment :
 - en déposant une pièce dans son dossier tarifaire R-3905-2014 le 7 novembre 2014 qui proposait une bonification de son offre de services à leur égard ;
 - en organisant des rencontres avec les associations de consommateurs ;
 - en entreprenant les démarches nécessaires à la mise en place d'un centre d'accompagnement.

9. CONCLUSION

Le Distributeur soumet que sa preuve est complète et demande à la Régie d'accueillir sa demande pour l'année tarifaire 2016.

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 16 décembre 2015

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec