



Association des redistributeurs d'électricité du Québec  
(« AREQ »)

Consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec

## **Mémoire de l'AREQ**

Présenté à Monsieur Pierre Fitzgibbon, ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie,  
ministre responsable du Développement économique régional et ministre responsable de la  
Métropole et de la région de Montréal  
(le « **Ministre** »)

1<sup>er</sup> août 2023



RÉSEAUX  
MEMBRES :

- Alma
- Amos
- Baie-Comeau
- Coaticook
- Joliette
- Magog
- Westmount
- Saguenay
- Sherbrooke
- St-Jean-Baptiste  
(Coopérative)

PAR COURRIEL

Le 1<sup>er</sup> août 2023

M. Pierre Fitzgibbon  
Ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie  
710, place D'Youville, 6<sup>e</sup> étage  
Québec (Québec) G1R 4Y4  
Téléphone : 418 691-5650  
Télécopieur : 418 643-8553  
[ministre@economie.gouv.qc.ca](mailto:ministre@economie.gouv.qc.ca)

Monsieur le Ministre,

Par la présente, l'AREQ tient à vous remercier pour votre invitation relativement à la consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec. C'est avec grand plaisir que nos membres vous partagent ce mémoire qui expose, dans son ensemble, les réalités qu'ils vivent en lien avec la transition énergétique, mais surtout, notre vision sur l'avenir énergétique québécois dans le contexte d'un distributeur municipal d'électricité.

Comme vous le savez, les municipalités comptent sur le service personnalisé que les membres de l'AREQ leur procurent et les citoyens qui en bénéficient en sont fiers. Les réseaux municipaux et la Coopérative (définis dans le mémoire) font partie de l'héritage patrimonial de nos régions.

Soyez assuré que nous sommes toujours prêts à travailler collectivement pour favoriser le développement de l'industrie de l'électricité au Québec et veiller à la pérennité des réseaux municipaux qui font la fierté de leurs citoyens et des élus de leur région.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

**Évelyne Beaudin**  
**Mairesse de Sherbrooke**  
**Présidente de l'AREQ**

## Tables des matières

1	Sommaire exécutif.....	1
1.1	Axe 1 – Équilibre offre-demande.....	1
1.2	Axe 2 – Tarification .....	2
1.3	Axe 3 – Gouvernance.....	3
2	Mise en contexte.....	4
2.1	Introduction.....	4
2.2	L’AREQ.....	4
2.3	Les réseaux municipaux.....	4
3	Enjeux des réseaux municipaux liés à la transition énergétique.....	7
3.1	Le Plan pour une économie verte 2030.....	7
3.2	Enjeux liés à l’infrastructure des réseaux de distribution des réseaux municipaux.....	8
3.3	Enjeux liés à l’infrastructure numérique de gestion de la demande au sein des réseaux municipaux.....	9
3.4	Enjeux relatifs à la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques des réseaux municipaux .....	9
4	Pistes de solution eu égard aux grands axes identifiés par le gouvernement.....	10
4.1	Axe 1 – Équilibre offre-demande.....	10
4.1.1	Production <i>in situ</i> d’énergie renouvelable par les réseaux municipaux.....	10
4.1.2	Intégration de la production décentralisée et mesurage net.....	12
4.1.3	Gestion des pointes .....	12
4.2	Axe 2 – Tarification .....	14
4.2.1	Le tarif LG n’est pas un tarif approprié pour la distribution d’électricité .....	15
4.2.2	Effritement des marges par les tarifs domestiques .....	20
4.2.3	Piste de solution .....	21
4.2.4	Option de gestion de la demande en puissance.....	22
4.2.5	Hilo et les crédits de pointe critique.....	23
4.2.6	Crédits d’alimentation et allocations pour les postes de transformation .....	23
4.3	Axe 3 – Gouvernance.....	25
4.3.1	Planification entre les réseaux.....	25
4.3.2	Approvisionnements des réseaux municipaux.....	25
5	Conclusion.....	27

## 1 SOMMAIRE EXÉCUTIF

Vous trouverez ci-après un résumé des pistes de solution proposées par l'AREQ et les réseaux municipaux<sup>1</sup> eu égard aux trois grands axes identifiés par le gouvernement dans le cadre de la présente consultation. Notez que ces pistes de solution ne sont pas ordonnées par priorité. L'AREQ priorise la révision du modèle d'affaires de ses membres ainsi qu'une collaboration avec Hydro-Québec quant à la gestion globale des approvisionnements énergétiques québécois.

### 1.1 AXE 1 – ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

- **Piste de solution # 1 – production *in situ* d'énergie renouvelable par les réseaux municipaux :** Comme piste de solution, l'AREQ propose que le gouvernement reconnaisse la juste valeur sur le marché de cette production et mette en place, en faveur des réseaux municipaux, des programmes ou des subventions afin de favoriser la modernisation des barrages et centrales hydroélectriques existants permettant le maintien des capacités de production ou leur augmentation tant pour les centrales alimentant les clients d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« **Hydro-Québec** » ou le « **Distributeur** ») (en l'absence de telles subventions, le cas échéant) que celles qui alimentent les clients des réseaux municipaux. Une refonte de la tarification applicable aux réseaux municipaux, laquelle n'est actuellement pas adaptée à la réalité des réseaux municipaux, permettrait également à ceux-ci de dégager des revenus additionnels qui pourraient être réinvestis dans de tels projets;

Aussi, dans la mesure où le gouvernement souhaite élargir l'offre d'énergie disponible pour répondre à la demande et favoriser le développement économique, les réseaux municipaux pourraient également considérer, avec une aide gouvernementale, le développement de projets directement connectés au réseau de distribution sur leur territoire exclusif, permettant ainsi l'augmentation des capacités de production;

Dans la mesure où le gouvernement considérerait d'avantage d'autres modèles comme les contrats d'achat d'électricité privés malgré les droits exclusifs de distribution prévus à la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la « **LRÉ** »), il y aura alors lieu de revoir le décret 618-97 *concernant l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec* adopté le 7 mai 1997 et publié le 28 mai 1997<sup>3</sup> afin de permettre aux

---

<sup>1</sup> La référence à l'appellation « réseaux municipaux » est utilisée pour alléger le texte et inclut tous les membres de l'AREQ, à savoir la Ville de Alma, la Ville de Amos, la Ville de Baie-Comeau, la Ville de Coaticook, la Ville de Joliette, la Ville de Saguenay, la Ville de Magog, la Ville de Sherbrooke, la Ville de Westmount ainsi que la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville (la « **Coopérative** »).

<sup>2</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>3</sup> [Décret 618-97 du 7 mai 1997.](#)

réseaux municipaux<sup>4</sup> de pouvoir s’approvisionner en électricité auprès de tout fournisseur situé à l’intérieur et/ou l’extérieur du Québec;

- **Piste de solution # 2 – Intégration de la production décentralisée et mesurage net :** Comme piste de solution, l’AREQ estime qu’une tarification différenciée saisonnière avec des heures critiques et des frais d’intégration au réseau devraient être des éléments obligatoires dans les conditions d’adhésion à une option de mesurage net comme cela se fait déjà dans de nombreuses provinces ou états;
- **Piste de solution # 3 – Gestion des pointes :** L’AREQ propose de revoir le modèle de gestion de l’approvisionnement énergétique en favorisant un partenariat entre les distributeurs afin de diminuer les gaz à effet de serre (« GES ») et en permettant une meilleure coordination des moyens et outils pour atteindre un objectif commun quant à la gestion des pointes annuelles, qu’elles soient provinciales ou régionales.

## 1.2 AXE 2 – TARIFICATION

- **Piste de solution # 4 – Refonte de la tarification applicable aux réseaux municipaux :** La réalisation de la transition énergétique implique de faire face à une multitude de défis pour les réseaux municipaux. Pensons notamment à la croissance de la demande en énergies propres, à l’intégration des énergies renouvelables, à la décentralisation de la production, à l’arrivée des réseaux intelligents et des nouvelles technologies, à la participation des consommateurs à la gestion de la pointe, à l’électrification des transports, aux enjeux liés à l’infrastructure physique et numérique des réseaux de distribution des réseaux municipaux et, finalement, aux enjeux liés à la fiabilité et la sécurité des réseaux de distribution des réseaux municipaux. Tous ces enjeux nécessiteront des investissements importants et/ou des revenus additionnels pour les réseaux municipaux.

Afin d’être en mesure de faire face à l’ensemble des défis qu’impose la transition énergétique, l’AREQ propose, comme piste de solution, que la tarification applicable aux réseaux municipaux soit modifiée lors de l’entrée en vigueur des tarifs d’électricité qui devront être fixés par la Régie de l’énergie (la « Régie ») le 1<sup>er</sup> avril 2025.

Idéalement, les modifications au tarif applicable aux réseaux municipaux devraient faire l’objet d’analyses et de discussions entre l’AREQ et Hydro-Québec, et ce, en amont de toute proposition tarifaire qui serait déposée devant la Régie en prévision de l’établissement des tarifs par la Régie au 1<sup>er</sup> avril 2025. En effet, l’AREQ favorise le dépôt d’une proposition conjointe entre les réseaux municipaux et le Distributeur. Le gouvernement pourrait jouer un rôle de facilitateur entre l’AREQ et Hydro-Québec afin de favoriser la conclusion d’une proposition commune et pérenne.

---

<sup>4</sup> Pour les fins de cette expression-ci, « réseaux municipaux » comprend seulement les neuf réseaux municipaux mentionnés à la note de bas de page 1, à l’exclusion de la Coopérative.

En prévision de cette cause tarifaire, afin de donner une marge de manœuvre pour un nouveau tarif de distributeur, le gouvernement pourrait adopter et publier un décret de préoccupation à l'égard de la Régie afin de lui faire part de ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la nouvelle tarification qui serait applicable aux réseaux municipaux, le tout afin de permettre aux réseaux municipaux de surmonter les défis découlant de la transition énergétique.

Les idées de modifications au tarif LG discutées à la section 4.2.1 du présent mémoire pourraient servir de base à ces discussions. Ces idées doivent être analysées avec les représentants d'Hydro-Québec afin de mieux refléter les écarts créés par les nouvelles tendances. L'AREQ étant bien entendu ouverte à toutes autres modifications qui seraient raisonnables, justes et équitables;

- **Piste de solution # 5 – Option de gestion de la demande en puissance** : Comme piste de solution, l'AREQ recommande d'encourager Hydro-Québec à entreprendre des discussions avec elle afin d'analyser et de revoir le calcul de la courbe de référence en fonction de la réalité d'un réseau municipal;
- **Piste de solution # 6 – HILO et les crédits de pointe critique** : Comme piste de solution, l'AREQ propose de revoir le modèle d'affaires des réseaux municipaux en lien avec leur tarification et la participation à des subventions gouvernementales pour leur permettre de pouvoir offrir des options similaires à leur clientèle dans le but de favoriser une meilleure gestion des approvisionnements dans le contexte de la transition énergétique;
- **Piste de solution # 7 – Crédits d'alimentation et allocations pour les postes de transformation** : Comme piste de solution, l'AREQ propose de revoir le mécanisme d'ajustement des crédits d'alimentation pour assurer une cohérence avec l'augmentation de leur tarif. Cet exercice pourrait se faire en collaboration avec les représentants du Distributeur lors de la révision du modèle tarifaire des réseaux municipaux. Par ailleurs, tout comme pour les ajustements aux crédits d'alimentation, l'AREQ propose de revoir le calcul des allocations offertes et des pénalités applicables lors des discussions pour l'augmentation des capacités de distribution requises par la transition énergétique;

### **1.3 AXE 3 – GOUVERNANCE**

- **Piste de solution # 8 – Planification entre les réseaux** : Avec la transition énergétique en cours, ainsi que les défis que cela soulève, l'AREQ croit qu'un comité composé des représentants du Distributeur, du gouvernement et des réseaux municipaux devrait être formé, et des rencontres statutaires organisées de manière périodique;
- **Piste de solution # 9 – Approvisionnements des réseaux municipaux** : Comme piste de solution, il serait opportun de permettre aux réseaux municipaux, par le biais d'une collaboration entre les différents ministères concernés, de bénéficier de certains des appels d'offres du Distributeur afin d'avoir accès à des équipements communs aux réseaux de distribution, comme par exemple, les compteurs ou les transformateurs de distribution, les

poteaux, etc. Au surplus, ceci permettrait une uniformité dans le choix des équipements, mais surtout une garantie quant à la durabilité et la qualité des équipements sur le territoire québécois.

## **2 MISE EN CONTEXTE**

### **2.1 INTRODUCTION**

Le 15 mai 2023, le Ministre lançait un processus de consultation en réunissant des experts du secteur de l'énergie afin d'alimenter sa réflexion sur la vision énergétique qui guidera le Québec vers la carboneutralité à l'horizon 2050. Des représentants de l'AREQ y ont d'ailleurs participé.

Suivant la consultation d'experts, le présent mémoire vise à alimenter cet exercice de réflexion sur la modernisation du cadre légal et réglementaire du secteur de l'énergie et l'examen plus large de l'avenir énergétique du Québec, tout en sensibilisant le gouvernement sur certains enjeux liés au modèle d'affaires dans lequel œuvrent les réseaux municipaux au Québec en lien avec la transition énergétique.

### **2.2 L'AREQ**

L'AREQ représente neuf (9) distributeurs municipaux d'électricité et une coopérative régionale d'électricité, pour un total de dix (10) membres. Depuis sa création en 1990, l'AREQ, par l'entremise de ses membres, multiplie ses efforts pour contribuer activement au développement économique du Québec et de ses régions. L'AREQ est la représentante des réseaux municipaux auprès d'Hydro-Québec et des instances gouvernementales ainsi que devant la Régie. L'AREQ a notamment comme objectif de promouvoir les intérêts des réseaux municipaux afin de leur permettre d'offrir à leurs clients un approvisionnement électrique fiable et économique.

### **2.3 LES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

Tout comme le Distributeur, les réseaux municipaux sont titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur leurs territoires respectifs de desserte. Ils sont donc considérés comme des distributeurs d'électricité au sens de la LRÉ, tout en étant également des clients du Distributeur. Cela signifie qu'ils distribuent l'électricité à partir de leurs réseaux électriques jusqu'aux compteurs des consommateurs finaux situés sur leurs territoires respectifs. L'achat d'électricité par les réseaux municipaux auprès d'Hydro-Québec se fait actuellement au tarif LG. Selon les *Tarifs d'électricité* du Distributeur, les réseaux municipaux sont donc réunis avec la clientèle commerciale et institutionnelle de 5 mégawatts (« **MW** ») et plus. Aussi, les réseaux municipaux représentent environ 50 % des revenus de cette clientèle pour le Distributeur.

L'électricité ainsi distribuée aux clients des réseaux municipaux est en grande partie achetée du Distributeur, mais certains réseaux municipaux produisent également une partie de leur électricité. Pour certains réseaux municipaux, cette production est redistribuée sur leur territoire de desserte exclusivement alors que pour d'autres, une partie de cette production est injectée directement sur le réseau du Distributeur.

Les réseaux municipaux gèrent et entretiennent aussi leurs réseaux électriques. Ils raccordent eux-mêmes leurs nouveaux clients et ils assurent la gestion administrative de leurs réseaux électriques (facturation, recouvrement, service à la clientèle, etc.). Les réseaux municipaux gèrent les besoins de leurs clients et ainsi les pointes énergétiques de leurs réseaux, mais aussi collaborent avec le Distributeur relativement à ces enjeux sur le réseau de ce dernier. Comme le Distributeur, ils doivent faire évoluer leurs propres réseaux électriques en répondant aux nouveaux enjeux liés à la transition énergétique.

La grande majorité de l'électricité achetée auprès du Distributeur est redistribuée auprès de leur clientèle respective (environ 168 000 clients incluant une proportion importante de clients domestiques, ce qui représente environ 3,6 % du nombre de clients desservis au Québec).

Les réseaux municipaux font partie de l'héritage patrimonial de nos régions. Le cadre législatif qui autorise les réseaux municipaux à être propriétaires de réseaux de distribution électrique précède la création même d'Hydro-Québec (voir à cet égard la section 1.2 du mémoire de l'AREQ relativement à *l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*<sup>5</sup>).

Les réseaux municipaux contribuent au maintien de plus de 315 emplois directs et ils acceptent d'aider le Distributeur en situation d'urgence. En 2022, la contribution des réseaux municipaux en achat d'électricité auprès du Distributeur représentait un montant de plus de 300 M\$. Cette contribution est appelée à augmenter au cours des prochaines années.

Au-delà de ces contributions monétaires, les réseaux municipaux s'impliquent activement avec plusieurs partenaires dans des projets innovants, notamment pour la gestion des pointes incluant la gestion intelligente des réseaux via le contrôle de la tension en période de pointe, le contrôle de charges à distance, le chauffage résidentiel, les génératrices chez les clients ou appartenant aux réseaux, le contrôle de charges municipales ainsi que la participation dans des projets de recherche et développement. Les réseaux municipaux sont également proactifs dans le développement d'algorithmes de prévision de la demande et dans la modélisation dynamique de la gestion de réseau et du délestage. D'ailleurs, il y a plusieurs années, Hydro-Sherbrooke a reçu le prix Énergia dans la catégorie « Municipalité » grâce à son programme de génératrices d'urgence et son système de délestage par ondes radio.

Les villes de Coaticook, Magog, Saguenay et Sherbrooke sont propriétaires de 15 centrales de production d'électricité pour une puissance installée cumulative d'un peu plus de 40 MW. Ces réseaux contribuent au maintien du patrimoine québécois en investissant des sommes d'argent importantes pour la réparation et la modernisation des barrages et des centrales hydroélectriques qui sont sur leurs territoires respectifs. Il s'agit, pour la plupart, d'actifs vieillissants requérant d'importantes mises aux normes, mais qui pourraient grandement contribuer au besoin de la demande en énergie verte. Par ailleurs, certains réseaux municipaux sont également propriétaires

---

<sup>5</sup> Dossier de la Régie R-3972-2016, pièce [C-AREQ-0003](#), jointe en annexe au présent mémoire.



de postes de transformation sur leurs territoires alors que chez Hydro-Québec ces équipements se retrouvent sous la responsabilité d'Hydro-Québec Transénergie.

Par l'entremise de leurs activités régulières, les réseaux municipaux participent grandement à l'économie locale, notamment par l'attribution de contrats pour divers biens et services nécessaires à l'entretien, le développement et l'exploitation des infrastructures de distribution d'électricité.

Par exemple, la Coopérative, par son statut, développe sur le territoire qu'elle dessert un projet éolien appelé « *Éolien Monnoir*<sup>6</sup> » de 100 MW en collaboration avec Boralex dans les municipalités de Sainte-Angèle-de-Monnoir, Saint-Césaire (MRC de Rouville) et de Sainte-Brigide-d'Iberville (MRC du Haut-Richelieu). Elle étudie avec le Fonds de solidarité FTQ Bioénergie le développement d'un projet de biométhanisation appelé « *Biométhane SD*<sup>7</sup> » à Saint-Damase (MRC des Maskoutains). Ces projets représentent des investissements majeurs dans la région administrative de la Montérégie-Est pour plus de 350 M\$.

En raison de leur structure de gouvernance, les réseaux municipaux sont très près de leur clientèle, recrutent localement et investissent auprès de leurs communautés. Ils occupent généralement des territoires ayant une densité d'exploitation favorable. Ce sont des organisations agiles. L'affectation des ressources et la gestion du personnel sont dynamiques, la rémunération est adaptée aux réalités des régions et les standards de construction rejoignent les orientations municipales et celles du Distributeur.

Les réseaux municipaux contribuent aux revenus requis du Distributeur tout en générant un bénéfice pour leurs régions.

Selon la loi<sup>8</sup>, les réseaux municipaux sont pleinement souverains dans la tarification de l'électricité à leurs clients. Toutefois, les prix et taux offerts par les réseaux municipaux ne peuvent en aucun cas entraîner, pour chaque catégorie d'usagers du système électrique d'une municipalité, un coût supérieur à celui qui résulte du tarif prévu à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>9</sup> pour l'électricité fournie par le Distributeur pour une catégorie équivalente de ses usagers d'électricité. Bien que l'alternative soit permise, l'AREQ a toujours recommandé à ses membres de ne pas offrir des tarifs plus bas que ceux proposés par le Distributeur sans prétendre que cela eut été rentable. Les limites de dessertes touchent souvent plusieurs municipalités et différents distributeurs. En ce sens, l'AREQ considère qu'une uniformité tarifaire sur le territoire québécois est importante.

---

<sup>6</sup> < [www.eolienmonnoir.com](http://www.eolienmonnoir.com) >.

<sup>7</sup> < [www.biomethanesd.com](http://www.biomethanesd.com) >.

<sup>8</sup> Art. 8 de la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*, RLRQ, c. S-41 et art. 9 de la *Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité*, LQ 1986, c. 21.

<sup>9</sup> [RLRQ, c. H-5](#).

Dans le contexte actuel de la transition énergétique, les réseaux municipaux sont d'avis qu'ils peuvent, avec les aménagements nécessaires, contribuer à décarboner l'économie québécoise et souhaitent continuer à œuvrer afin d'offrir à leur clientèle un service de proximité.

### **3 ENJEUX DES RÉSEAUX MUNICIPAUX LIÉS À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

La présente section vise à présenter, de manière sommaire, les enjeux et les défis que la réalisation de la transition énergétique au Québec représente pour les réseaux municipaux. À la section suivante, l'AREQ propose certaines pistes de solution à l'égard de ces enjeux et défis, et ce, à la lumière des trois grands axes identifiés par le Ministre dans le cadre de la présente consultation.

#### **3.1 LE PLAN POUR UNE ÉCONOMIE VERTE 2030**

Lancé en novembre 2020, le *Plan pour une économie verte 2030*<sup>10</sup> (le « **PEV** ») représente un geste fort du gouvernement du Québec. Le PEV prévoit des investissements de 6,7 milliards de dollars sur cinq (5) ans et vise à réduire, en 2030, les émissions de gaz à effet de serre (« **GES** ») de 37,5 % par rapport à leur niveau de 1990 et la carboneutralité d'ici 2050.

La vision de l'AREQ rejoint les grandes orientations du gouvernement, soit de favoriser un plan qui assurera le succès de la transition énergétique comme projet de société dans une perspective de développement économique responsable et durable, tout en limitant les hausses tarifaires auprès des clients et en créant de la richesse pour ses citoyens.

Afin de réaliser ce projet de société, l'AREQ est convaincue tel qu'indiqué dans le document de consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec (le « **Cahier du participant** »)<sup>11</sup> que les réseaux électriques des réseaux municipaux « *demeurent pour le Québec des actifs stratégiques qui devront évoluer de façon complémentaire et être optimisés pour accélérer la transition énergétique* ».

Toutefois, dans le contexte actuel et futur, les réseaux électriques des réseaux municipaux doivent faire face à de nouveaux défis tels que : l'intégration des énergies renouvelables, la décentralisation de la production, l'arrivée des réseaux intelligents et de nouvelles technologies, la participation des consommateurs à la gestion de la pointe, mais également l'arrivée de nouveaux usages comme la recharge de voitures électriques.

Nous croyons que ce plan doit passer par un engagement fort du Distributeur et des réseaux municipaux envers ces objectifs, par la mise en valeur du plein potentiel économique de nos régions, par l'innovation et surtout par une approche constructive misant sur la collaboration pour

---

<sup>10</sup> [Plan pour une économie verte 2030 - Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques, gouvernement du Québec, 2020.](#)

<sup>11</sup> <

[https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents\\_soutien/secteur\\_activites/energie/CP\\_energies\\_propres\\_cahier\\_participant.pdf](https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/secteur_activites/energie/CP_energies_propres_cahier_participant.pdf) >.

améliorer nos actions afin d'atteindre la décarbonation de notre économie dans le respect des communautés desservies.

La participation des clients ainsi qu'une éducation responsable demeurent, pour l'AREQ, des éléments essentiels pour réussir cette transition énergétique dans le respect des cibles de réduction de consommation d'énergie et d'intégration des nouvelles capacités de production solaire et éolienne, sans augmenter de façon significative la tarification. C'est pourquoi il nous apparaît plus approprié que les investissements nécessaires à la réalisation de ces projets, lesquels découlent d'orientations proposées par le gouvernement, soient financés en grande partie par l'état, plutôt que par les consommateurs d'électricité tel qu'expliqué ci-après. L'AREQ souscrit entièrement à la piste de solution qui était proposée dans le Cahier du participant « *d'optimiser et faciliter le développement des infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie nécessaires pour combler les besoins en matière d'approvisionnement en temps opportun et au meilleur coût pour la société (ce qui peut signifier investir en amont)* »<sup>12</sup>.

### **3.2 ENJEUX LIÉS À L'INFRASTRUCTURE DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

Une grande proportion des nouvelles énergies propres nécessaires à la transition énergétique devra transiter par les réseaux de distribution d'électricité incluant les réseaux municipaux. Pour acheminer cette énergie vers les consommateurs, les réseaux municipaux doivent augmenter la capacité de leurs postes électriques ou même en construire de nouveaux, construire de nouvelles lignes ou les modifier et installer de nouveaux transformateurs de puissance et de distribution. Cette charge logistique et financière s'ajoute aux obligations d'entretien et de maintien des actifs qui permettent de fiabiliser le réseau.

À cet égard, à la lecture du Rapport synthèse sur la Consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres (le « **Rapport synthèse** »)<sup>13</sup> remis au Ministre, il appert qu'un consensus se dégage sur les investissements qui devront être réalisés au cours des prochaines années pour atteindre notre cible de décarbonation à l'horizon 2050. En effet, toutes les tables étaient d'avis que le gouvernement devait réaliser des investissements en amont de la demande pour améliorer le réseau de transport et de distribution d'électricité. Certaines personnes expertes réclament une meilleure intégration des coûts liés à la transition énergétique dans la base tarifaire, alors que d'autres préconisent le financement des infrastructures à même les fonds du gouvernement.

Dans ce contexte particulier, et principalement parce que le Distributeur, tout comme les réseaux municipaux, doivent tenir compte de l'augmentation de la demande, nous désirons sensibiliser le gouvernement sur la nécessité de revoir le modèle d'affaires dans lequel œuvrent les réseaux municipaux (c.-à-d. notamment la tarification qui leur est applicable) et sur l'importance du

---

<sup>12</sup> *Supra*, note 11, Cahier du participant, p. 4

<sup>13</sup> [Rapport synthèse sur la Consultation sur l'encadrement et le développement des énergies propres au Québec remis au Ministre le 7 juin 2023](#), préparé par Transfert Environnement et Société.

financement en amont des infrastructures en transport et distribution d'électricité par le gouvernement, et ce, afin de permettre aux réseaux municipaux de faire face aux défis qui découlent de la transition énergétique. Nous élaborerons plus en détails nos propositions à cet effet dans les sections qui suivent.

### **3.3 ENJEUX LIÉS À L'INFRASTRUCTURE NUMÉRIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE AU SEIN DES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

Bien que récemment déployée, la structure de mesurage et de facturation qu'utilise l'ensemble des réseaux municipaux ne permet pas de contrôler les charges des clients afin de réduire la demande en période de pointe tel que le fait, par exemple, celle du Distributeur par l'application Hilo. De plus, les compteurs utilisés par les réseaux municipaux ne mesurent pas les paramètres nécessaires à la tarification dynamique ou différenciée dans le temps.

Pour permettre l'optimisation et le déploiement de cette nouvelle structure de mesurage, de contrôle et de facturation numérique, les réseaux municipaux ont besoin d'avoir une meilleure prévisibilité sur ce que le Distributeur va offrir à sa clientèle dans les prochaines années. L'AREQ souhaite en effet sensibiliser le gouvernement quant au délai d'environ cinq (5) ans pour l'implantation d'une telle infrastructure.

De plus, afin d'être en mesure de mettre en place cette nouvelle infrastructure technologique, les réseaux municipaux ont besoin de financement additionnel, lequel pourrait provenir du gouvernement et/ou de la refonte de leur modèle d'affaires (c.-à-d. la tarification qui leur est applicable).

En effet, tout comme pour l'infrastructure du réseau, cette nouvelle infrastructure de mesurage avancée est nécessaire à la transition énergétique et devra être éventuellement implantée. Toutefois, il est important de souligner que pour les réseaux municipaux, de tels investissements sont colossaux et ne permettent pas de générer de revenus additionnels. En fait, la réelle rentabilité à long terme de ces investissements est questionnable selon leur modèle d'affaires actuel.

Néanmoins, le déploiement de cette infrastructure, avec l'aide du gouvernement, pourrait permettre d'ouvrir la porte à une multitude de solutions innovantes dont la possibilité d'établir des ententes de partenariat avec le Distributeur, à l'avantage de son réseau et des réseaux électriques des réseaux municipaux. Le tout, dans le but de favoriser une meilleure gestion de la pointe et d'offrir un service compatible et intégré avec celui du Distributeur (par exemple, Hilo).

### **3.4 ENJEUX RELATIFS À LA FIABILITÉ ET LA SÉCURITÉ DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES DES RÉSEAUX MUNICIPAUX**

La continuité de service est déjà une priorité pour les réseaux municipaux. Des ressources importantes sont dédiées à la rénovation des actifs et à la maîtrise de la végétation.

Avec l'arrivée future de la production renouvelable distribuée (solaire, éolien, batterie, etc.) interconnectée au réseau de distribution, une pression supplémentaire sera nécessairement ressentie. En effet, le réseau de distribution qui avait jusqu'à maintenant un rôle passif consistant

à amener les flux de courant descendants vers le consommateur, sera bientôt appelé à jouer un rôle prédominant dans la transition énergétique et devra subir des investissements majeurs, tel que ce fut le cas en Europe et aux États-Unis. Les flux d'énergie vont devoir être bidirectionnels et les consommateurs seront appelés à devenir des autoproducteurs ou des participants dans la gestion de la pointe. Les réseaux électriques vont alors devoir bénéficier de nouvelles technologies afin de mettre en place des solutions pour permettre d'augmenter la résilience des réseaux en lien avec les micro-réseaux.

Les réseaux intelligents pourront permettre de répondre aux besoins de flexibilité dans le cadre de l'intégration des véhicules électriques, pompes à chaleur, de la domotique et autres. Ils permettront aussi un équilibre plus efficace de l'offre et la demande d'électricité dans les réseaux de distribution. Cela occasionnera une importante collecte de données. Le besoin d'investissements dans les infrastructures de technologies de l'information sera notable et il sera nécessaire de renforcer la cybersécurité afin d'assurer la protection des renseignements personnels des clients en lien avec la multiplication des solutions numériques.

Ainsi, les réseaux municipaux sont et seront appelés à investir de façon massive dans de nouvelles infrastructures pour supporter la transition énergétique, d'où l'importance d'une meilleure planification et surtout l'importance de favoriser l'accès à du financement en amont par le gouvernement. Le modèle d'affaires des réseaux municipaux (c.-à-d. la tarification qui leur est applicable) doit également être revu afin de permettre aux réseaux municipaux de dégager des bénéfices additionnels qui pourront être investis pour faire face à ces nouveaux défis.

Les réseaux de distribution sont appelés à évoluer significativement dans les dix prochaines années. Afin de continuer à garantir la fiabilité de ces réseaux, la sécurité des approvisionnements et le développement économique de nos régions, il faut penser, dès maintenant, à cette transformation dans le but de prévenir le risque et une déstabilisation toute entière des réseaux en faisant fi des enjeux.

#### **4 PISTES DE SOLUTION EU ÉGARD AUX GRANDS AXES IDENTIFIÉS PAR LE GOUVERNEMENT**

À la lumière des enjeux soulevés dans la section précédente, les réseaux municipaux souhaitent proposer au gouvernement dans la présente section diverses pistes de solution, lesquelles s'inscrivent dans le cadre des trois grands axes qu'il a lui-même identifiés dans le cadre de la présente consultation.

##### **4.1 AXE 1 – ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE**

Le gouvernement souhaite promouvoir la transition énergétique en répondant à la demande croissante d'énergie verte, tant pour satisfaire les besoins en énergie que pour favoriser le développement économique du Québec. Dans ce contexte, la considération du déploiement de la production d'énergie renouvelable se présente comme un atout important dans l'atteinte des objectifs de décarbonation et pour favoriser la création d'un avenir énergétique durable pour la province.

###### **4.1.1 Production *in situ* d'énergie renouvelable par les réseaux municipaux**

Les besoins d’approvisionnement en énergie verte sont bien réels. Dans le Cahier du participant, le gouvernement reconnaît que les réseaux d’électricité sont des actifs stratégiques et qu’il s’avère important, pour combler ces besoins d’approvisionnements, d’optimiser et de faciliter le développement des infrastructures, notamment celles de distribution, incluant d’investir en amont<sup>14</sup>.

Les réseaux municipaux en tant que propriétaires de petites centrales hydroélectriques sur leurs territoires pourraient certainement contribuer à combler une partie de cette demande.

En effet, à l’exception des centrales qui sont raccordées sur le réseau du Distributeur, la valeur des kilowattheures (« kWh ») produits par ces centrales se traduit en économies d’achat sur les factures des réseaux municipaux au tarif LG, puisque cela vient réduire la quantité d’électricité achetée auprès du Distributeur. Ces économies sont toutefois insuffisantes pour simplement maintenir les infrastructures à niveau.

De plus, certains membres de l’AREQ pourraient considérer investir pour améliorer la fiabilité, accroître la capacité de production en lien avec le profil hydrique et moderniser ces installations.

Toutefois, pour que ces projets prennent forme, les réseaux municipaux ont besoin de revenus additionnels et/ou doivent pouvoir avoir accès à des sources de financement additionnelles.

**Comme piste de solution, l’AREQ propose que le gouvernement reconnaisse la juste valeur de cette production (coût évité de production pour Hydro-Québec) et mette en place, en faveur des réseaux municipaux, des programmes ou des subventions afin de favoriser la modernisation des barrages et centrales hydroélectriques existants permettant le maintien des capacités de production ou leur augmentation tant pour les centrales alimentant les clients du Distributeur (en l’absence de telles subventions, le cas échéant) que celles qui alimentent les clients des réseaux municipaux. Une refonte de la tarification applicable aux réseaux municipaux, laquelle n’est actuellement pas adaptée à la réalité des réseaux municipaux, permettrait également à ceux-ci de dégager des revenus additionnels qui pourraient être réinvestis dans de tels projets.**

En plus des avantages mentionnés plus haut, soulignons que cette énergie distribuée est généralement disponible au moment des pointes hivernales sans oublier que celle-ci est très faible en production de GES lorsque l’on considère le cycle de vie complet des installations.

**Aussi, dans la mesure où le gouvernement souhaite élargir l’offre d’énergie disponible pour répondre à la demande et favoriser le développement économique, les réseaux municipaux pourraient également considérer, avec une aide gouvernementale, le développement de projets directement connectés au réseau de distribution sur leur territoire exclusif permettant ainsi l’augmentation des capacités de production.** Cette nouvelle production d’énergies renouvelables devrait pouvoir être raccordée aux réseaux municipaux selon les prix du marché.

---

<sup>14</sup> *Supra*, note 11, Cahier du participant, p. 3 et 4.

Dans la mesure où le gouvernement considérait d'avantage d'autres modèles comme les contrats d'achat d'électricité privés malgré les droits exclusifs de distribution prévus à la LRÉ, il y aura alors lieu de revoir le décret 618-97 *concernant l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec* adopté le 7 mai 1997 et publié le 28 mai 1997<sup>15</sup> afin de permettre aux réseaux municipaux<sup>16</sup> de pouvoir s'approvisionner en électricité auprès de tout fournisseur situé à l'intérieur et/ou l'extérieur du Québec.

#### 4.1.2 Intégration de la production décentralisée et mesurage net

La production décentralisée est une solution attrayante pour ajouter simplement et rapidement de l'énergie renouvelable au réseau. Un petit nombre d'autoproductions sont déjà raccordés à des réseaux municipaux. L'intégration à plus grande échelle d'autoproduction pose cependant un problème technique et économique. En effet, la solution actuelle d'autoproduction à partir de panneaux solaires sans accumulation d'énergie constitue un problème plutôt qu'une solution. Du fait de son indisponibilité assurée durant la période de pointe hivernale, elle ne permet pas de diminuer ni les coûts d'infrastructure de transport et de distribution, ni les coûts d'approvisionnement.

Du point de vue économique, elle prive les distributeurs de revenus qui doivent être compensés par les autres consommateurs.

Dans le contexte québécois où le chauffage électrique résidentiel représente le principal défi en gestion de charge du réseau, il est essentiel d'attribuer la juste valeur économique aux kWh produits selon la période réelle de contribution et de faire assumer aux clients le coût minimal d'accès au réseau.

**Comme piste de solution, l'AREQ estime qu'une tarification différenciée saisonnière avec des heures critiques et des frais d'intégration au réseau devraient être des éléments obligatoires dans les conditions d'adhésion à une option de mesurage net comme cela se fait déjà dans de nombreuses provinces ou états.** Le phénomène qui doit être surveillé dans le cadre du déploiement d'une option de mesurage net est l'effritement de clients disponibles pour couvrir le coût de service et l'entretien du réseau alors que les énergies intermittentes (par exemple l'énergie solaire ou éolienne) ne sont plus disponibles.

#### 4.1.3 Gestion des pointes

Pour un client au profil saisonnier comme un réseau municipal, la calibration actuelle du tarif LG implique un élément financier important relatif à la gestion de la puissance. En effet, pour toutes les périodes de facturation où la puissance réelle effective dépasse la puissance à facturer minimale<sup>17</sup>, le réseau municipal, dans le but de minimiser ses coûts d'approvisionnement, a

---

<sup>15</sup> [Décret 618-97 du 7 mai 1997](#).

<sup>16</sup> Pour les fins de cette expression-ci, « réseaux municipaux » comprend seulement les neuf réseaux municipaux mentionnés à la note de bas de page 1, à l'exclusion de la Coopérative.

<sup>17</sup> Le concept de la puissance à facturer minimale (« PFM ») est discuté plus amplement à la section 4.2.1 du présent mémoire.

intérêt à diminuer son appel de puissance maximal en lien avec l'application de sa puissance à facturer minimale.

Cet impact financier réel incite les réseaux municipaux à exploiter toutes les options qui s'offrent à eux pour dégager le plus possible des marges de manœuvre afin de limiter les dépassements et être plus performants.

Pour les réseaux municipaux, certains programmes, comme les programmes de délestage de clients et de génératrices, contribuent à favoriser la production d'électricité par l'entremise des sources d'énergies fossiles (essence ou diesel) au détriment de l'énergie électrique propre, et ce, à certains moments de l'année alors que le réseau du Distributeur n'est pas en période de pointe.

Ces mécanismes de gestion de la demande sont déclenchés par la nature même du tarif LG, principalement aux périodes de facturation en automne et au printemps, mais également à certains moments en hiver.

Par exemple, le 5 avril 2023, la Coopérative aurait atteint une pointe de 47,7 MW si elle n'avait pas engagé ses outils de délestage pour un total de 3,6 MW, afin que son appel de puissance se situe en dessous de sa puissance à facturer minimale (44,17 MW). Ceci s'est traduit par une réduction de sa facture mensuelle auprès du Distributeur d'environ 50 k\$. Toutefois, à ce moment, ni le réseau provincial québécois du Distributeur ni le réseau de la Coopérative se trouvait en période de pointe. Ainsi, les moyens de délestage utilisés ont privé la Coopérative et le Distributeur de revenus additionnels. Cela a aussi généré des défis opérationnels auprès des clients de la Coopérative en plus d'utiliser de l'énergie fossile pour compenser l'absence d'électricité propre.

Une telle situation nous semble contre-productive et l'est encore plus dans un contexte de transition énergétique.

Si les objectifs de délestage étaient uniquement faits pour contribuer à abaisser la pointe hivernale annuelle, l'utilisation d'énergie fossile pendant une courte période (environ 100 heures) prendrait tout son sens au lieu d'investir dans de nouveaux équipements de production qui seraient utilisés seulement pendant la pointe. Cependant, la structure tarifaire du tarif LG amène les réseaux municipaux à utiliser leurs systèmes de délestage sur un plus grand nombre d'heures (environ 300 à 400 heures) afin de minimiser leurs coûts d'approvisionnement auprès du Distributeur. Ce faisant, encore une fois, les réseaux municipaux se privent de ventes d'électricité et doivent même compenser financièrement l'utilisation du délestage, mais privent également le Distributeur de revenus pour de l'énergie propre disponible.

En raison du coût évité en puissance élevé, ces mesures, qui s'éloignent des volontés gouvernementales quant à la valorisation optimale de nos ressources énergétiques propres et la consommation responsable, demeurent, malheureusement, des choix économiques nécessaires pour les réseaux municipaux.

L'AREQ propose donc de favoriser un modèle de tarification où la facturation des réseaux municipaux serait liée aux véritables besoins du réseau québécois. **Il faut revoir cette gestion d'optimisation des approvisionnements hors des pointes hivernales et considérer une approche collaborative et globale entre les distributeurs. Ainsi, les besoins d'approvisionnement pour les réseaux pourraient faire l'objet d'un partenariat favorisant la diminution des GES et une**



**meilleure coordination des moyens et outils pour atteindre un objectif commun incluant la gestion des pointes annuelles, qu’elles soient provinciales ou régionales.**

Pour ce faire, il faut revoir le mécanisme de facturation des réseaux municipaux en misant sur une table de travail entre les représentants d’Hydro-Québec et de l’AREQ. Cela fait l’objet d’une recommandation à la section suivante.

## **4.2 AXE 2 – TARIFICATION**

Tel qu’expliqué précédemment, la croissance de la demande en énergies propres, l’intégration des énergies renouvelables, la décentralisation de la production, l’arrivée des réseaux intelligents et des nouvelles technologies, la participation des consommateurs à la gestion de la pointe, l’électrification des transports, les enjeux liés à l’infrastructure physique et numérique des réseaux de distribution des réseaux municipaux et, finalement, les enjeux liés à la fiabilité et la sécurité des réseaux de distribution des réseaux municipaux nécessiteront des investissements importants, ce qui entraînera une augmentation des coûts d’approvisionnement en électricité pour les réseaux municipaux. Cela pourrait se traduire par une hausse des tarifs et avoir un impact financier sur les consommateurs québécois. Trouver un équilibre entre le financement des énergies propres et le maintien de tarifs abordables constitue un défi majeur pour assurer une transition énergétique réussie.

Pour les réseaux municipaux, la transition énergétique implique également des investissements afin de supporter non seulement l’électrification des transports, mais également les programmes d’efficacité énergétique et la tarification dynamique, qui sont des éléments essentiels pour l’atteinte des objectifs de carboneutralité du Québec.

Dans la mesure où les prix sont contrôlés tant pour les ventes d’électricité aux clients des réseaux municipaux que pour les achats d’électricité par les réseaux municipaux auprès du Distributeur, la marge des ventes sur les achats d’électricité (la « **marge brute** ») est étroitement dépendante des orientations du gouvernement et des décisions du régulateur. Cette réalité place les membres de l’AREQ dans une situation distincte et les rend vulnérables.

Le processus de fixation des tarifs est complexe et nécessite de faire des choix de société qui sont à la fois politiques et économiques. À cet égard, les réseaux municipaux entendent continuer à offrir à leurs clients, dans la mesure du possible, une offre tarifaire équivalente à celle du Distributeur.

Il est toutefois important de mentionner que les réseaux municipaux tirent leurs revenus exclusivement de cette tarification. Or et tel qu’expliqué à la section suivante, l’AREQ est d’avis que la tarification actuelle applicable aux réseaux municipaux n’est pas adaptée à leur réalité.

Par ailleurs, advenant que la tarification du Distributeur ne soit pas totalement alignée sur les coûts de service ou que des investissements dans l’infrastructure de distribution soient décidés ou imposés aux distributeurs par le gouvernement dans le cadre des politiques provinciales, il faudrait alors prévoir, dans une telle situation, un mécanisme pour compenser le manque à gagner aux réseaux municipaux.

#### 4.2.1 Le tarif LG n'est pas un tarif approprié pour la distribution d'électricité

Dans le cadre des débats entourant l'adoption du Projet de loi 2<sup>18</sup>, l'AREQ soumettait qu'il serait approprié de revoir la tarification applicable aux réseaux municipaux en modifiant le tarif LG ou en structurant un nouveau tarif d'électricité pour les réseaux municipaux, et ce, considérant les réalités auxquelles ils sont confrontés, leurs caractéristiques ainsi que leurs profils de consommation qui sont très différents des autres consommateurs d'électricité assujettis au tarif LG. Les réseaux municipaux sont avant tout des distributeurs d'électricité avant d'être des clients du Distributeur.

Il y a lieu, pour les fins du présent mémoire, de revenir brièvement sur la problématique du tarif LG pour les réseaux municipaux et les pistes de solution proposées.

##### (i) *Rappel de la structure actuelle du tarif LG*

À titre de rappel, le tarif LG s'applique à l'abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 MW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle.

Le tarif LG est un tarif mensuel, c'est à dire que le montant facturé pour la puissance est établi en fonction d'une période de 30 jours. Ce tarif est basé sur le facteur d'utilisation<sup>19</sup> (« **FU** »), avec un prix pour la puissance maximale atteinte et un prix pour la consommation. Concrètement, le tarif LG regroupe, en plus des réseaux municipaux, des grands édifices commerciaux et institutionnels comme par exemple le Centre Bell, des universités ou des hôpitaux.

Actuellement, le prix de l'énergie au tarif LG s'établit à 3,83 ¢/kWh, tandis que le prix de la puissance est de 14,677 \$/kW. Ce dernier prix est appliqué à la puissance à facturer qui correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée mais, sans être inférieur à la puissance à facturer minimale (la « **PFM** »).

La PFM d'une période de consommation visée correspond à 75 % de la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée, sans toutefois être inférieure à 5 000 kilowatts.

En d'autres termes, au tarif LG, un appel de puissance de 15 minutes suffit à déterminer le montant mensuel minimal de puissance à facturer pour une année complète.

---

<sup>18</sup> [Projet de loi n° 2](#), *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*, sanctionné le 16 février 2023 (L.Q. 2023, c. 1).

<sup>19</sup> Le FU est le rapport entre l'énergie (en kWh) effectivement consommée et l'énergie qu'il serait possible de consommer en utilisant la totalité de la puissance maximale appelée pendant toute la période de consommation. Ce facteur indique le taux d'utilisation de la puissance maximale appelée pour une période de consommation donnée.

Un des grands enjeux de cette tarification est qu'elle est donc inéquitable pour les réseaux municipaux, comparativement aux autres clients du Distributeur assujettis au tarif LG.

Prenons l'exemple d'Hydro-Sherbrooke, pour l'hiver 2022-2023.

En février dernier, une courte période de froid s'est traduite par une pointe de consommation record de 796 MW (dont 602 MW en achat d'énergie), alors que tous les moyens d'effacements étaient pourtant en fonction (environ 176 MW pour 22 % de la charge totale du réseau). Au final, une pointe associée à une journée de froid intense s'est traduite en une facture à payer supérieure à la prévision de 70 MW par rapport à la prévision estimée.

En fonction du tarif LG actuellement en vigueur, cela représente environ 800 k\$ sur la facture de février, mais surtout, une facture supplémentaire de 4,9 M\$ (52,5 MW) pour les huit périodes de facturation qui seront impactées par l'augmentation de la PFM aux moments où la charge totale du réseau est plus faible. Précisons que cette pointe est survenue le vendredi 3 février 2023 à 17 h 15, donc à un moment où les clients commerciaux, institutionnels et industriels avaient un impact limité sur la charge. Cette pointe historique provient essentiellement de la clientèle domestique dont les comportements changent en fonction des nouveaux équipements installés. En ajoutant l'effet d'un automne, d'un hiver et d'un printemps plutôt cléments où la consommation résidentielle était plus faible que la normale, l'écart budgétaire créé est préoccupant<sup>20</sup>.

Dans la même veine, le vendredi 3 février dernier à 17 h 30, le réseau de la Coopérative a atteint une pointe historique de 58,9 MW, et ce, malgré tous les mécanismes de délestage disponibles (génératrice diesel, réduction de tension, délestage des clients de photosynthèse, biénergie et cryptographique). Grâce à sa gestion de la puissance, la Coopérative a pu éviter une charge financière additionnelle de 5,3 MW. Lors de cet événement, la majorité de l'appel de puissance a été généré par les clients (ou membres) résidentiels qui n'ont pas contribué à l'objectif de réduction de la pointe (le client à usage cryptographique n'était pas en opération lors de cette période).

Sachant que la puissance appelée par les membres de la Coopérative pendant les mois d'avril à novembre sera en dessous de la PFM (75% x 58,9 MW = 44,2 MW), la Coopérative se verra donc facturer un montant d'environ 594 k\$ (44 175 kW x 13,4395 \$/kW) par mois quelle que soit sa puissance appelée. La Coopérative a estimé que l'impact financier de la pointe hivernale en 2023 sera d'environ 500 k\$.

En tant que distributeur d'électricité, la Coopérative a peu de levier à ce jour via sa tarification actuelle pour inciter ses membres résidentiels à réduire leur consommation et, de ce fait, afin de participer activement à la réduction de la pointe provinciale en période hivernale. Les clients résidentiels pourraient eux aussi, à travers des investissements dans nos réseaux, participer activement à la réduction de la pointe avec la mise en place de la tarification dynamique ou l'accessibilité au programme Hilo du Distributeur ou à un programme équivalent. Il faut noter que

---

<sup>20</sup> <

<https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1989764/budget-economie-sherbrooke-deficit-elys-beaudin>>.

les clients résidentiels ne sont pas aujourd’hui facturés pour leur appel de puissance inférieure à 50 kW.

(ii) *Un tarif LG mal calibré pour les réseaux municipaux*

Pour les raisons plus amplement expliquées ci-après, l’AREQ estime que le tarif LG est mal calibré pour les réseaux municipaux.

À cet égard et pour plus de détails, l’AREQ réfère le Ministre au mémoire qu’elle a déposé en janvier 2016 au dossier de la Régie dans le cadre de l’avis au Ministre de l’Énergie et des Ressources naturelles de l’époque, monsieur Pierre Arcand, portant sur les mesures susceptibles d’améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l’électricité et du gaz naturel, lequel est joint à titre de référence au présent mémoire<sup>21</sup> (l’ « **Avis au ministre de 2016** »).

De l’avis de l’AREQ, les réseaux municipaux représentent une clientèle aux besoins particuliers et, de ce fait, le tarif LG devrait être modifié pour refléter ces besoins ou, subsidiairement, un nouveau tarif applicable aux réseaux municipaux devrait être élaboré. Tel que mentionné précédemment, aux fins du tarif LG, le Distributeur réunit les réseaux municipaux avec la clientèle commerciale et institutionnelle de 5 MW et plus. Or, bien que certains clients commerciaux et institutionnels aient des caractéristiques similaires, il n’en demeure pas moins que les réseaux municipaux ont des profils de consommation bien différents de la majorité des autres clients de cette catégorie tarifaire. À l’inverse, les réseaux municipaux, entre eux, représentent une clientèle bien plus homogène.

Parmi les distinctions importantes, **il importe de mentionner le fait que les réseaux municipaux ne consomment pas d’électricité, mais la redistribuent aux consommateurs.** Ainsi, leur consommation provient de la somme des consommations de leurs clients. Soulevons également que les réseaux municipaux sont assujettis à l’obligation de desservir, comme le Distributeur.

Par ailleurs, les réseaux municipaux représentent un gros volume par rapport à la clientèle du Distributeur à ce tarif (plus de la moitié de la consommation annuelle d’électricité au tarif LG est achetée par les réseaux municipaux). Le niveau d’achat d’électricité est prévisible, influencé surtout par la température, constant dans le temps et sans risque de mauvaise créance.

Il est même paradoxal de noter que, selon les instructions communes d’exploitation, la consommation des réseaux municipaux, en été, ne doit pas dépasser 75 % de la puissance maximale autorisée, alors que selon le tarif LG, les réseaux municipaux doivent payer minimalement, en été, 75 % de la puissance maximale atteinte en hiver. Par ailleurs, nous constatons que le Distributeur limite, de plus en plus, la capacité autorisée des membres de l’AREQ ce qui limite grandement leur marge de manœuvre pour tenter d’optimiser leur facteur d’utilisation.

Les réseaux municipaux se distinguent par ailleurs de la majorité des autres clients soumis au tarif LG par des FU annuels moyens plus faibles qui varient entre 42 % à 70 % (40 % à 55 % avant l’usage cryptographique). À cet égard, les réseaux municipaux constatent que, puisque le prix des

---

<sup>21</sup> *Supra*, note 5.

composantes du tarif LG (puissance et énergie) a été déterminé par une dérivation calquée sur le tarif L, la calibration du tarif LG est établie en fonction d'une longue durée d'utilisation de la puissance (très fort FU)<sup>22</sup>.

Par conséquent, tous les clients soumis au tarif LG dont le FU annuel est moindre (et principalement ceux dont le FU varie entre 40 % et 55 % avant l'usage cryptographique) doivent actuellement composer avec une tarification qui les éloigne davantage de leurs coûts pour répondre à la demande, ce qui est inéquitable et injustifié.

Afin de bien refléter la relation entre le prix et les coûts, il faudrait en réalité revoir le tarif LG, ce qui pourrait inclure une modification de la calibration de ses composantes ou une diminution de la PFM ou encore, procéder à la conception d'un nouveau tarif.

Comme l'a souligné le professeur Pierre-Olivier Pineau dans son rapport soumis à la Régie dans le cadre du dossier R-3972-2016, « [l]es structures tarifaires doivent être élaborées de façon à encourager les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance maximale appelée (FU) ». Par conséquent, il apparaît donc inéquitable et injustifié de rassembler la clientèle institutionnelle et commerciale avec celle des réseaux municipaux, sans distinction quant au FU.

Soulignons également la très forte sensibilité des réseaux municipaux aux aléas climatiques comparativement à la clientèle commerciale et institutionnelle soumise au tarif LG.

Au surplus, contrairement à un campus universitaire, à un hôpital ou à un commerce, les réseaux municipaux ont peu de contrôle sur le niveau de consommation d'énergie électrique qu'ils achètent. Quant à la puissance maximale appelée d'un réseau municipal, fortement tributaire des conditions météorologiques, elle correspond à la somme des puissances appelées de ses clients au moment de la pointe.

Les réseaux municipaux ne sont pas, à proprement parler, des utilisateurs de la ressource. Ils ne contrôlent pas la demande ni ne peuvent pratiquement la moduler. En fait, ils ont la même clientèle que le Distributeur, à une nuance près que la très vaste majorité de leurs clients sont des consommateurs à qui s'appliquent les tarifs domestiques, contrairement au Distributeur. En effet, pour l'année 2021, le produit des ventes d'électricité au Québec attribuable à la clientèle aux tarifs domestiques pour le Distributeur représentait environ 50 % des ventes totales alors que, par exemple, pour Hydro-Jonquière, cette même clientèle représentait près de 70 % des ventes. Cet écart influence directement l'équilibre tarifaire.

Une autre particularité propre aux réseaux municipaux est le fait que la proportion qu'occupe la facture d'électricité sur les charges d'exploitation totales varie entre 75 % et 85 % pour un réseau municipal. Or, à titre comparatif, pour une station de ski assujettie au tarif LG, cette proportion

---

<sup>22</sup> Dans sa décision [D-2016-033](#) à la p. 209, la Régie, au paragraphe 799 réfère à la preuve de l'AQCIE-CIFQ et au fait que le FU des clients du tarif L est globalement de plus de 90 %.

varie entre 17 % et 21 %, et entre 15 % à 30 % pour les serriculteurs<sup>23</sup> qui bénéficient aujourd’hui d’un tarif qui est adapté à leurs besoins particuliers.

Le Distributeur reconnaît d’ailleurs depuis longtemps que les comportements de consommation des réseaux municipaux se distinguent de ceux des autres clients. En effet, lors de sa demande pour l’année tarifaire 2008-2009, le Distributeur faisait une distinction entre les réseaux municipaux et d’autres types de clients :

*« Exception faite des réseaux municipaux qui se comportent comme l'ensemble du réseau, la clientèle de grande puissance utilise l'électricité de façon relativement stable pendant l'année. Dans le cadre de leurs opérations, les entreprises maximisent leur capacité de production et atteignent ainsi des facteurs d'utilisation élevés. Leurs activités ne leur offrent que peu de potentiel pour un déplacement de charges de l'hiver à l'été. »<sup>24</sup>*

(Nos soulignés)

Un réseau municipal ne peut décider d’alléger sa facture d’électricité en modifiant, par exemple, son système de chauffage pour une alternative plus économique. À l’inverse, ce choix est tout à fait possible pour un centre commercial ou un hôpital. Par ailleurs, les alternatives de gestion des approvisionnements pour les réseaux municipaux sont limitées et plus complexes.

Finalement, soulignons également le fait que certains réseaux municipaux sont identifiés au registre des entités visées par les normes de fiabilité au Québec et doivent donc se conformer aux exigences attribuables à leurs fonctions de distributeurs d’électricité.

Tel que démontré, il existe des distinctions fondamentales entre les réseaux municipaux et les différentes catégories de consommateurs qui se retrouvent au tarif LG, distinctions qui devraient être prises en considération dans l’établissement d’une tarification adaptée aux réseaux municipaux, qui se voudrait juste et équitable et qui leur permettrait de faire face aux défis à venir découlant de la transition énergétique.

Par ailleurs et au surplus, le fait que les réseaux municipaux soient assujettis au tarif LG engendre une multitude de problématiques et d’incohérences, notamment des problématiques liées au contrôle des pointes énergétiques au sein des réseaux municipaux, au fait que le tarif LG a été conçu en fonction d’un FU élevé, qu’il manque de flexibilité pour s’adapter aux réalités propres aux réseaux municipaux, qu’il contribue à augmenter le risque financier des réseaux municipaux et qu’il rend complexe l’implantation au sein des réseaux municipaux d’options tarifaires offertes à la clientèle du Distributeur. Ces problématiques et incohérences sont plus amplement traitées par l’AREQ dans son Avis au ministre de 2016, respectivement aux sections 2.5.1 à 2.5.5<sup>25</sup>.

---

<sup>23</sup> Données provenant du dossier de la Régie R-3972-2016, rapport d’Hydro-Québec Distribution, pièce C-HQD-0004, p. 40 à 42.

<sup>24</sup> Dossier de la Régie R-3644-2007, pièce B-001, p. 49 et 50.

<sup>25</sup> *Supra*, note 5, sections 2.5.1 à 2.5.5.

L'AREQ estime que la présente consultation devrait permettre d'initier une réflexion en profondeur sur ces questions afin de corriger ces problématiques qui sont bien réelles pour les réseaux municipaux, réflexion qui avait été annoncée dès 2016 dans le cadre de la décision R-3972-2016 lors du dépôt par l'AREQ de son Avis au ministre de 2016.

Parmi les mécanismes envisagés par l'AREQ, nous pouvons penser, sans s'y limiter, aux solutions suivantes :

- Diminuer le seuil de 75 % de la PFM pour un réseau municipal (redéfinir un juste pourcentage). À cet égard, les réseaux municipaux soumettent qu'il leur serait plus difficile de dégager des marges de manœuvre si le tarif conserve les modalités actuelles et qu'il suffirait d'une modification aussi simple que la baisse du seuil de 75 % pour retrouver une partie de leur flexibilité. Calculer le niveau de la PFM (à pourcentage déterminé) en fonction d'une moyenne des 300 heures les plus chargées de l'hiver (concept utilisé et reconnu par le Distributeur pour la normalisation du profil de consommation dans la répartition du coût de service);
- Facturer la puissance sur une référence annuelle comme la PFM (synchronisée avec la pointe annuelle du Distributeur selon un signal comme celui du programme de Gestion de la Demande en Puissance (GDP) par exemple), mais en éliminant la facturation des appels de puissances supérieurs à la PFM (cibler la pointe annuelle pour une facturation en puissance fixe pour 12 périodes);
- Reconnaître et inciter les efforts de délestage (passés et futurs) à travers différentes options adaptées au contexte d'un réseau municipal;
- Avoir différentes PFM pour différentes périodes de l'année (par exemple pour l'hiver et le reste de l'année);
- Revoir la calibration du prix des composantes au tarif LG (puissance et énergie) afin de mieux refléter les coûts réels pour les clients à FU moindre (entre 40 % et 55 % sans l'usage cryptographique).

Qu'il s'agisse de discussions relatives à une nouvelle calibration du tarif LG actuellement applicable aux réseaux municipaux ou à l'élaboration d'un nouveau tarif, les réseaux municipaux demeurent convaincus qu'une collaboration avec le Distributeur est possible pour trouver une solution commune qui servira les intérêts de tous et qui pourrait obtenir l'approbation de la Régie.

#### 4.2.2 Effritement des marges par les tarifs domestiques

Depuis plusieurs années, le gouvernement du Québec et Hydro-Québec ont mis en place des politiques et des programmes visant à augmenter la consommation d'énergie renouvelable et ainsi diminuer la dépendance aux énergies fossiles des citoyens du Québec.

Plusieurs programmes de réponse à la demande et d'efficacité énergétique ont été mis de l'avant dont, entre autres, l'utilisation de thermostats électroniques programmables dans les résidences, l'électrification des transports, l'installation de bornes de recharge pour véhicules électriques, Hilo et des programmes comme « Chauffez vert » visant à favoriser le remplacement de systèmes de

chauffage résidentiel au mazout par des systèmes alimentés à l'électricité tels que les thermopompes.

Associées aux habitudes de consommation des citoyens et aux conditions climatiques du Québec, la mise en place de tels systèmes électriques a eu comme impact, non seulement d'augmenter ou, dans certains cas, de réduire la consommation d'électricité, mais a surtout eu l'effet de déplacer et de concentrer cette consommation à certains moments de la journée, provoquant, par la même occasion, une augmentation de la demande d'électricité lors des périodes de froid extrême (matin et soir).

En raison du modèle d'affaires actuel des réseaux municipaux (c.-à-d. la tarification qui leur est applicable) combiné à l'ensemble de ces facteurs, la performance financière des réseaux municipaux s'effrite depuis 2014. En effet, la facturation de la puissance selon le mécanisme de PFM à 75 % affecte négativement les marges, alors que les réseaux municipaux n'ont pratiquement aucun contrôle sur la consommation de leurs clients tel qu'expliqué précédemment.

En raison du coût en puissance lié à une facturation mensuelle au tarif LG et non à un montage financier d'approvisionnement comme celui établi par le Distributeur et approuvé par la Régie, les réseaux municipaux ne sont pas en mesure, sans un revenu adéquat et sécuritaire, d'offrir les programmes tels que Hilo ou de gestion de la demande en puissance « **GDP** » (voir les sections suivantes). En plus de l'écart sur le niveau de service pour les clients, les réseaux municipaux doivent composer avec une forte augmentation du coût global des achats d'énergie.

Le récent projet de loi 2 visant à plafonner l'indexation du prix des tarifs domestiques soulève également un enjeu préoccupant sur le cadre réglementaire dans lequel œuvrent les réseaux municipaux. Bien que ce sujet ait fait l'objet d'un amendement afin d'éviter que les réseaux ne subissent une perte financière, l'objectif commun de l'AREQ et d'Hydro-Québec est de trouver une solution pérenne à cette problématique. Cela soulève ainsi une autre difficulté en lien avec le modèle d'affaire actuel. En effet, il faut qu'un mécanisme permanent vienne compenser les réseaux municipaux dans le cas où les hausses tarifaires des tarifs de ventes ne suivent pas la même tendance que celles au tarif d'achat (tarif LG pour les réseaux). Cet écart doit être considéré dans la modernisation du modèle d'affaire.

Finalement, le modèle d'affaires des réseaux municipaux doit être plus stable et prévisible, et surtout plus adapté à leur réalité (qui diffère de celle des clients industriels, commerciaux et institutionnels assujettis au tarif LG). Il doit également permettre aux clients d'adhérer à une offre tarifaire équivalente à celle d'Hydro-Québec et de participer aux programmes mis en place par le gouvernement.

#### 4.2.3 Piste de solution

**Pour l'ensemble de ces raisons et afin d'être en mesure de faire face à l'ensemble des défis qu'impose la transition énergétique, l'AREQ propose, comme piste de solution, que la tarification applicable aux réseaux municipaux soit modifiée lors de l'entrée en vigueur des tarifs d'électricité qui devront être fixés par la Régie le 1<sup>er</sup> avril 2025.**



**Idéalement, les modifications au tarif applicable aux réseaux municipaux devraient faire l'objet d'analyses et de discussions entre l'AREQ et Hydro-Québec, et ce, en amont de toute proposition tarifaire qui serait déposée devant la Régie en prévision de l'établissement des tarifs par la Régie au 1<sup>er</sup> avril 2025. En effet, l'AREQ favorise le dépôt d'une proposition conjointe entre les réseaux municipaux et le Distributeur. Le gouvernement pourrait jouer un rôle de facilitateur entre l'AREQ et Hydro-Québec afin de favoriser la conclusion d'une proposition commune et pérenne.**

**En prévision de cette cause tarifaire, afin de donner une marge de manœuvre pour un nouveau tarif de distributeur, le gouvernement pourrait adopter et publier un décret de préoccupation à l'égard de la Régie afin de lui faire part de ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard de la nouvelle tarification qui serait applicable aux réseaux municipaux, le tout dans l'objectif de permettre aux réseaux municipaux de surmonter les défis découlant de la transition énergétique.**

**Les idées de modifications au tarif LG discutées précédemment pourraient servir de base à ces discussions. Ces idées doivent être analysées avec les représentants d'Hydro-Québec afin de mieux refléter les écarts créés par les nouvelles tendances. L'AREQ étant bien entendu ouverte à toutes autres modifications qui seraient raisonnables, justes et équitables.**

#### 4.2.4 Option de gestion de la demande en puissance

En raison de leur profil saisonnier et de la tarification applicable aux réseaux municipaux, ces derniers peuvent difficilement participer de façon fiable, récurrente et sans risque financier à l'option de gestion de la demande de puissance (GDP) offerte par Hydro-Québec aux autres grands clients. Par conséquent, les clients des réseaux municipaux n'ont pas véritablement accès à l'option du GDP, qui est grandement appréciée par les participants existants du Distributeur. En effet, l'adhésion à cette option implique une gestion rigoureuse qui engendre un certain risque pour lequel la rétribution est incertaine.

Prenons l'exemple d'Hydro-Sherbrooke pour l'hiver 2023, qui rejoint l'expérience vécue par l'ensemble des réseaux municipaux. Un événement de pointe critique a fait l'objet d'une demande d'effacement en décembre 2022. Dans les faits, un épisode de verglas sur les lignes de transport aurait causé cette demande.

N'eut été de cet événement pour lequel Hydro-Sherbrooke a pu mettre à contribution l'ensemble de ses moyens au profit d'Hydro-Québec, le remboursement en fonction des conditions d'application de l'option aurait été nettement inférieur.

Notons, par ailleurs, que selon les conditions d'application de l'option et le calcul de la courbe de référence d'Hydro-Québec, Hydro-Sherbrooke n'a pas été en mesure d'offrir de contribution au moment de la pointe historique annuelle de février 2023. Pourtant, à ce moment, l'ensemble des outils de gestion de la demande était à pleine contribution. La problématique est que cela n'a pas été perceptible dans le calcul de la courbe de référence effectué par Hydro-Québec.

Enfin, sans l'événement assez unique de décembre 2022 et l'effet d'un hiver assez clément, les moyens entrepris par Hydro-Sherbrooke pour répondre aux demandes de pointes critiques d'Hydro-Québec auraient été déficitaires et n'auraient pas permis d'obtenir des crédits, malgré les réductions en puissance offertes, comme ce fut le cas l'année précédente.

Les réseaux municipaux ont noté qu'il y avait plusieurs exemples où le Distributeur avait accepté d'appliquer des courbes de référence différentes afin de mieux refléter le profil normal du client.

**Comme piste de solution, l'AREQ recommande d'encourager Hydro-Québec à entreprendre des discussions avec elle afin d'analyser et de revoir le calcul de la courbe de référence en fonction de la réalité d'un réseau municipal.**

#### 4.2.5 Hilo et les crédits de pointe critique

Actuellement, les clients des réseaux municipaux ne sont pas admissibles à l'offre Hilo. De plus, les tarifs Flex (sauf pour Hydro-Sherbrooke) et le crédit hivernal de pointe critique ne sont pas offerts aux clients des réseaux municipaux, principalement pour des raisons techniques d'équipements et des coûts à assumer pour le déploiement de tels équipements.

Bien que ces offres gagnent en popularité, une adaptation avec le modèle d'affaires des réseaux municipaux s'impose avant de permettre l'adhésion des clients des réseaux municipaux à de telles options.

Prenons l'exemple d'Hydro-Jonquière. L'hiver dernier, pendant plusieurs des événements de « défis » lancés par Hydro-Québec pour le programme Hilo, le réseau municipal était sous le seuil de sa puissance minimale de facturation. Il devient ainsi contre-intuitif de répondre à une demande provinciale de délestage alors que la charge régionale réelle du réseau est encore sous le seuil de puissance à facturer. L'AREQ soulève que le même constat s'applique pour le tarif biénergie avec des consignes selon la sonde de température, particulièrement pour les réseaux plus au nord. C'est-à-dire que les mécanismes de gestion du délestage sont bien souvent actifs, avant même que la facturation minimale en puissance ne soit atteinte. Ces consignes de gestion provinciale sont donc incompatibles avec l'optimisation du facteur d'utilisation de la puissance du réseau.

En résumé, en raison du tarif LG et des coûts élevés pour une infrastructure de mesurage avancée, les réseaux municipaux ne sont pas portés à investir pour offrir ces options à leur clientèle. Dans les conditions actuelles, l'effet des pertes de revenus en lien avec le délestage et les risques associés à ces mesures freinent leur déploiement.

**Comme piste de solution, l'AREQ propose de revoir le modèle d'affaires des réseaux municipaux en lien avec leur tarification et la participation à des subventions gouvernementales pour leur permettre de pouvoir offrir des options similaires à leur clientèle dans le but de favoriser une meilleure gestion des approvisionnements dans le contexte de la transition énergétique.**

#### 4.2.6 Crédits d'alimentation et allocations pour les postes de transformation

Selon le niveau de tension des alimentations électriques et l'emplacement du mesurage, la tarification du Distributeur prévoit des crédits aux clients. Les réseaux municipaux reçoivent donc des crédits qui varient selon le niveau de tension de leur alimentation.

Depuis l'adoption du projet de loi 34<sup>26</sup>, les crédits d'alimentations sont indexés selon la formule du tarif L, donc avec une majoration inférieure aux autres tarifs. Ainsi, les membres de l'AREQ subissent un impact direct en lien avec le fait que les crédits d'alimentation augmentent moins que le prix des composantes du tarif LG.

**Comme piste de solution, l'AREQ propose de revoir le mécanisme d'ajustement des crédits d'alimentation pour assurer une cohérence avec l'augmentation de leur tarif. Cet exercice pourrait se faire en collaboration avec les représentants du Distributeur lors de la révision du modèle tarifaire des réseaux municipaux.**

En ce qui a trait aux postes de transformation, les allocations offertes par le Distributeur sont calibrées selon qu'il s'agit de clients industriels, commerciaux ou institutionnels, pour qui les opérations sont beaucoup plus stables que pour un réseau de distribution.

Les postes de distribution d'un réseau électrique coûtent plus cher à construire, à opérer et à entretenir en raison notamment du niveau de tension variable et des événements qui peuvent survenir, tels que les accidents, les déclenchements de ligne et les aléas météorologiques (vents, arbres, neige pesante, etc.).

Aussi, lorsqu'un client investit dans un poste de transformation, celui-ci signe une entente de contribution afin d'assurer à Hydro-Québec que la consommation soit effectivement au rendez-vous.

Dans le cas d'un client normal, par exemple une usine, la montée en charge est assez instantanée pour se stabiliser ensuite. Pour un réseau de distribution électrique, la croissance de la demande est plus progressive. Pourtant, le calcul de l'allocation offerte par le Distributeur et des pénalités applicables dans les ententes de contribution est le même pour une usine que pour un réseau électrique.

L'AREQ croit que le mécanisme d'attribution des allocations dans le cadre des ententes de contribution pour un réseau municipal devrait être adapté en fonction des réalités d'opération différentes.

**Tout comme pour les ajustements aux crédits d'alimentation, l'AREQ propose de revoir le calcul des allocations offertes et des pénalités applicables lors des discussions pour l'augmentation des capacités de distribution requises par la transition énergétique.**

---

<sup>26</sup> [Projet de loi n° 34](#), *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*, sanctionné le 7 décembre 2019 (L.Q. 2019, c. 27).

## 4.3 AXE 3 – GOUVERNANCE

### 4.3.1 Planification entre les réseaux

Le Rapport synthèse fait mention d'un consensus qui semble s'être dégagé lors de la consultation, soit la préparation d'un plan intégré des ressources énergétiques devant prendre en considération les grandes orientations gouvernementales.

Nous estimons que dans le contexte de la transition énergétique, les réseaux municipaux devraient être mis à contribution pour la préparation d'un tel plan afin de mettre les efforts aux bons endroits et trouver des solutions communes, notamment en lien avec l'offre énergétique et la gestion de la pointe.

Bien que nous constatons une ouverture aux discussions depuis quelques années avec le Distributeur, l'AREQ n'a pas officiellement de canal pour discuter des pistes de solutions ainsi que des enjeux liés à la transition énergétique incluant son impact sur le modèle d'affaires de ses membres.

Auprès du Distributeur, les réseaux municipaux ont un service de délégué commercial qui consiste essentiellement à assurer le maintien d'une bonne relation d'affaires. Les actions concrètes en lien avec ce service sont assez limitées, car les réseaux municipaux sont eux-mêmes des spécialistes en distribution, comme le Distributeur.

Il y aurait certainement un avantage à mettre ces connaissances en commun et voir comment les réseaux, ensembles, peuvent régler certains de leurs enjeux.

**Avec la transition énergétique en cours, ainsi que les défis que cela soulève, l'AREQ croit qu'un comité composé des représentants du Distributeur, du gouvernement et des réseaux municipaux devrait être formé, et des rencontres statutaires organisées de manière périodique.** Cet exercice pourrait permettre de traiter des enjeux en amont des réalisations et permettrait une orientation uniforme pour assurer une transition énergétique réussie de façon collaborative entre tous les acteurs du milieu de l'électricité au Québec.

### 4.3.2 Approvisionnements des réseaux municipaux

Pour espérer faire face à la croissance des besoins dans le contexte de la transition énergétique, les réseaux municipaux devront compter sur une augmentation de leurs marges brutes. Ces marges brutes doivent être suffisantes, stables et prévisibles. Dans le cas contraire, il faudra penser à une forme d'aide financière pour soutenir les besoins d'investissements (discutés précédemment) et l'augmentation des coûts d'opération.

Au niveau des budgets d'opération, les réseaux municipaux prévoient des hausses d'environ 7 % pour 2023 seulement. Les réseaux municipaux ont aussi à faire face aux flambées des prix des fournisseurs d'appareillage électrique à la suite des tensions économiques liées à la pandémie et à la guerre en Ukraine. Il devient minimalement essentiel, dans ce contexte, de maintenir, voire d'augmenter, les marges brutes des réseaux municipaux afin de leur permettre de contribuer à

l'atteinte des objectifs de diminution des GES, mais également de répondre aux attentes quant à la qualité des services auprès des clients.

Depuis deux ans, comme dans plusieurs secteurs, l'approvisionnement en équipement représente un bon défi dans le domaine de l'énergie. Les délais de livraison sont démesurés, la demande dépasse largement l'offre et cela se traduit par une augmentation significative des prix. Dans ce contexte, l'industrie est passée d'un mode d'approvisionnement « juste à temps » à un mode d'approvisionnement axé sur l'augmentation des inventaires. Ce changement est significatif et a des impacts à plusieurs égards.

Les réseaux municipaux sont confrontés à d'importants investissements afin de suivre la tendance du Distributeur dans son offre de services. Comme mentionné précédemment, les systèmes en place ne permettent actuellement pas d'offrir les mêmes options tarifaires pour les réseaux municipaux que pour le Distributeur à cause des coûts liés à l'infrastructure pour leur mise en place.

Soucieux de maintenir l'offre et la qualité de service, les membres de l'AREQ sont confrontés à une réalité bien différente de celle du Distributeur. Le coût d'implantation par rapport au nombre de clients est souvent plus élevé et les potentiels revenus additionnels ne justifient pas l'investissement en CAPEX.

De plus, les réseaux municipaux ne sont pas impliqués dans le choix de certaines technologies déployées (exemple, Hilo), ni dans le développement de l'offre tarifaire à la clientèle. Ces impondérables guident les décisions et les réseaux municipaux sont placés devant un fait accompli. Il serait bien plus avantageux pour assurer une transition énergétique efficace que les réseaux municipaux soient informés rapidement des orientations tarifaires futures du Distributeur afin d'étudier les possibilités d'implantation d'options tarifaires similaires au sein des réseaux municipaux dans un délai raisonnable.

En lien avec la section précédente, les rencontres proposées entre réseaux pourraient permettre une meilleure communication des offres tarifaires à venir afin de mieux évaluer les besoins des réseaux municipaux en vue d'offrir potentiellement les mêmes solutions tarifaires à l'ensemble de la clientèle québécoise.

Aussi, la piste de solution énoncée plus haut, à savoir de pouvoir bénéficier de programmes d'aides financières ou des subventions pour des investissements majeurs tels que des postes de distribution, une infrastructure de mesurage avancé ou un système de facturation intégré permettrait de régler la problématique à court terme.

Le programme de subvention offert par Hydro-Québec pour l'achat et l'installation de bornes électriques du Circuit Électrique est certainement un précédent à répliquer permettant d'avoir accès plus facilement à certains équipements, le tout à meilleurs prix.

**Il serait opportun de permettre aux réseaux municipaux, par le biais d'une collaboration entre les différents ministères concernés, de bénéficier de certains des appels d'offres du Distributeur afin d'avoir accès à des équipements communs aux réseaux de distribution, comme par exemple, les compteurs ou les transformateurs de distribution, les poteaux, etc. Au surplus, ceci**

**permettrait une uniformité dans le choix des équipements, mais surtout une garantie quant à la durabilité et la qualité des équipements sur le territoire québécois.**

## **5 CONCLUSION**

L'AREQ est d'avis que le contexte économique et énergétique actuel ainsi que les enjeux et objectifs des prochaines années, influencés par la transition énergétique, imposent qu'une réflexion sur la nature juste et équitable de la tarification applicable aux réseaux municipaux soit entreprise. Les membres de l'AREQ doivent répondre aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux auxquels ils sont confrontés. Rappelons-le, l'énergie est un vecteur essentiel au soutien de notre économie.

Qu'il s'agisse de discussions relatives à la révision du mécanisme de tarification ou à la calibration de ses composantes, les réseaux municipaux demeurent convaincus qu'une collaboration avec le Distributeur est possible pour trouver une solution qui servira les intérêts de tous.

Les réseaux municipaux sont des acteurs importants de l'économie québécoise. Ils occupent une place reconnue au sein du portrait énergétique québécois. Les municipalités et les membres desservis par leurs services comptent sur l'apport financier de ces derniers et les citoyens qui en bénéficient sont fiers du service personnalisé qu'ils offrent, sans compter le fait qu'ils font partie de l'héritage patrimonial de nos régions. Toutefois, tel que mentionné dans le présent mémoire, les réseaux municipaux font face à des défis importants et des risques financiers de taille en lien, notamment, avec la tarification qui leur est applicable dans un contexte de forte inflation.

Il est important de continuer à valoriser les actifs stratégiques que sont les réseaux de distribution des réseaux municipaux en investissant en amont pour le bien collectif.

Il faut moderniser le modèle d'affaires afin de donner aux réseaux municipaux les moyens d'être des partenaires performants dans le succès de la transition énergétique au Québec. À court terme, une révision de la structure du tarif d'électricité pour les réseaux municipaux s'impose pour relever les défis des réseaux électriques et créer une synergie avec le réseau provincial.

## **ANNEXE**

Mémoire de l'AREQ relativement à l'*Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*



Association des redistributeurs d'électricité du Québec (« AREQ »)

Dossier R-3972-2016

Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de  
l'électricité et du gaz naturel

## **Mémoire de l'AREQ**

Présenté à la Régie de l'énergie

18 janvier 2016



## TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction.....	1
1.1	Mise en contexte .....	1
1.2	Contexte historique et législatif.....	3
1.3	Contribution des redistributeurs municipaux à l'économie québécoise.....	7
2.	ENJEU # 1 : structure et options tarifaires pour les redistributeurs municipaux.....	8
2.1	Introduction du tarif LG dans les <i>Tarifs d'électricité</i> et abolition du tarif L pour les redistributeurs municipaux.....	8
2.2	Brève description du tarif LG et impact tarifaire annoncé .....	9
2.3	Principes directeurs en matière de tarification de l'électricité .....	10
2.4	Facteurs de distinction entre les redistributeurs municipaux et la majorité des clients du tarif LG .....	12
2.5	Autres problématiques ou incohérences liées à la tarification actuelle des redistributeurs municipaux.....	16
2.5.1	Contrôle des pointes énergétiques .....	16
2.5.2	Conception du tarif LG en fonction du FU .....	17
2.5.3	Rigidité du tarif LG pour les redistributeurs municipaux.....	20
2.5.4	Augmentation du niveau de risque pour les redistributeurs municipaux.....	23
2.5.5	Autre problématique liée aux options tarifaires offertes aux clients des redistributeurs municipaux .....	25
3.	ENJEU # 2 : problématique de l'effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité.....	25
4.	ENJEU # 3 : intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs .....	27
4.1	Électrification des transports et incidence sur le FU des redistributeurs municipaux.....	28
4.2	Autres technologies .....	28
5.	Conclusion et pistes de solution .....	29
5.1	Conclusion.....	29
5.2	Pistes de solutions .....	31

## 1. INTRODUCTION

### 1.1 Mise en contexte

De manière générale, le mémoire de l'AREQ s'inscrit dans le contexte où le gouvernement québécois souhaite voir une transformation du portrait énergétique québécois, tel qu'annoncé dans sa *Politique énergétique 2030 : L'énergie des Québécois – Sources de croissance*, rendue publique le 7 avril 2016 (la « **Politique énergétique 2030** »)<sup>1</sup>. La vision générale de l'AREQ rejoint, à plusieurs égards, les grandes orientations du gouvernement en ce sens, soit de favoriser un modèle qui passe par la mise en valeur du plein potentiel économique de nos régions, de favoriser l'innovation et surtout d'utiliser une approche constructive misant sur la collaboration pour améliorer nos performances tant sur le plan environnemental, dont la réduction des gaz à effet de serre (« **GES** »), que social et économique.

De manière spécifique, le présent mémoire fait suite à l'avis public de la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») publié sur son site Web le 11 juillet 2016<sup>2</sup> dans le cadre du présent dossier. Cet avis public découle de la demande d'avis à la Régie formulée par le Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (le « **MÉRN** »), monsieur Pierre Arcand (le « **Ministre** »), sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel<sup>3</sup>, laquelle demande découle de la Politique énergétique 2030.

Par cette demande, le Ministre requiert de la Régie, en vertu de l'article 42 de sa loi constitutive, la *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRO, c. R-6.01 (la « **LRÉ** »), un avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel. Cet avis devra, entre autres choses, considérer la question de l'effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité, mais également proposer des solutions pour les industries ayant des besoins particuliers. Il importe de souligner qu'aux fins de la réalisation de son mandat, la Régie est invitée à examiner toutes les avenues susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles dans le domaine de l'électricité<sup>4</sup>.

Le Ministre réfère également à la Politique énergétique 2030 qui propose d'introduire plus de souplesse et de proactivité dans la fixation des tarifs prévue par la LRÉ et ce, afin de mieux répondre aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux des consommateurs, des producteurs et des distributeurs d'énergie. Puisque les membres de l'AREQ (les « **redistributeurs municipaux** »)<sup>5</sup> sont autant des clients d'Hydro-Québec dans ses activités

---

<sup>1</sup> <https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf> (site Web consulté le 6 janvier 2017).

<sup>2</sup> Dossier R-3972-2016, pièce A-0002.

<sup>3</sup> Dossier R-3972-2016, pièce B-0001.

<sup>4</sup> Dossier R-3972-2016, pièces A-0002 et B-0001.

<sup>5</sup> L'AREQ représente neuf (9) réseaux municipaux d'électricité et une coopérative, pour un total de dix (10) membres. La référence à l'appellation « redistributeurs municipaux » est utilisée pour alléger le texte et inclut tous les membres de l'AREQ, à savoir la Ville de Alma, la Ville de Amos, la Ville de Baie-Comeau,

de distribution d'électricité (« **HQD** ») que des distributeurs d'électricité<sup>6</sup>, en ce qu'ils achètent une quantité importante d'électricité d'HQD et qu'ils redistribuent cette même électricité à un grand nombre de consommateurs québécois (environ 156 000 clients, ce qui représente environ 3,6% du nombre de clients desservis au Québec), les redistributeurs municipaux représentent indéniablement une clientèle aux besoins particuliers devant faire face à divers enjeux économiques, sociaux et environnementaux.

Ce faisant, le présent mémoire est la réponse des redistributeurs municipaux à la demande d'avis du Ministre sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité.

Dans ce mémoire, les redistributeurs municipaux entendent démontrer qu'ils représentent une clientèle aux besoins particuliers et proposeront des pistes de solutions qui leur permettront de faire face aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux auxquels ils, ainsi que les consommateurs qu'ils desservent, sont confrontés. En effet, il apparaît opportun de recadrer la structure tarifaire actuelle applicable aux redistributeurs municipaux, en l'occurrence le tarif LG<sup>7</sup>, dans un contexte où le gouvernement du Québec a récemment précisé ses objectifs sur le secteur énergétique québécois via sa Politique énergétique 2030. Dans les faits, la tarification pour les redistributeurs municipaux, dans sa forme actuelle, ne rejoint pas plusieurs éléments d'orientation souhaitée par le gouvernement, notamment la souplesse et la proactivité dans la fixation des tarifs, le principe de réduction des GES, la valorisation optimale de nos ressources énergétiques et la consommation responsable. Les redistributeurs municipaux sont également d'avis que la tarification actuelle à laquelle ils sont assujettis n'est pas juste, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique actuel et qu'elle ne contribue pas à la vitalité économique du Québec, ce qui n'est pas en ligne avec la Politique énergétique 2030.

---

la Ville de Coaticook, la Ville de Joliette, la Ville de Jonquière, la Ville de Magog, la Ville de Sherbrooke, la Ville de Westmount ainsi que la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville (la « **Coopérative** »).

<sup>6</sup> La LRÉ, à son article 62, reconnaît en effet qu'HQD et les réseaux municipaux ou privés d'électricité ainsi que la Coopérative sont titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité. La LRÉ mentionne essentiellement que les redistributeurs municipaux sont réputés être des distributeurs pour l'application notamment des articles 36 et 44 de la LRÉ.

<sup>7</sup> Section 2 des *Tarifs d'électricité* en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2016 (les « **Tarifs d'électricité** »).

Par conséquent et en réponse à l’avis public de la Régie du 11 juillet 2016, le présent mémoire traite des enjeux suivants en regard des redistributeurs municipaux : (1) **structure et options tarifaires** pour une industrie ayant des besoins particuliers, (2) problématique de **l’effritement de la compétitivité des tarifs d’électricité** et (3) **intégration des nouvelles technologies** et leurs incidences sur le partage des coûts et sur les tarifs. Enfin, les redistributeurs municipaux soumettront des pistes de solutions quant à leur vision d’une tarification juste, équitable, durable et constructive pour l’économie québécoise et qui rejoint, selon eux, les objectifs d’HQD comme ceux du gouvernement.

Toutefois et avant d’aborder les enjeux susmentionnés, il convient dans un premier temps de faire un bref retour sur le contexte historique et législatif applicable aux redistributeurs municipaux ainsi que sur la contribution importante de ces derniers à l’économie québécoise.

## **1.2 Contexte historique et législatif**

Les redistributeurs municipaux, titulaires d’un droit exclusif de distribution sur leurs territoires respectifs<sup>8</sup>, comptent sur une expérience de longue date. Ils constituent la seule expertise publique en production et distribution d’électricité qui soit externe à Hydro-Québec sur le territoire québécois. Le cadre législatif qui autorise les municipalités à être propriétaires d’un réseau de distribution électrique précède la création même d’Hydro-Québec. À cet effet et tel que nous le verrons plus amplement ci-après, les redistributeurs municipaux sont assujettis à des lois spécifiques et se distinguent légalement des autres distributeurs québécois en matière d’énergie ainsi que des autres clients d’HQD.

En effet, le rapport de la Commission Lapointe recommandait, en 1934, la municipalisation de l’électricité. En 1935, le gouvernement du Québec adoptait la *Loi concernant la municipalisation de l’électricité*<sup>9</sup> (la « **Loi de 1935** »). Ainsi, on permettait à toute corporation municipale d’adopter un règlement pour établir et administrer un système électrique, sous réserve d’obtenir l’opinion de la Régie des services publics de l’époque, laquelle n’était cependant que consultative. Suivant cette même loi, le conseil municipal était revêtu de tous les pouvoirs nécessaires pour établir et administrer le système électrique prévu par un tel règlement et avait aussi le pouvoir de taxer ses citoyens « [...] dans le but de rencontrer les intérêts des sommes dépensées et de créer un fonds d’amortissement [...] »<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> LRÉ, art. 62.

<sup>9</sup> *Loi concernant la municipalisation de l’électricité*, S.Q. 1935, c. 49.

<sup>10</sup> *Loi concernant la municipalisation de l’électricité*, S.Q. 1935, c. 49, art. 6.

Puis, le 20 mai 1937, le gouvernement du Québec adoptait la *Loi autorisant toutes les corporations municipales à municipaliser l'électricité*<sup>11</sup> (la « **Loi de 1937** »), qui abrogeait la Loi de 1935, tout en sauvegardant les droits acquis des redistributeurs municipaux. On introduisait aussi le principe des tarifs facturés. L'article 27 de cette loi mentionnait ce qui suit :

« **27.** *Les taux fixés par une corporation municipale pour l'électricité qu'elle vend doivent être suffisants pour couvrir les intérêts et l'amortissement de la dette contractée pour l'établissement du service, les frais d'exploitation et d'entretien de celui-ci, la détérioration de l'installation et les pertes de recouvrement.* »

Il s'est donc établi, dès cette époque, un cadre législatif permettant aux municipalités de financer adéquatement leurs services, ledit financement devant alors s'effectuer par la tarification aux usagers.

La *Loi établissant la Commission hydroélectrique de Québec*<sup>12</sup>, faisant d'Hydro-Québec le distributeur d'électricité le plus important de la province, n'a toutefois jamais abrogé la Loi de 1937, refondue dans les statuts révisés de 1941, pour la simple raison que les redistributeurs municipaux poursuivaient les mêmes objectifs et les mêmes buts qu'Hydro-Québec. Incidemment, et lors de sa création, Hydro-Québec était pratiquement un distributeur municipal pour l'Île de Montréal, ayant acquis en 1944 les actifs de la Montreal Light, Heat and Power Company.

En 1963, le gouvernement québécois a décidé de nationaliser la majorité des réseaux privés au profit d'Hydro-Québec. Les réseaux municipaux et coopératifs qui étaient par définition publics et qui appartenaient déjà à la collectivité ont été exclus de cette nationalisation<sup>13</sup>. Les réseaux municipaux connectés à des fournisseurs privés nationalisés tel que Shawinigan Water and Power Company devenaient du même coup des clients d'Hydro-Québec.

En permettant ainsi aux municipalités et coopératives de continuer à exploiter leurs réseaux privés d'électricité, le gouvernement du Québec a, en toute logique, permis que ces mêmes municipalités et coopératives continuent de profiter de cette exploitation, au bénéfice de leurs citoyens.

Dans les faits, les municipalités et coopératives qui avaient des réseaux en moins bon état ou qui, pour toutes sortes de raisons, n'étaient plus en mesure de continuer cette exploitation, ont vendu leurs réseaux à Hydro-Québec. Par contre, les municipalités et coopératives qui ont conservé leurs réseaux étaient celles dont les réseaux étaient en meilleur état et qui étaient en

---

<sup>11</sup> *Loi autorisant toutes les corporations municipales à municipaliser l'électricité*, S.Q. I Geo VI 1937, c. 26.

<sup>12</sup> *Loi établissant la Commission hydroélectrique de Québec*, S.Q. 8 Geo VI 1944, c. 22.

<sup>13</sup> *Loi modifiant la charte d'Hydro-Québec*, S.R.Q. 1963, c. 29, adoptée le 11 juillet 1963.

mesure de les maintenir et d'y investir les sommes nécessaires pour poursuivre cette exploitation au bénéfice de leurs citoyens.

Il faut ainsi constater que la notion de rentabilité est au cœur même de la législation qui a donné lieu à la mise sur place de ces réseaux municipaux et coopératifs et qui résulte d'une volonté ferme du gouvernement du Québec qu'il en soit ainsi.

Il ressort de ce continuum législatif que le gouvernement du Québec considérerait, avec raison, que ces réseaux municipaux et coopératifs rencontraient très bien l'objectif de l'État qui est de faire profiter aux contribuables québécois, au meilleur tarif possible, de la disponibilité de cette ressource.

Concernant le cadre législatif actuel, l'article 3 de la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*<sup>14</sup>, anciennement la Loi de 1935<sup>15</sup>, mentionne ce qui suit :

*« 3. Toute municipalité locale peut établir un système d'électricité pour les besoins publics et privés.*

*Elle peut adopter tout règlement relatif à l'administration de ce système. »*

Le décret 618-97<sup>16</sup> mentionne, à son deuxième « attendu », que la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité* permet l'exploitation d'un système municipal d'électricité.

L'article 5 de cette même loi mentionne quant à lui ce qui suit :

*« 5. Le conseil municipal est revêtu de tous les pouvoirs nécessaires pour établir et administrer le système d'électricité.*

*Il peut, dans le but de rencontrer les intérêts des sommes dépensées pour son établissement et de créer un fonds d'amortissement, imposer, par règlement, sur tous les propriétaires ou occupants de maisons, magasins ou autres bâtiments, une taxe spéciale annuelle sur la valeur cotisée de ces maisons, bâtiments et établissements, y compris le terrain. [...] »*

---

<sup>14</sup> *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*, RLRQ, c. S-41, art. 3.

<sup>15</sup> En effet, le titre de la Loi de 1935 a été remplacé par la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité* par l'article 93 du chapitre 23 des lois de 1988.

<sup>16</sup> *Décret 618-97 concernant l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec*, (1997) 21 G.O. II, 2987.

Par contre, le coût du service à l'utilisateur ne peut pas être supérieur à celui qui résulte du tarif fixé par la Régie pour l'électricité fournie par HQD pour une catégorie équivalente d'utilisateurs<sup>17</sup> :

*« 8. La taxe spéciale imposée en vertu de l'article 5 et les prix fixés en vertu de la Loi sur la fiscalité municipale (chapitre F-2.1) sont perçus d'après les règles et de la manière prescrites pour les taxes générales.*

*Ils ne doivent en aucun cas entraîner, pour chaque catégorie d'utilisateurs du système d'électricité d'une municipalité, un coût supérieur à celui qui résulte du tarif fixé par la Régie pour l'électricité fournie par Hydro-Québec pour une catégorie équivalente de ses usagers d'électricité. »*

Cette disposition, apparue en 1980<sup>18</sup>, réduit en quelque sorte la faculté historique du financement par la tarification aux usagers et oblige les redistributeurs municipaux à dégager des marges bénéficiaires par leur performance<sup>19</sup>. Ce changement a ajouté une pression supplémentaire sur plusieurs redistributeurs municipaux et certains ont dû par la suite être vendus à Hydro-Québec<sup>20</sup>. C'est à cette époque, en 1990, que l'AREQ a été formée. En fait, la création de l'AREQ fait suite à la décision d'Hydro-Québec, au début des années 1990, de lancer des programmes de subventions pour l'efficacité énergétique, sans en avoir discuté préalablement avec les redistributeurs municipaux. Les redistributeurs s'étaient alors regroupés pour mieux défendre leur existence et survie notamment par la présentation d'un mémoire en commission parlementaire et avaient alors reçu l'appui du gouvernement. Cet appui permit un changement de cap de la part d'Hydro-Québec qui mena à la signature d'une entente historique pour les programmes d'efficacité énergétique<sup>21</sup>.

---

<sup>17</sup> *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*, RLRQ, c. S-41, art. 8.

<sup>18</sup> L.Q., 1980, c. 9, art. 1.

<sup>19</sup> La Coopérative a elle aussi les pouvoirs de fournir de l'électricité à ses membres et d'adopter des règlements de tarification, mais à un coût qui ne peut être supérieur à celui du tarif établi par Hydro-Québec (art. 6 et 9 de la *Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité*, L.Q., 1986, c. 20).

<sup>20</sup> Il est à noter que la tarification actuelle fournit encore des bénéfices, mais que ces derniers tendent à diminuer avec les dernières orientations de tarification.

<sup>21</sup> En 2004, d'autres ententes sur le Plan Global en efficacité énergétique (PGEÉ) d'Hydro-Québec ont été signées avec les redistributeurs municipaux. En fait, jusqu'en 2010, date coïncidant avec l'apparition du tarif LG, les redistributeurs municipaux et les représentants d'HQD ont fait preuve de collaboration. Entre autres, le 1<sup>er</sup> mai 1993, un remboursement de 15 % est octroyé à certains redistributeurs municipaux sur les factures d'électricité des clients pour compenser l'élimination de la dégressivité des prix de l'énergie du tarif L.

La LRÉ adoptée en 1996, reconnaît tel que précédemment mentionné le droit exclusif de distribution d'électricité des redistributeurs municipaux. La LRÉ prévoit que certaines dispositions s'appliquent aux redistributeurs municipaux<sup>22</sup>.

N'eût été du mécanisme d'intégration faisant en sorte que les tarifs décidés par la Régie s'appliquent tant à HQD qu'aux redistributeurs municipaux (limite maximum), ces derniers devraient, tout comme le fait HQD, s'adresser eux-mêmes à la Régie en vertu des lois spécifiques applicables notamment l'article 16 de la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité* et de la LRÉ, pour proposer une grille tarifaire et faire valoir leurs besoins. Dans le contexte actuel, les présentes représentations de l'AREQ visent donc à sensibiliser la Régie sur les besoins de ses membres, en intervenant non pas sur les tarifs de vente aux clients des redistributeurs municipaux, mais sur le tarif d'approvisionnement de ces derniers (en l'occurrence le tarif LG) et la façon qu'a HQD de le facturer.

### **1.3 Contribution des redistributeurs municipaux à l'économie québécoise**

Depuis sa création en 1990, l'AREQ, par l'entremise des redistributeurs municipaux, multiplie ses efforts pour contribuer activement au développement économique du Québec. En effet, le meilleur intérêt de la collectivité québécoise guide les opérations quotidiennes des redistributeurs municipaux. À ce sujet, les redistributeurs municipaux contribuent au maintien de plus de 330 emplois, pour un montant annuel d'environ 28 M\$ en rémunération. À titre d'exemple, en 2015, la contribution des redistributeurs municipaux en achat d'énergie auprès d'HQD représente un montant de près de 260 M\$<sup>23</sup>. Cette contribution est appelée à augmenter au cours des prochaines années.

Au-delà de ces contributions monétaires importantes, les redistributeurs municipaux s'impliquent activement avec plusieurs partenaires dans divers projets innovants, notamment pour la gestion de pointe incluant une gestion intelligente de réseau via le contrôle de la tension en période de pointe, le contrôle de charges à distance comme les chauffe-eau, le chauffage résidentiel et les génératrices chez les clients. Les redistributeurs municipaux sont également proactifs dans le développement d'algorithmes de prévision de la demande et dans la modernisation dynamique de la gestion de réseau et du délestage.

---

<sup>22</sup> LRÉ, notamment l'article 2.1 et l'alinéa 2 de l'article 31 qui mentionne ce qui suit : « 31. *La Régie a compétence exclusive pour: [...] Elle a la même compétence pour décider d'une demande soumise en vertu de l'article 30 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5), du paragraphe 3° de l'article 12 et des articles 13 et 16 de la Loi sur les systèmes municipaux et privés d'électricité (chapitre S-41), et des articles 2 et 10 de la Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité (Lois du Québec, 1986, chapitre 21).* »

<sup>23</sup> Dossier R-3980-2016, pièce B-0052, HQD-14, document 2, p. 65. Le tableau y indique que cela représente environ 4,5 TWh au tarif LG. À noter que les dossiers tarifaires précédents d'HQD des cinq (5) dernières années donnent une contribution moyenne d'environ 250 M\$; Il est également à noter que la pointe d'appel de puissance combinée maximale des redistributeurs municipaux, en hiver, est supérieure à 1000 MW depuis quelques années.



Certains redistributeurs municipaux s'impliquent socialement et contribuent au maintien du patrimoine québécois en investissant des sommes d'argent importantes pour la réparation et la modernisation des barrages hydroélectriques qui sont sur leurs territoires respectifs. Il s'agit, pour la plupart, d'actifs vieillissants requérant d'importantes mises aux normes. Cette gestion des barrages hydroélectriques faite par certains redistributeurs municipaux décharge ainsi l'État quant au maintien de ces installations.

Enfin, par l'entremise de leurs activités régulières, les redistributeurs municipaux participent grandement à l'économie locale, notamment par l'attribution de contrats pour divers biens ou services nécessaires à l'entretien, le développement et l'exploitation des infrastructures des réseaux municipaux d'électricité.

## **2. ENJEU #1 : STRUCTURE ET OPTIONS TARIFAIRES POUR LES REDISTRIBUTEURS MUNICIPAUX**

Pour les motifs exposés plus amplement ci-après, les redistributeurs municipaux considèrent que le tarif LG ne conduit pas à une offre tarifaire juste, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique dans lequel ils exploitent leurs réseaux municipaux de distribution d'électricité. Toutefois, avant d'aborder cet enjeu, il convient de revenir sur l'introduction du tarif LG dans les *Tarifs d'électricité* d'HQD.

### **2.1 Introduction du tarif LG dans les *Tarifs d'électricité* et abolition du tarif L pour les redistributeurs municipaux**

En mars 2010, de par l'article 80, la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*<sup>24</sup> (la « **Loi 20-2010** ») a modifié la LRÉ afin de réserver le tarif L aux clients industriels de grande puissance et a introduit le tarif LG pour les autres clients de grande puissance, notamment les clients commerciaux, institutionnels et les réseaux municipaux. La Loi 20-2010 prévoyait également une augmentation significative du tarif de l'électricité patrimoniale, sauf pour les clients du tarif L, dont les redistributeurs municipaux faisaient alors partie<sup>25</sup>.

Contrairement au tarif L, le tarif LG n'est réservé à aucun usage spécifique. Tel que mentionné par HQD dans sa stratégie tarifaire pour l'année tarifaire 2014-2015, il a été proposé par HQD, suite à l'entrée en vigueur de la Loi 20-2010, d'appliquer au tarif LG le mécanisme automatique

---

<sup>24</sup> *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*, L.Q., 2010, c. 20. Maintenant le tarif L est prévu à l'article 52.1.1 de la LRÉ.

<sup>25</sup> En effet, l'article 64 de la Loi 20-2010 a modifié l'article 52.2 de la LRÉ pour soustraire le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale alloué au tarif L à l'indexation prévue aux paragraphes 1 et 2 de l'alinéa 3 de l'article 52.2 de la LRÉ. L'indexation prévue aux paragraphes 1 et 2 de l'alinéa 3 de l'article 52.2 de la LRÉ a par la suite été modifiée par l'article 3 de la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, L.Q., 2013, c. 16.

de fixation de la puissance à facturer minimale (la « **PFM** ») qui est utilisé pour tous les tarifs généraux d'HQD, à l'exception du tarif L qui fait appel au mécanisme de la puissance souscrite. En appui à sa proposition, HQD soutenait que ce mécanisme permettait d'assurer que chaque client paie sa juste part des coûts de puissance engagés pour répondre à sa demande durant l'hiver et que ces coûts soient récupérés sur une base annuelle en fixant une puissance à facturer minimale de 75% tout au long de l'année, notamment lors des mois d'été. Ainsi, la PFM est fonction de l'appel de puissance maximale de l'hiver précédent, ce qui n'implique aucune intervention de la part du client. Selon HQD, il s'agissait d'un mécanisme adapté à une clientèle dont la consommation est stable d'une année à l'autre et dont le profil de consommation est prévisible, à l'image de la clientèle du tarif LG. Enfin, cette mesure maintiendrait le traitement uniforme de la facturation de la puissance aux tarifs généraux. Toujours selon HQD, le mécanisme de la PFM serait simple d'application et traduirait plus fidèlement le profil de consommation des clients<sup>26</sup>.

Dans sa décision D-2014-037, la Régie a accepté la proposition d'HQD d'appliquer le mécanisme automatique de fixation de la PFM au tarif LG à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2014, en lieu et place de la puissance souscrite<sup>27</sup>. Toutefois, elle proposait la tenue d'une séance de travail pour permettre notamment à l'AREQ de lui faire part de ses points de vue et pistes de solutions en ce qui a trait à la stratégie tarifaire d'HQD et à la création d'un tarif propre aux redistributeurs municipaux<sup>28</sup>. Selon les termes énoncés dans la décision, l'application de la PFM s'établissait essentiellement à 40% à partir de 2015, à 55% à partir de 2016 et à 75% à partir de 2017. Dans le cadre de la demande d'HQD pour l'année tarifaire 2015-2016, la Régie a accepté d'étaler les mesures transitoires liées à l'introduction du tarif LG sur cinq (5) ans plutôt que sur trois (3) ans considérant l'impact de ce nouveau tarif sur les redistributeurs municipaux<sup>29</sup>.

## **2.2 Brève description du tarif LG et impact tarifaire annoncé**

Le tarif LG s'applique à l'abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus, à l'exclusion de tout abonnement lié principalement à une activité industrielle<sup>30</sup>. En plus des redistributeurs municipaux, ce tarif s'applique aux commerces et institutions.

En 2016, le prix de l'énergie au tarif LG s'établit à 3,39¢/kWh, tandis que le prix de la puissance est de 13,05 \$/kW<sup>31</sup>. Ce dernier prix est appliqué à la puissance à facturer qui correspond à la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation visée mais, sans être

---

<sup>26</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, pièce B-0049, p. 19.

<sup>27</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 712.

<sup>28</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 835.

<sup>29</sup> Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, par. 929 à 940.

<sup>30</sup> Article 5.13 des *Tarifs d'électricité*.

<sup>31</sup> Article 5.14 des *Tarifs d'électricité*.

inférieur à la puissance à facturer minimale<sup>32</sup>.

La puissance à facturer minimale d'une période de consommation visée correspond à 75 % de la puissance maximale appelée au cours de la période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée, sans toutefois être inférieure à 5 000 kilowatts<sup>33</sup>.

En d'autres termes, au tarif LG, un appel de puissance de 15 minutes suffit à déterminer le montant mensuel minimal de puissance à facturer pour une année complète.

Dans le cadre du dossier tarifaire R-3854-2013 Phase I, la question de l'impact tarifaire (en termes monétaires) a été soulevée. HQD a soumis, qu'à terme, l'impact tarifaire du remplacement du mécanisme de la puissance souscrite par celui de la PFM représentait près de 13 M\$ par année en moyenne pour l'ensemble des redistributeurs municipaux<sup>34</sup>.

### **2.3 Principes directeurs en matière de tarification de l'électricité**

La Régie a compétence exclusive en matière de fixation des *Tarifs d'électricité*<sup>35</sup>.

L'alinéa 1 de l'article 52.1 de la LRÉ prévoit les éléments dont la Régie tient compte lors de la fixation des *Tarifs d'électricité*, dont le fait de s'assurer qu'ils soient justes et raisonnables<sup>36</sup>.

L'article 52.2 de la LRÉ prévoit notamment que le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est fonction des catégories de consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et de leurs facteurs d'utilisation, ce qui se répercute sur la tarification.

En tout état de cause, la Régie dans l'exercice de ses fonctions « [...] assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »<sup>37</sup>.

---

<sup>32</sup> Article 5.15 des *Tarifs d'électricité*.

<sup>33</sup> Article 5.17 des *Tarifs d'électricité*.

<sup>34</sup> Dossier R-3854-2013, pièce B-0091, HQD-15, document 4, p. 12.

<sup>35</sup> En effet, en vertu du paragraphe 1 de l'article 31 de la LRÉ, la Régie a compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée par le distributeur d'électricité. En vertu de l'article 48 de la LRÉ, la Régie peut fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est distribuée sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative.

<sup>36</sup> Alinéa 7 de l'article 49 de la LRÉ; l'article 52.1 de la LRÉ mentionne que les paragraphes 6 à 10 de l'article 49 de la LRÉ s'appliquent au distributeur d'électricité avec les adaptations nécessaires.

<sup>37</sup> Article 5 de la LRÉ.

Dans sa décision du 8 mars 2012, en suivi de l'adoption de la Loi 20-2010, la Régie confirmait le principe d'équité en matière de tarification :

*« [677] La Régie juge que le contexte justifie qu'une réflexion soit amorcée de manière à ce que la stratégie tarifaire du Distributeur et les moyens qu'il retiendra à partir du 1<sup>er</sup> avril 2014 soient les mieux adaptés pour satisfaire les différents objectifs, notamment en matière d'équité et d'efficacité énergétique. »<sup>38</sup>*

Au-delà du cadre réglementaire applicable, HQD a proposé au fil des ans certains principes qui le guide dans le cadre de la conception des tarifs et options tarifaires. Un de ces principes est celui de l'équité dont il est fait mention dans le cadre du rapport produit par HQD au présent dossier<sup>39</sup>.

D'ailleurs, à la page 21 de ce rapport, l'on retrouve aussi le critère de « l'équité », qui se traduit notamment par un « *juste partage des coûts (causalité)* »<sup>40</sup>.

Il est également intéressant de noter que la stratégie tarifaire d'HQD dans sa demande pour l'année tarifaire 2014-2015 reposait sur la prémisse suivante :

*« Le défi en matière de stratégie tarifaire est de s'assurer que l'offre tarifaire est équilibrée, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique changeant et incertain. Il s'agit de favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise. »<sup>41</sup>*

Les redistributeurs municipaux considèrent que le tarif LG ne conduit pas à une offre tarifaire juste, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique dans lequel ils exploitent leurs réseaux municipaux de distribution d'électricité. En effet, les redistributeurs municipaux considèrent que l'impact de la tarification actuelle ne contribue pas au soutien de l'économie québécoise municipale alors que les redistributeurs municipaux sont des acteurs majeurs et essentiels de cette économie.

Les sections qui suivent illustrent, de l'avis des redistributeurs municipaux, un phénomène d'iniquité bien présent à l'intérieur du tarif LG, mais également plusieurs points de discordances qui conduisent à une surestimation des coûts pour certains clients dans le tarif LG et qui justifient, de l'avis des redistributeurs municipaux, la nécessité d'un réajustement tarifaire. En effet, plusieurs facteurs importants contribuent à distinguer les redistributeurs municipaux de la majorité des clients du tarif LG ainsi que plusieurs autres problématiques ou incohérences liées à la tarification actuelle des réseaux municipaux.

---

<sup>38</sup> Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, par. 677.

<sup>39</sup> Dossier R-3972-2016, pièce C-0004, HQD-1, document 1, p. 9.

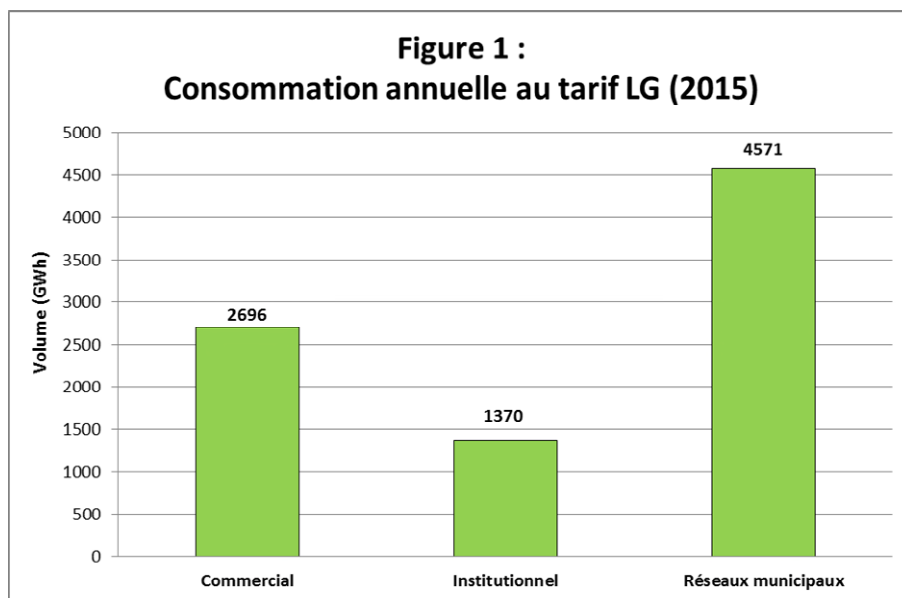
<sup>40</sup> Dossier R-3972-2016, pièce C-0004, HQD-1, document 1, p. 21.

<sup>41</sup> Dossier R-3854-2013 Phase I, pièce B-0049, HQD-13, document 2, p. 11.

## 2.4 Facteurs de distinction entre les redistributeurs municipaux et la majorité des clients du tarif LG

Tel que mentionné précédemment, les redistributeurs municipaux représentent une clientèle aux besoins particuliers. Aux fins de la tarification, HQD réunit les redistributeurs municipaux avec la clientèle commerciale et institutionnelle de 5 MW et plus (tarif LG)<sup>42</sup>. Or, bien que certains clients commerciaux et institutionnels aient des caractéristiques similaires, il n'en demeure pas moins que les redistributeurs municipaux ont des profils de consommation bien différents de la majorité des autres clients de cette catégorie tarifaire. À l'inverse, les redistributeurs municipaux, entre eux, représentent une clientèle bien plus homogène.

Parmi les distinctions importantes, soulignons-le fait que les redistributeurs municipaux ne consomment pas d'électricité, mais la redistribuent aux consommateurs. Par ailleurs, les redistributeurs municipaux ne présentent pratiquement aucun risque de crédit, et ce même s'ils représentent plus de la moitié de la consommation annuelle d'électricité au tarif LG<sup>43</sup> :



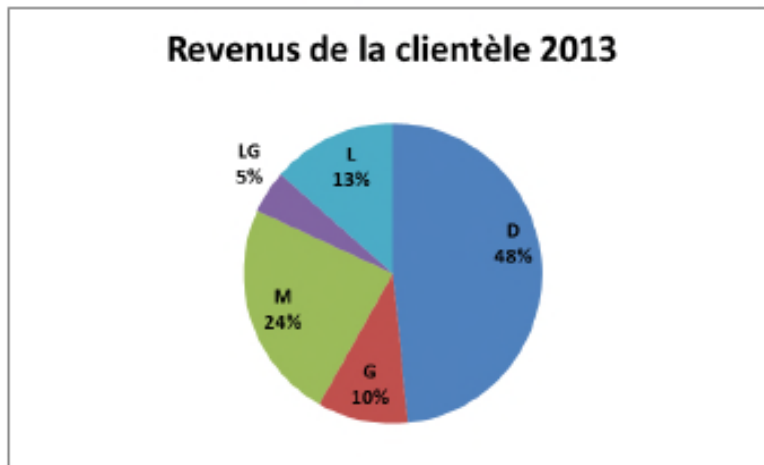
Les redistributeurs municipaux se distinguent par ailleurs de la majorité des autres clients soumis au tarif LG par des facteurs d'utilisation (« **FU** ») annuels moyens plus faibles qui varient entre 40 % à 55 % (la question des FU est traitée plus amplement ci-après à la section 2.5.2). Soulignons également la très forte sensibilité des redistributeurs municipaux aux aléas climatiques comparativement à la clientèle commerciale et institutionnelle soumise au tarif LG.

---

<sup>42</sup> Article 5.13 des *Tarifs d'électricité*.

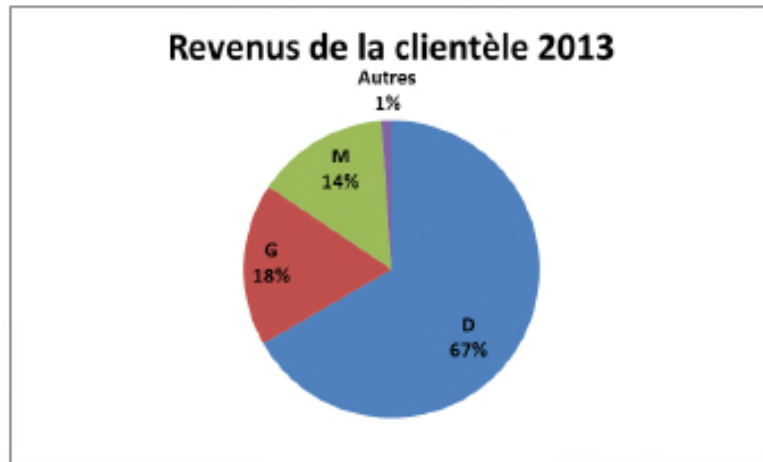
<sup>43</sup> Figure 1 : Consommation annuelle au tarif LG (2015). Source : Dossier R-3980-2016, pièce B-0052, HQD-14, document 2, page 65, Tableau A-10 : Description de la clientèle aux tarifs généraux et industriel.

Au surplus, contrairement à un campus universitaire, à un hôpital ou à un commerce, les redistributeurs municipaux ont peu de contrôle sur le niveau de consommation d'énergie électrique qu'ils achètent. Quant à la puissance maximale appelée d'un redistributeur municipal, fortement tributaire des conditions météorologiques, elle correspond à la somme des puissances appelées de ses clients au moment de la pointe. Les redistributeurs municipaux ne sont pas, à proprement parler, des utilisateurs de la ressource. Ils ne contrôlent pas la demande ni ne peuvent pratiquement pas la moduler. En fait, ils ont la même clientèle qu'HQD, à une nuance près que la très vaste majorité de leurs clients sont des consommateurs à qui s'appliquent les tarifs domestiques<sup>44</sup> :

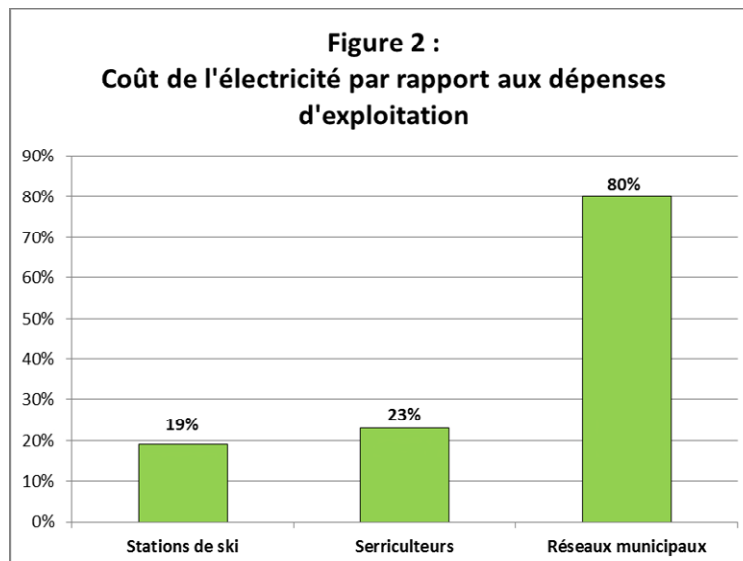


---

<sup>44</sup> Exemple des revenus provenant de la clientèle d'Hydro-Saguenay pour l'année 2013.



Une autre particularité propre aux redistributeurs municipaux est le fait que la proportion qu'occupe la facture d'électricité sur les charges d'exploitation totales varie entre 75 % et 85 % pour un réseau municipal. Or, à titre comparatif, pour une station de ski, cette proportion varie entre 17 % et 21 %, et de 15 % à 30 % pour les serriculteurs<sup>45</sup> :



<sup>45</sup> Figure 2 : Coût de l'électricité par rapport aux dépenses d'exploitation. Source : Dossier R-3972-2016, Rapport d'Hydro-Québec Distribution, pièce C-HQD-0004, HQD-1, document 1, p. 40 à 42.

Dans le contexte où ces deux derniers secteurs sont ciblés par la demande du Ministre, l'AREQ soumet respectueusement à la Régie que les redistributeurs municipaux doivent également être considérés comme une clientèle aux besoins particuliers.

Ces distinctions expliquent à elles seules la grande préoccupation des redistributeurs municipaux à toute modification tarifaire et particulièrement celles des dernières années visant le changement du mécanisme de facturation de la puissance (l'application du tarif LG à des groupes de clients non homogènes) ainsi que les mesures de rééquilibrage des tarifs généraux qui ont été entreprises.

Bien que l'idée d'améliorer la compétitivité du tarif M soit une volonté louable<sup>46</sup>, il est très inquiétant de voir que cet exercice se déroule au détriment d'autres consommateurs, dont les réseaux municipaux.

HQD reconnaît depuis longtemps que les comportements de consommation des redistributeurs municipaux se distinguent des autres clients. En effet, lors de sa demande pour l'année tarifaire 2008-2009, HQD faisait une distinction entre les redistributeurs municipaux et d'autres types de clients<sup>47</sup> :

*« Exception faite des réseaux municipaux qui se comportent comme l'ensemble du réseau, la clientèle de grande puissance utilise l'électricité de façon relativement stable pendant l'année. Dans le cadre de leurs opérations, les entreprises maximisent leur capacité de production et atteignent ainsi des facteurs d'utilisation élevés. Leurs activités ne leur offrent que peu de potentiel pour un déplacement de charges de l'hiver à l'été. »* (Nos soulignés)

Un réseau municipal ne peut décider d'alléger sa facture d'électricité en modifiant, par exemple, son système de chauffage pour une alternative plus économique. À l'inverse, ce choix est tout à fait possible pour un centre commercial ou un hôpital. Par ailleurs, les alternatives de gestion des approvisionnements pour les redistributeurs municipaux sont limitées et plus complexes.

Finalement, soulignons également le fait que certains réseaux municipaux sont identifiés au registre des entités visées par les normes de fiabilité au Québec et doivent donc se conformer aux exigences attribuables à leurs fonctions de distributeurs d'électricité.

Tel que démontré, il existe des distinctions fondamentales entre les redistributeurs municipaux et les différentes catégories de consommateurs qui se retrouvent au tarif LG, distinctions qui devraient être prises en considération dans l'établissement d'une tarification qui se veut juste et équitable.

---

<sup>46</sup> Décision, D-2016-33, par. 861 à 863.

<sup>47</sup> Dossier R-3644-2007, pièce B-001, HQD-12, document 4, p. 49 et 50.



## 2.5 Autres problématiques ou incohérences liées à la tarification actuelle des redistributeurs municipaux

### 2.5.1 Contrôle des pointes énergétiques

Selon Hydro-Québec, une pointe énergétique se définit comme suit :

*« Il s'agit du moment précis (dans une journée ou un mois, etc.) où le réseau d'Hydro-Québec est fortement sollicité. Au Québec, une forte demande d'électricité se produit en hiver au moment où les besoins de chauffage sont plus importants : le chauffage à lui seul représente plus de 50 % de la consommation électrique d'un ménage ; par contre, chez nos voisins du Sud, la pointe de demande se manifeste habituellement l'été en raison des besoins de climatisation. »<sup>48</sup>*

Depuis plusieurs années, le gouvernement du Québec et Hydro-Québec ont mis en place des politiques et des programmes visant à augmenter la consommation d'énergie renouvelable et ainsi diminuer la dépendance aux énergies non renouvelables des citoyens du Québec. Plusieurs programmes ont été mis de l'avant dont, entre autres, l'utilisation de thermostats électroniques programmables dans les résidences, l'électrification des transports, l'installation de bornes de recharge pour véhicules électriques et des programmes comme « Chauffez vert » visant à favoriser le remplacement de systèmes de chauffage résidentiel au mazout par des systèmes alimentés à l'électricité. Associées aux habitudes de consommation des citoyens et aux conditions climatiques du Québec, la mise en place de tels systèmes électriques a eu comme impact, non seulement d'augmenter ou, dans certains cas, de réduire la consommation d'électricité, mais a surtout eu l'effet de déplacer et de concentrer cette consommation à certains moments de la journée, provoquant, par la même occasion, une augmentation de la demande d'électricité lors des périodes de pointe (matin et soir).

Les redistributeurs municipaux ont généralement adhéré à ces politiques et programmes afin d'être cohérents avec la vision de l'État. Toutefois, cette conversion progressive des systèmes de chauffage vers l'électricité jumelée aux autres mesures décrites a eu un effet pervers sur les factures d'achat d'énergie des redistributeurs municipaux en diminuant davantage leur FU et en favorisant une demande peu élastique dont la variation dans le temps est difficilement déplaçable. Ainsi, puisqu'ils sont tributaires de ce phénomène et sachant que la composante puissance du tarif représente entre 40 % et 50 % de leurs coûts d'approvisionnement, les redistributeurs municipaux sont très préoccupés par la structure tarifaire et le contrôle des pointes énergétiques.

---

<sup>48</sup> <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/nouvelles/119/demystifier-la-pointe-de-demande-deelectricite/> (site Web consulté le 12 janvier 2017).

Enfin, principalement en raison du climat québécois et des politiques mises en place, le ratio de charge en puissance d'un réseau municipal est environ deux (2) fois plus important en hiver qu'en été. Pour les réseaux situés plus au nord, ce ratio peut augmenter jusqu'à trois (3) fois. Cet indicateur est très révélateur quant à la corrélation entre la consommation et la température pour un redistributeur municipal comparativement aux autres clients soumis au tarif LG. Les redistributeurs municipaux se situent même à un niveau supérieur à la clientèle résidentielle moyenne d'HQD qui présente un ratio hiver/été entre 1,6 et 2,3<sup>49</sup>.

Le tarif applicable aux redistributeurs municipaux et plus particulièrement la composante puissance devrait être ajustée pour tenir compte de cette problématique.

### 2.5.2 Conception du tarif LG en fonction du FU

La tarification d'HQD en fonction du FU (aussi appelé durée d'utilisation de la puissance) cherche à refléter le mieux possible les situations de coûts de fourniture d'électricité propres à chaque catégorie de clients :

*« La tarification d'Hydro-Québec en fonction du facteur d'utilisation cherche donc à refléter le mieux possible les situations de coûts de chaque catégorie de clients. S'il n'existait que les tarifs de base (tarifs G et M), qui sont conçus pour une longue durée d'utilisation, les clients avec un faible facteur d'utilisation seraient pénalisés (en l'absence du tarif G-9). »<sup>50</sup>*

Les redistributeurs municipaux représentent une clientèle dont les habitudes de consommation sont uniques. Plusieurs fois, par le passé, HQD et la Régie ont réagi face aux problématiques d'hétérogénéité dans les catégories de consommateurs. Pensons, par exemple, à la conception du tarif G-9. À cet égard, il est intéressant de noter qu'HQD justifiait dans le cadre de sa demande tarifaire 2014-2015 ce qui suit :

*« [...] d'ouvrir le tarif G-9 aux clients de grande puissance, car il n'y a pas de tarif pour faible facteur d'utilisation pour cette catégorie de clients. Bien qu'il n'anticipe pas d'autre client pour l'instant, le fait d'élargir l'admissibilité au tarif G-9 permettra de répondre à toute demande éventuelle en ce sens, ce qui ne peut être fait pour l'instant. De plus, le Distributeur trouve plus judicieux d'élargir un tarif existant plutôt que d'introduire un autre tarif pour un si faible potentiel [...] »<sup>51</sup>*

---

<sup>49</sup> Dossier R-3933-2015, pièce A-0064, décision D-2016-033, p. 261.

<sup>50</sup> Questions et réponses sur la tarification, Hydro-Québec, Groupe commercialisation, 1995, p. 26.

<sup>51</sup> Dossier R-3854-2013 Phase I, décision D-2014-037, par. 803.

Selon nous, cette proposition est en ligne avec l'alinéa 3 de l'article 52.2 de la LRÉ qui mentionne que le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale se base notamment sur les caractéristiques de consommation des catégories de consommateurs, à savoir entre autres choses leurs FU, lequel coût est une composante servant à l'établissement du tarif d'électricité tel qu'énoncé à l'article 52.1 de la LRÉ.

Cette approche, en référence à la tarification pour un client de petite ou de moyenne puissance à faible FU, illustre parfaitement la situation pénalisante que subissent certains clients soumis au tarif LG, dont les redistributeurs municipaux font partie. En effet, la segmentation de la clientèle à l'intérieur du tarif LG provoque une iniquité bien présente quant à la relation entre l'attribution des coûts et la calibration du tarif LG puisque, selon l'expérience des redistributeurs municipaux en tant que distributeurs, la population actuelle au tarif LG regroupe des clients qui ont des caractéristiques de consommation différentes, certains à très fort FU (80 % et plus) ou à fort FU (entre 65 % et 80 %) ainsi que d'autres, comme les redistributeurs municipaux, à moyen FU (variant entre 40% et 55 %). Ces écarts importants à l'intérieur du tarif LG font en sorte que les coûts de certains clients de cette population sont surévalués.

Ainsi, une tarification qui serait fonction d'un même FU ou de FU similaires serait plus juste et équitable et permettrait d'éviter toute situation pénalisante, tel qu'il appert de l'extrait suivant :

*« Pour satisfaire la demande d'un client à faible facteur d'utilisation, il est plus économique de construire et de faire fonctionner un équipement de pointe ou intermédiaire, dont les frais fixes (c'est-à-dire le coût de puissance) sont faibles, mais dont le coût de fonctionnement est plus élevé. Par conséquent, il est approprié d'appliquer à ce client un prix plus faible pour la puissance et un prix plus élevé pour l'énergie, comme c'est le cas dans la structure du tarif G-9.*

*Pour répondre à la demande d'un client ayant un facteur d'utilisation élevé, il est préférable, au contraire, de construire un équipement de base qui sera utilisé durant toutes les heures, plutôt que d'avoir recours à un équipement intermédiaire. Par conséquent, un client avec un fort facteur d'utilisation entraîne des frais de puissance élevés, mais des coûts de fonctionnement faibles. Il faut donc lui facturer un prix élevé pour la puissance et un prix faible pour l'énergie, comme le prévoit les tarifs de base G et M destinés aux clients dont le facteur d'utilisation est supérieur à 30%.*

*Cela illustre la raison pour laquelle différents poids ont été donnés à la puissance et à l'énergie selon la durée d'utilisation. »<sup>52</sup>*

---

<sup>52</sup> Questions et réponses sur la tarification, Hydro-Québec, Groupe commercialisation, 1995, p. 25.

Une tarification qui serait fonction d'un même FU ou de FU similaires (entre 40% et 55%) serait également en ligne avec la décision D-2012-024, citée précédemment, qui identifie comme objectifs sous-jacents à la tarification de l'électricité le principe d'équité et d'efficacité énergétique<sup>53</sup>.

Les redistributeurs municipaux constatent que, puisque le prix des composantes du tarif LG (puissance et énergie) a été déterminé par une dérivation calquée sur le tarif L, la calibration du tarif LG est établie en fonction d'une longue durée d'utilisation de la puissance (très fort FU)<sup>54</sup>. Par conséquent, tous les clients soumis au tarif LG dont le FU annuel est moindre (et principalement ceux dont le FU varie entre 40% et 55%) doivent actuellement composer avec une tarification qui les éloigne davantage de leurs coûts pour répondre à la demande, ce qui est inéquitable et injustifié. Afin de bien refléter la relation entre le prix et les coûts, il faudrait en réalité revoir le tarif LG, ce qui pourrait inclure une modification de la calibration de ses composantes ou une diminution de la PFM ou, de façon subsidiaire, procéder à la conception d'un nouveau tarif. Bien que la création d'un nouveau tarif pour une clientèle de grande puissance avec un FU moyen (entre 40% et 55%) ne soit pas la solution que les redistributeurs municipaux préconisent, cette approche respecterait néanmoins les principes de justesse et d'équité déjà mentionnés, lesquels devraient avoir préséance sur les questions de simplification des tarifs lorsqu'il est question de clients sophistiqués. De plus, il est important de rappeler qu'en vertu du cadre réglementaire actuel et plus particulièrement de l'alinéa 3 de l'article 52.2 de la LRÉ, que la tarification devrait tenir compte des catégories de consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et de leurs FU puisqu'ils sont considérés dans le coût de service.

Finalement, comme le souligne M. Pineau dans son rapport soumis à la Régie dans le cadre du présent dossier, « *[l]es structures tarifaires doivent être élaborées de façon à encourager les clients à choisir naturellement le tarif qui correspond à leur niveau de consommation et à la durée d'utilisation de leur puissance maximale appelée (FU)* ». Par conséquent, il apparaît donc inéquitable et injustifié de rassembler la clientèle institutionnelle et commerciale avec celle des redistributeurs municipaux, sans distinction quant au FU.

L'AREQ estime que le présent dossier devrait permettre d'initier une réflexion en profondeur sur ces questions afin de corriger les problématiques qui sont bien réelles, réflexion qui avait été annoncée dès 2014 dans le cadre de la décision D-2014-037 où la Régie proposait la tenue d'une séance d'une séance de travail, tel que mentionné précédemment, en vue de l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2016-2017 :

---

<sup>53</sup> Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, par. 677.

<sup>54</sup> Dans sa décision D-2016-033 à la p. 209, la Régie, au paragraphe 799 réfère à la preuve de l'AQCIE-CIFQ et au fait que le FU des clients du tarif L est globalement de plus de 90%.

« [835] Pour ces raisons, la Régie initiera, au plus tard au printemps 2015, une séance de travail regroupant le Distributeur, les intervenants et des membres du personnel de la Régie. Lors de cette séance, les intervenants feront part au Distributeur de leurs points de vue et de leurs recommandations en ce qui a trait à la stratégie tarifaire que le Distributeur devrait proposer, pour application à compter du 1er avril 2016, en vue de l'élaboration de la stratégie tarifaire à être intégrée au dossier tarifaire 2016-2017. »<sup>55</sup>

Dans cette décision, la Régie indiquait aux intervenants, notamment à l'AREQ, que ses représentations relatives, notamment, à la création d'un tarif propre aux redistributeurs, pourraient être présentées dans le cadre de la séance de travail sur la stratégie tarifaire<sup>56</sup>. Au paragraphe 833 de cette décision, la Régie précisait que cette séance de travail devait être l'occasion d'échanger d'une manière plus ciblée sur la stratégie tarifaire d'HQD pour tracer un bilan des réformes engagées, mais pour en revoir certains éléments, s'il y avait lieu.

La nécessité d'effectuer la révision des tarifs généraux et industriels fut réitérée par la Régie dans la décision D-2015-018<sup>57</sup>, puis dans la décision D-2016-033<sup>58</sup>.

### 2.5.3 Rigidité du tarif LG pour les redistributeurs municipaux

Tel que mentionné précédemment, les redistributeurs municipaux étaient, par le passé, regroupés avec les clients de grande puissance au tarif L et, depuis 2014, sont assujettis au tarif LG avec une distinction quant à l'usage et une période transitoire hybride complexe. En fonction du tarif L et du mécanisme de la puissance souscrite, les redistributeurs municipaux ont dû s'adapter à un tarif propre au contexte industriel. Depuis l'introduction du tarif LG et du mécanisme automatique de fixation de la PFM à 75 %, les redistributeurs municipaux sont soumis aux effets d'un tarif ferme qui offre très peu de souplesse. En effet, le principe de la PFM à 75 % n'offre aucune marge de manœuvre aux clients qui y sont assujettis. Ce type de facturation par HQD est mal reçu par les redistributeurs municipaux puisqu'avec ce principe de facturation toute l'attention est dirigée vers la pointe maximale hivernale et qu'aucune autre variable ne peut influencer le coût de la facture d'électricité. En somme et tel que précédemment mentionné, une pointe de quinze minutes affecte la tarification pour toute l'année. HQD reconnaît d'ailleurs ce manque de souplesse en comparant les deux modes de facturation :

*« Malgré sa rigidité apparente, ce mécanisme [puissance souscrite] est beaucoup plus souple que la méthode utilisée par la plupart des compagnies*

---

<sup>55</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 835.

<sup>56</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision D-2014-037, par. 836.

<sup>57</sup> Dossier R-3905-2014, décision D-2015-018, par. 908 à 911.

<sup>58</sup> Dossier R-3933-2015, décision D-2016-033, par. 928 à 930.

*d'électricité d'Amérique du Nord. En effet, pour ces compagnies, la puissance à facturer minimale mensuelle est égale à un pourcentage prédéterminé (qui se situe généralement entre 75 et 100 %) de la puissance maximale appelée des 12 derniers mois ou des mois compris dans la saison de pointe du distributeur d'électricité.*

*Au Québec, un client au tarif L peut, après le délai de 12 mois, diminuer sa puissance souscrite à 5 000 kW, tout en demeurant au tarif L [...]. Le mécanisme de fixation automatique de la puissance maximale à facturer, qui est utilisé par la plupart des autres compagnies, n'offre pas une telle souplesse. »<sup>59</sup>*

La gestion du risque (les retours de pannes ou les événements ponctuels) reliée à l'impact de la pointe annuelle sur la facturation avec la PFM à 75 % est beaucoup moins flexible qu'une prime de dépassement quotidienne ou mensuelle et son impact sur la fixation d'une puissance souscrite optimale. Le tarif LG dans sa structure actuelle favorise une accentuation du signal de prix en puissance plus forte que ne le proposait le tarif L par le passé et ce, malgré l'élimination des primes de dépassement. Concrètement, l'impact financier se traduit par une augmentation de la valeur du dernier kW acheté d'environ 32 \$/kW/année avec la puissance souscrite comparativement à environ 65 \$/kW/année avec la PFM à 75% (soit une augmentation du simple au double). Le coût évité en puissance au tarif LG pour les redistributeurs municipaux est d'environ 100 \$/kW/année si l'on considère l'ensemble des pointes supérieures à la PFM à 75%.

Le principe sous-jacent à l'établissement d'un bon signal de prix est, entre autres, le développement d'une approche d'efficacité écologique et une utilisation optimale des ressources. On veut ainsi favoriser et inciter le consommateur à une consommation responsable. Les redistributeurs municipaux reconnaissent ce principe tarifaire. Pourtant, le tarif LG, dans sa forme actuelle et compte tenu des coûts qu'il génère (voir notamment la section suivante sur la gestion du risque), force les redistributeurs municipaux à favoriser une gestion de la facturation au détriment d'une approche de développement durable et de diminution des GES, ce qui n'est pas en ligne avec la Politique énergétique 2030, notamment le principe de réduction des GES, la valorisation optimale de nos ressources et la consommation responsable de ces dernières.

L'obligation de résultat d'un point de vue financier, du service à la clientèle, de l'exploitation et de la pérennité des infrastructures associés à l'impact du compte d'achat d'électricité sur les charges d'exploitations (entre 75% et 85%), oblige les redistributeurs municipaux à exploiter toutes les options qui s'offrent à eux pour dégager le plus possible des marges de manœuvre par leur performance. À titre d'exemple, certains programmes, comme les programmes de délestages de clients et de génératrices, contribuent à favoriser la production d'électricité par

---

<sup>59</sup> Questions et réponses sur la tarification, Hydro-Québec, Groupe commercialisation, 1995, p. 15.

l'entremise des sources d'énergies fossiles au détriment de l'énergie électrique propre et ce, à certains moments de l'année alors que le réseau d'HQD n'est pas en période de pointe. Dans l'optique où ce délestage serait fait uniquement pour contribuer à abaisser la pointe annuelle d'HQD, le principe d'efficacité prendrait tout son sens. Toutefois, pour les périodes d'hiver (et parfois même d'automne), lorsque la pointe mensuelle atteint un niveau plus élevé que la puissance à facturer minimale, les redistributeurs municipaux sont tenus de considérer des moyens de délestage afin de gérer mensuellement la facturation. Ce faisant, les redistributeurs municipaux se privent de ventes d'énergie et doivent compenser financièrement l'utilisation du délestage, mais privent également HQD de revenus pour de l'énergie propre disponible. En raison du coût évité en puissance élevée, ces mesures, qui s'éloignent des volontés gouvernementales quant à la valorisation optimale de nos ressources énergétiques et la consommation responsable, demeurent, malheureusement, des choix économiques nécessaires pour les redistributeurs municipaux.

Les redistributeurs municipaux ont développé une forte expertise en exploitation de réseaux municipaux électriques. Le manque de flexibilité dans la structure actuelle du tarif LG est contraignant et inefficace pour une clientèle qui s'y connaît en distribution électrique. Tel que mentionné, le mécanisme de la PFM à 75 % offre très peu de souplesse de facturation. Pourtant, avec les outils technologiques disponibles aujourd'hui, il est possible de mieux harmoniser l'exploitation en temps réel du réseau avec la gestion de la facturation. Le retour en cas de panne est un exemple concret d'incohérence. Hydro-Sherbrooke, au courant de l'été 2016, à la suite d'une panne, a dû assumer une facturation en puissance supplémentaire d'environ 150 000 \$ en raison d'une reprise de charge ayant causé une pointe de puissance plus élevée que sa puissance à facturer minimale, à un moment où le réseau d'Hydro-Québec n'était pas en pointe. Les redistributeurs municipaux sont vulnérables à ce genre d'événements. L'obligation de rétablissement du service et son impact financier sur la facturation présentent des situations délicates puisque le tarif n'offre aucune souplesse à cet effet.

Or, un système tarifaire efficace doit traduire les diverses segmentations de la clientèle et tenir compte des différentes capacités des clients à réagir au signal tarifaire<sup>60</sup>.

Ce principe est énoncé par la Régie dans sa décision D-2011-028 :

*« La Régie réitère l'importance pour le Distributeur de procéder à la réforme des tarifs généraux, mais aussi de tenir compte des contextes et événements qui surviennent et qui peuvent en accroître les impacts défavorables auprès de certaines clientèles. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'agir dans ce sens. »<sup>61</sup>*

---

<sup>60</sup> Questions et réponses sur la tarification, Hydro-Québec, Groupe commercialisation, 1995, p. 23.

<sup>61</sup> Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, par. 607.

Par ailleurs, les redistributeurs municipaux soumettent à la Régie qu'ils ont pratiquement les mêmes besoins qu'HQD en ce que le coût de leurs équipements de distribution et la capacité nécessaire pour soutenir la pointe doivent être absorbés toute l'année. Comme la vaste majorité de leurs clients sont des clients domestiques, ils doivent nécessairement maintenir une marge de manœuvre suffisante pour couvrir ces coûts et ces besoins d'investissement de façon stable. Dans cette optique, leur plus grande marge de manœuvre tarifaire provient de la souplesse qui peut se dégager de l'utilisation de leurs infrastructures, d'où la nécessité de revoir les modalités du tarif LG.

#### 2.5.4 Augmentation du niveau de risque pour les redistributeurs municipaux

Les redistributeurs municipaux sont soumis à certains éléments de risque qui nécessitent une gestion rigoureuse tant du point de vue technique que financier. La décision, par les conseils municipaux, de maintenir les réseaux municipaux d'électricité au bénéfice de leurs citoyens dépend exclusivement de ces éléments de risque. À partir du moment où ceux-ci pourraient ne pas être suffisamment couverts par les marges bénéficiaires générées par la performance des redistributeurs municipaux, les réseaux municipaux d'électricité tels qu'ils existent risquent de disparaître.

Les redistributeurs municipaux soumettent respectueusement à la Régie que le principe de la PFM à 75 % fait assumer à ces derniers un plus grand risque financier que celui assumé avec le principe de la puissance souscrite.

Par exemple et tel que mentionné précédemment, les redistributeurs municipaux, tout comme HQD, sont très vulnérables aux conditions climatiques. Celles-ci peuvent mettre en péril la pérennité d'un réseau électrique en très peu de temps tel que l'ont démontré certains évènements comme la crise du verglas en 1998 ou encore le déluge au Saguenay en 1996. Plus récemment, chez Hydro-Sherbrooke en Estrie, la crise du verglas de décembre 2013 aura finalement coûté tout près d'un million de dollars. Les redistributeurs municipaux doivent pouvoir subvenir à ce genre d'obligations en présentant toujours une situation financière solide et en disposant de réserves leur permettant de faire face à ces imprévus sans devenir un fardeau pour leurs municipalités. La rigidité du mécanisme de la PFM à 75 % augmente le niveau de risque des redistributeurs municipaux et les oblige ainsi à essayer de dégager de plus grandes marges de manœuvre par leur performance, exercice qui comporte certaines limites compte tenu de l'encadrement réglementaire et de la structure d'affaires de certains redistributeurs municipaux.

Ceci étant dit, depuis quelques années, HQD met en relation les résultats financiers des redistributeurs municipaux avec les siens ainsi qu'avec d'autres distributeurs canadiens pour tenter d'illustrer les rendements importants qu'ils auraient réalisés. Cet exercice est discutable dans un contexte de fixation des tarifs et il apparaît important d'apporter des précisions sur ces affirmations. Les redistributeurs municipaux se distinguent grandement des autres distributeurs en ce qui a trait à la présentation de leurs résultats financiers. Les pourcentages des marges



bénéficiaires des redistributeurs municipaux ne peuvent être ainsi comparés avec ceux d'HQD ou d'autres distributeurs canadiens. En effet, les règles comptables et fiscales applicables aux municipalités sont différentes de celles applicables aux autres organisations. À titre d'exemple, les redistributeurs municipaux ne comptabilisent pas les dépenses d'amortissement sur leurs immobilisations et les remboursements de capital sur la dette à long terme sont considérés dans leurs dépenses d'opération<sup>62</sup>.

Aussi, pour certains des distributeurs municipaux, leurs résultats financiers n'incluent pas seulement des activités de distributions d'électricité<sup>63</sup>, mais également des activités de production.

Par conséquent, il en ressort que des facteurs difficilement contrôlables guident les performances financières des redistributeurs municipaux. La marge de manœuvre restante doit donc nécessairement provenir de la performance d'exploitation des gestionnaires des redistributeurs municipaux. À cet effet, les redistributeurs municipaux se démarquent d'HQD. Les réseaux municipaux d'électricité sont plus près de leur clientèle, ils occupent des territoires ayant une densité d'exploitation favorable, leurs structures de coûts sont beaucoup moins lourdes, l'affectation des ressources et la gestion du personnel sont plus optimales, la rémunération est adaptée aux réalités des régions et les standards de construction rejoignent les orientations municipales. Ces éléments devraient être reconnus tout comme le fait qu'il s'avère fort difficile d'améliorer cette performance. Considérant ce qui précède, les redistributeurs municipaux soumettent à la Régie que la rigidité du tarif LG réduit la souplesse quant aux ajustements requis pour faire face à la gestion d'un réseau et de ses risques.

Par ailleurs, les redistributeurs municipaux ont droit à certains services qui ne sont pas systématiquement facturés, et donc qui n'apparaissent pas aux états financiers à titre de charges. Par exemple, certains réseaux utilisent le service des contentieux de leur municipalité pour des services juridiques. La facturation de ces services se fait au compte du service en question et non au compte du service d'électricité. Cette attribution est la même pour d'autres services, comme l'éclairage public, les travaux publics, les finances pour le service à la clientèle, le service des technologies de l'information, l'entretien des bâtiments, l'entretien des véhicules, la gestion des fonds de pension, les assurances responsabilités et bien d'autres.

---

<sup>62</sup> Parmi les autres règles fiscales et comptables applicables aux redistributeurs municipaux qui sont différentes de celles applicables à d'autres organisations, mentionnons les suivantes : le niveau d'endettement, l'imputation des frais de nature administrative (informatique, service juridique, etc.), la comptabilisation des revenus d'électricité en provenance des villes, la comptabilisation des revenus d'électricité en provenance de la production d'énergie, l'exemption de la facturation d'impôts fonciers et la comptabilisation des dépenses relatives au régime de retraite (déficit actuariel).

<sup>63</sup> Entres autres, les redistributeurs municipaux comptent sur un total de 13 petites centrales d'une capacité totale de 29 MW de puissance installée. La production d'énergie est donc une activité courante pour certains. De plus, ces derniers sont, pour la plupart, propriétaires des équipements de transports d'électricité situés sur les territoires qu'ils desservent.

Il importe de rappeler que les redistributeurs municipaux œuvrent dans un milieu public municipal<sup>64</sup>. Ainsi, les performances financières des redistributeurs municipaux, bonnes ou mauvaises, se transposent directement dans la taxation municipale. Par exemple, pour la Ville de Sherbrooke, un manque à gagner de 8,75 M\$ en bénéfices provenant d'Hydro-Sherbrooke, tel qu'estimé par HQD<sup>65</sup>, se traduit par une hausse du compte de taxe aux citoyens de l'ordre de 5 %. Comme ce sont en bout de ligne les contribuables de ces municipalités qui vont en assumer les frais, il s'agit d'une iniquité interrégionale qui va à l'encontre de l'esprit de la législation applicable. Il s'agit ici d'un impact majeur qu'il y aurait lieu de corriger par l'entremise d'un réajustement du tarif LG.

#### 2.5.5 Autre problématique liée aux options tarifaires offertes aux clients des redistributeurs municipaux

Par souci d'équité envers les citoyens québécois desservis par d'autres distributeurs, les redistributeurs municipaux tentent d'uniformiser dans la mesure du possible leurs relations avec leurs clientèles à celle d'HQD, notamment en offrant une participation à des programmes de gestion énergétique équivalents. Toutefois, les différences entre le coût évité d'HQD et celui des réseaux municipaux ne permettent pas toujours d'arrimer parfaitement les offres avec celles d'HQD, comme le permettent les politiques et programmes mis en place par le gouvernement. Par exemple, pour le nouveau programme de Gestion de la Demande en Puissance (GDP)<sup>66</sup>, il n'est pas possible pour un redistributeur municipal d'offrir un appui financier à la hauteur de l'offre d'HQD (70 \$/kW) et de conserver un niveau de rentabilité respectable. Dans les faits, le coût évité en puissance sur la seule pointe annuelle d'un réseau municipal d'électricité au tarif LG est d'environ 65 \$/kW/année. Puisque les clients des redistributeurs municipaux ne sont pas admissibles à ce programme d'HQD, ceux-ci se voient privés des avantages de cette option tarifaire. La situation géographique d'un client d'un réseau municipal d'électricité ne devrait lui causer aucun préjudice par rapport à un client équivalent d'HQD. Ce faisant, les redistributeurs municipaux sont d'avis que cette situation est inéquitable et que la collaboration d'HQD est nécessaire afin de permettre aux redistributeurs municipaux d'offrir à leurs clients des options tarifaires similaires à celles offertes par HQD.

### 3. ENJEU # 2 : PROBLÉMATIQUE DE L'EFFRITEMENT DE LA COMPÉTITIVITÉ DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ

Dans le contexte où le Ministre demande à la Régie de se pencher sur la question de l'effritement de la compétitivité des tarifs d'électricité pour le secteur industriel, l'AREQ estime opportun d'aborder cet aspect en regard du coût d'approvisionnement des redistributeurs municipaux.

---

<sup>64</sup> Dans un milieu coopératif dans le cas de la Coopérative.

<sup>65</sup> Dossier R-3854-2013, pièce B-0091, HQD-15, document 4, p. 12; ce montant est une portion du 13 M\$ dont il est fait mention à la page 10 du présent mémoire.

<sup>66</sup> <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-GDP-guide-participant.pdf> (p. 7).

En vertu du principe de réciprocité, et tel que précisé dans le *Décret 618-97 concernant l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec* adopté le 7 mai 1997 et publié le 28 mai 1997, les redistributeurs municipaux énumérés ci-après peuvent s'approvisionner en l'électricité en achetant l'énergie de tout autre service public à l'extérieur du Québec :

*« CONCERNANT l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec*

[...]

*ATTENDU QUE le deuxième alinéa de l'article 16 de cette loi, tel qu'édicte par l'article 134 de la Loi sur la Régie de l'énergie (1996, c. 61), est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 1997 en vertu du décret 275-97 du 5 mars 1997;*

*ATTENDU QUE cette disposition prévoit que ces municipalités peuvent, avec l'autorisation du gouvernement aux conditions qu'il détermine, acheter de l'électricité de tout autre service public qu'Hydro Québec;*

*QUE la Ville de Alma, la Ville de Amos, la Ville de Baie-Comeau, la Ville de Coaticook, la Ville de Joliette, la Ville de Jonquière, la Ville de Magog, la Ville de Sherbrooke et la Ville de Westmount soient autorisées, à compter du 7 mai 1997, à acheter de l'électricité produite par un service public à l'extérieur du Québec, en autant que la province ou l'État où est produite cette électricité permette aux acheteurs qui achètent pour revendre, l'achat d'électricité provenant du Québec. »<sup>67</sup>*

Quant à l'article 16 de la *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité* dont il est fait référence dans la citation précédente, il mentionne ce qui suit :

*« Lorsqu'une municipalité ne peut s'entendre avec Hydro-Québec pour obtenir de l'électricité, cette municipalité peut s'adresser à la Régie et celle-ci peut ordonner à Hydro-Québec de fournir l'électricité à cette municipalité, aux termes et conditions que la Régie détermine.*

*Une municipalité peut, avec l'autorisation du gouvernement aux conditions qu'il détermine, acheter de l'électricité de tout autre service public. »*

---

<sup>67</sup> *Décret 618-97 concernant l'autorisation d'acheter de l'électricité d'autres services publics qu'Hydro-Québec*, (1997) 21 G.O. II, 2987.

Il est à noter que la Coopérative bénéficie aussi d'un droit similaire en vertu de la *Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité*<sup>68</sup>.

À la lumière des différentes problématiques dont font face les redistributeurs municipaux, ces derniers pourraient devoir se tourner vers d'autres sources pour leurs approvisionnements. Selon les tendances du marché actuel, et sur la base d'un scénario d'achat d'énergie hybride sur les marchés de gros et auprès d'HQD, les économies générées par une potentielle diversification des approvisionnements des redistributeurs municipaux pourraient s'élever approximativement à quelques dizaines de millions de dollars par année. Pour HQD, le manque à gagner au niveau des revenus provenant du tarif LG pourrait être significatif. Évidemment, les redistributeurs municipaux sont soucieux du fait que l'énergie achetée sur les marchés ne contribue pas à l'exploitation du plein potentiel énergétique québécois en lien avec les objectifs et orientations énoncés dans la Politique énergétique 2030 et, pour cette raison, ils considèrent, à ce stade-ci, qu'un tarif mieux adapté à leur réalité pourrait être une avenue préférable et favorable pour le bilan énergétique québécois.

#### **4. ENJEU # 3 : INTÉGRATION DES NOUVELLES TECHNOLOGIES ET LEUR INCIDENCE SUR LE PARTAGE DES COÛTS ET SUR LES TARIFS**

Pour les redistributeurs municipaux, tout comme pour HQD, l'intégration des nouvelles technologies présente de nouveaux défis. Les redistributeurs municipaux rappellent que malgré des ressources financières, humaines et matérielles différentes, ils partagent très souvent les mêmes objectifs qu'HQD avec, parfois, une approche et des choix technologiques différents. Dans l'ensemble, ces choix permettent quand même aux redistributeurs municipaux d'offrir à leur clientèle un niveau de service équivalent, sans toutefois permettre l'ensemble des possibilités qu'offrent les technologies retenues par HQD.

Tout en étant préoccupés par l'impact de l'intégration des nouvelles technologies sur leurs infrastructures, leurs coûts d'exploitation et leurs coûts d'approvisionnement, les redistributeurs municipaux sont conscients des nouvelles opportunités émergentes au niveau de la gestion de la consommation. Par exemple, la plupart des redistributeurs municipaux offrent le mesurage selon la technologie de lecture à courte distance avec des micro-ordinateurs de main, comparativement à HQD qui utilise une infrastructure de mesurage avancé qui permet une variété de fonctions de gestion de la consommation. Selon les scénarios retenus et les stratégies mises de l'avant pour, à titre d'exemple, le mesurage net ou la tarification différenciée dans le temps, des investissements seront nécessairement requis pour permettre aux redistributeurs municipaux d'offrir ce type de services à leur clientèle. Ces exemples illustrent la nécessité de revoir le tarif LG afin de permettre aux redistributeurs municipaux de pouvoir dégager des

---

<sup>68</sup>*Loi sur la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville et abrogeant la Loi pour favoriser l'électrification rurale par l'entremise de coopératives d'électricité*, L.Q., 1986, c. 21, art. 1.

marges de manoeuvre suffisantes pour faire ce type d'investissement et continuer d'offrir à leur clientèle un service comparable à celui d'HQD.

#### **4.1 Électrification des transports et incidence sur le FU des redistributeurs municipaux.**

Le gouvernement identifie l'électrification des transports dans la Politique énergétique 2030. À ce chapitre, les redistributeurs municipaux sont préoccupés quant à l'impact que pourrait représenter une augmentation de la charge au moment de la pointe sur leurs coûts d'approvisionnement. À ce sujet, les redistributeurs municipaux partagent l'opinion d'HQD à l'effet que « [l]a venue des véhicules électriques engendre des ventes additionnelles d'électricité, ce qui est favorable en période de surplus énergétiques. L'impact sur les besoins en puissance dépendra des caractéristiques d'utilisation, notamment la diversité des charges qui est très difficile à estimer pour l'instant ». <sup>69</sup>

Sans système de régulation de la consommation, l'ajout des systèmes de recharge de véhicules électriques diminuera davantage les FU des redistributeurs municipaux. L'impact se traduira par une augmentation du coût d'approvisionnement pour ce qui est de la composante « puissance » du tarif LG auprès d'HQD, mais sans pour autant générer une récupération de ces coûts par la vente d'énergie auprès des consommateurs. Cet exemple illustre une fois de plus l'importance pour les redistributeurs municipaux de réajuster le tarif LG.

#### **4.2 Autres technologies**

Il est important de bien distinguer l'apport réel d'une technologie versus son apport théorique. Dans le contexte québécois, où le chauffage est principalement électrique, il existe une limite à la capacité du consommateur de réagir face à un signal de demande. Plusieurs technologies, dont le délestage en temps réel, viennent corriger le FU. En réalité, le délestage par déplacement de charge possède des limites qui affectent le niveau de confort de la clientèle parce que la demande énergétique pour le chauffage en période de froid domine grandement la demande énergétique. Par conséquent, dans le contexte québécois, l'ajout de technologie augmente plus souvent qu'autrement les coûts sans se traduire par un bénéfice réel aux consommateurs ou aux distributeurs.

La prémisse d'une énergie solaire à faible coût semble se développer dans les régions dont la pointe est coïncidente avec l'apport solaire. Toutefois, pour une région comme le Québec où le chauffage est principalement électrique et où la demande est plus forte en hiver le matin et le soir, il devient nécessaire de jumeler la production avec l'emmagasinement ce qui représente un coût additionnel.

---

<sup>69</sup> Dossier R-3972-2016, pièce C-HQD-0004, HQD-1, document 1, p. 64.

Le FU est un facteur important dans la structure de coûts d'un distributeur et d'un transporteur. Ainsi, bien arrimer le type de production avec la consommation est un complément déterminant dans la compétitivité d'un tarif. Dans ce contexte, favoriser une production distribuée vient améliorer le FU d'un distributeur et d'un transporteur à condition, encore une fois, que l'énergie soit coïncidente. Puisqu'au Québec le chauffage est électrique et que plusieurs barrages sont déjà à la charge de l'État et distribués sur le territoire, il est nécessaire de se questionner à savoir si l'exploitation de l'énergie hydroélectrique au fil de l'eau ne serait pas une filiale intéressante pour rendre les *Tarifs d'électricité* plus compétitifs. Cette solution propose, pour certaines régions, un profil de production compatible avec la demande en chauffage et implique un faible taux de GES sur le cycle de vie<sup>70</sup>. Enfin, il est important de faire les bons choix entre les types d'énergies exploités et notre réalité de consommation.

L'ensemble de ces exemples illustre bel et bien l'importance pour les redistributeurs municipaux de réajuster le tarif LG.

## **5. CONCLUSION ET PISTES DE SOLUTION**

### **5.1 Conclusion**

Les redistributeurs municipaux sont des acteurs importants de l'économie québécoise. Ils occupent une place reconnue au sein du portrait énergétique québécois. Les municipalités et les membres desservis par leurs services comptent sur l'apport financier de ces derniers et les citoyens qui en bénéficient sont fiers du service personnalisé qu'ils offrent, sans compter le fait qu'ils font partie de l'héritage patrimonial de nos régions. Toutefois, tel que mentionné dans le présent mémoire, les redistributeurs municipaux font face à des défis et des risques financiers de taille en lien notamment avec la présente tarification qui leur est applicable. En effet, les gestionnaires des redistributeurs municipaux sont inquiets quant à la pérennité de leurs organisations dans le contexte actuel.

Les redistributeurs municipaux sont d'avis que le contexte économique et énergétique actuel ainsi que les enjeux et objectifs des prochaines années, tel qu'annoncés dans la Politique énergétique 2030, imposent qu'une réflexion sur la nature juste et équitable de la tarification applicable aux redistributeurs municipaux soit amorcée et que le tarif LG soit réajusté suite à cette réflexion et ce, afin qu'il puisse répondre aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux auxquels les redistributeurs sont confrontés.

Tel que mentionné dans le présent mémoire, les redistributeurs municipaux ont des besoins énergétiques importants et particuliers. Les redistributeurs considèrent que le tarif LG dans sa formule actuelle ne conduit pas à une offre tarifaire juste, équitable, durable et adaptée au

---

<sup>70</sup> Rapport technique de comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, novembre 2014, p. 2 de l'Annexe A intitulée « Fiches comparatives » (p. 66 de 102 du document .pdf) : <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/comparaison-filieres-et-bouquets.pdf> (site Web consulté le 12 janvier 2016).

contexte économique et énergétique dans lequel ils exploitent leurs réseaux municipaux de distribution d'électricité. En effet, il existe plusieurs facteurs de distinction entre les redistributeurs municipaux et la majorité des clients du tarif LG. Pensons notamment au profil de consommation des redistributeurs municipaux qui est bien différent de la majorité des autres clients de cette catégorie tarifaire, au fait que les redistributeurs municipaux ne consomment pas d'électricité, mais la redistribuent aux consommateurs, que leurs factures d'approvisionnement en électricité représentent entre 75% et 85% de leurs coûts d'exploitation, qu'ils ont peu de contrôle sur le niveau de consommation d'énergie électrique qu'ils achètent et que, par conséquent, ils ne contrôlent pas la demande ni ne peuvent pratiquement pas la moduler. Soulignons également la très forte sensibilité des redistributeurs municipaux aux aléas climatiques comparativement à la clientèle commerciale et institutionnelle soumise au tarif LG ainsi qu'au fait que certains réseaux municipaux sont identifiés au registre des entités visées par les normes de fiabilité au Québec.

Les redistributeurs municipaux se distinguent par ailleurs de la majorité des autres clients soumis au tarif LG par des FU annuels plus faibles. À cet égard, il est soumis que la segmentation de la clientèle à l'intérieur du tarif LG provoque une iniquité bien présente quant à la relation entre l'attribution des coûts de fourniture d'électricité et la calibration du tarif LG, puisque la population actuelle au tarif LG regroupe des clients qui ont des caractéristiques de consommation différentes, certains à très fort FU (80 % et plus) ou à fort FU (entre 65 % et 80 %) ainsi que d'autres, comme les redistributeurs municipaux, à moyen FU (variant entre 40% et 55 %). Ces écarts importants à l'intérieur du tarif LG font en sorte que les coûts de certains clients de cette population sont surévalués. Ainsi, une tarification qui serait fonction d'un même FU ou de FU similaires serait plus juste et équitable et permettrait d'éviter toute situation pénalisante.

De l'avis de l'AREQ, ces distinctions fondamentales entre les redistributeurs municipaux et les différentes catégories de consommateurs qui se retrouvent au tarif LG devraient être prises en considération dans l'établissement d'une tarification qui se veut effectivement juste et équitable.

Les redistributeurs municipaux soumettent respectueusement à la Régie qu'il est dans l'intérêt du public et du respect des collectivités de reconnaître que les redistributeurs municipaux d'électricité représentent une clientèle aux besoins particuliers qui nécessitent une tarification plus souple et appropriée. Ces derniers sont conscients des efforts que nécessite le moindre changement dans une structure tarifaire mais ils croient véritablement nécessaire d'initier une réflexion en profondeur sur ces questions afin de corriger les problématiques qui sont bien réelles, réflexion qui avait été annoncée dès 2014 dans le cadre de la décision D-2014-037 et qui a été réitérée dans les causes tarifaires subséquentes. Cette réflexion est d'autant plus nécessaire dans le contexte de l'existence des alternatives d'approvisionnement qui sont offertes aux redistributeurs municipaux, de l'émergence des nouvelles technologies et des coûts qui peuvent être liés à la mise en place de nouveaux programmes.

Les pistes de solutions qui suivent sont cumulatives, non limitatives et sont soumises de façon à entreprendre une ébauche constructive quant à des alternatives tarifaires cohérentes avec les orientations du gouvernement, de la Régie, d'HQD et des redistributeurs municipaux afin que ces derniers puissent optimiser l'utilisation des ressources énergétiques québécoises et être mieux outillés pour faire face aux enjeux économiques, sociaux et environnementaux (notamment la réduction des GES) auxquels ils sont confrontés.

## 5.2 Pistes de solutions

- Diminuer le seuil de 75 % de la PFM pour un redistributeur municipal (redéfinir un juste pourcentage);

À cet égard, les redistributeurs municipaux soumettent à la Régie qu'il leur sera plus difficile de dégager des marges de manœuvre si le tarif conserve les modalités actuelles et qu'il suffirait d'une modification aussi simple que la baisse du seuil de 75% pour retrouver une partie de leur flexibilité.

- Calculer le niveau de la PFM (à pourcentage déterminé) en fonction d'une moyenne des 300 heures les plus chargées de l'hiver (concept utilisé et reconnu par HQD pour la normalisation du profil de consommation dans la répartition du coût de service);
- Facturer la puissance sur une référence annuelle comme la PFM (synchronisée avec la pointe annuelle d'HQD selon un signal comme celui du programme de Gestion de la Demande en Puissance (GDP) par exemple), mais en éliminant la facturation des appels de puissances supérieurs à la PFM (cibler la pointe annuelle pour une facturation en puissance fixe pour 12 périodes);
- Reconnaître et inciter les efforts de délestage (passés et futurs) à travers différentes options adaptées au contexte d'un redistributeur;
- Revoir la calibration du prix des composantes au tarif LG (puissance et énergie) afin de mieux refléter les coûts réels pour les clients à FU moindre (entre 40% et 55%).

Qu'il s'agisse de discussions relatives à la révision du mécanisme de tarification ou à la calibration de ses composantes, les redistributeurs municipaux demeurent convaincus qu'une collaboration avec HQD est possible pour trouver une solution qui servira les intérêts de tous et qui pourrait obtenir l'approbation de la Régie.

En terminant, les redistributeurs municipaux confirment qu'ils demeurent à la disposition de la Régie pour présenter en audience la position exprimée dans le présent mémoire si tel était le souhait de la Régie.