

**CANADA**  
**PROVINCE DE QUÉBEC**  
No : R-4057-2018

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

---

**Hydro-Québec Distribution**

(ci-après « Distributeur »)

Demanderesse

- et -

**Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie**

(ci-après « GRAME »)

Intervenante

---

**ARGUMENTATION DU GRAME**

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2019-2020*

**TABLE DES MATIÈRES**

**TARIFS**

- *Stratégie relative aux tarifs domestiques*

**TARIFICATION DYNAMIQUE**

- *Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC)*
- *Tarifification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance*
- *Évaluation des économies potentielles des clients participants et Opérationnalisation et commercialisation*

**INVESTISSEMENTS 2019 / PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$**

- *Maintien des actifs - Centrales de production*
- *Matériel roulant*
- *Croissance de la demande en réseaux autonomes*

## AU SOUTIEN DE SON ARGUMENTATION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

### TARIFS

#### *Stratégie relative aux tarifs domestiques*

1. Le GRAME s'est penché sur la stratégie de hausse différenciée des deux tranches d'énergie. C'est un sujet qui l'intéresse depuis 2013.
  - [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 5 à 8 (citant R-3854-2013, C-GRAME-0013, Section 1.2 Stratégie tarifaire, p. 9-12; R-3933-2015, C-GRAME-0010, page 11)
  - [C-GRAME-0023](#), Présentation du GRAME, diapos 8 à 10
  
2. En effet, le GRAME a produit une analyse de la valeur relative à l'inflation du prix de la première et de la deuxième tranche entre 2005 et 2018. Selon les calculs du GRAME, l'écart entre le prix des deux tranches d'énergie qui résulte de la stratégie de hausse différenciée continue de croître et implique notamment les conséquences suivantes :
  - les segments de marché de faible consommation peuvent ne plus recevoir un signal de prix favorisant des investissements en efficacité énergétique;
    - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p.231, lignes 11 à 17
  
  - le prix relatif à l'inflation pour la deuxième tranche d'énergie, de l'ordre de 10% supérieur en 2015, amène la clientèle captive d'une consommation pour le chauffage des locaux à trouver d'autres moyens d'approvisionnement, dont l'autoproduction, et ce, dans un contexte de surplus énergétique;
    - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p. 222, lignes 15 à 25 et p. 23, ligne 1
  
  - quant à la relation entre le coût évité de long terme et la cible de prix de la première tranche, le ratio des coûts évités de chauffage par rapport aux usages de base comporte un déséquilibre en faveur du prix de la première tranche.
    - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p.230 lignes 18 à 25
  
3. Donc, comme le Distributeur, le GRAME considère qu'il ne faut pas tarder pour opter pour une hausse uniforme du tarif domestique.
  - [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 5 à 19

4. D'ailleurs, l'UPA est du même avis qu'il faut adopter une hausse uniforme.
  - [C-UPA-0009](#), Preuve écrite de l'UPA, cinquième et sixième pages (pages 2 et 3)
  - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p.188, lignes 11 à 18
  
5. Afin de ne pas créer d'impact indu sur la clientèle MFR, le GRAME suggère de considérer des options de tarification ciblée, telle que celle existant depuis 2017 en Ontario.
  - [C-GRAME-0023](#), Présentation du GRAME, diapo 12; [C-GRAME-0022](#)
  - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p. 229, lignes 15 à 21
  
6. **Par conséquent, le GRAME recommande :**
  - A) **d'adopter sans tarder une hausse uniforme du prix des deux tranches d'énergie;**
  
  - B) **de considérer des options de tarification ciblée, telle que celle en Ontario ([C-GRAME-0022](#)).**

## **TARIFICATION DYNAMIQUE**

*Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC)*  
([B-0045](#), Stratégie tarifaire, section 4.5.1)

7. Le GRAME réitère qu'il accueille très favorablement la proposition de tarification dynamique, vu son potentiel de contribuer au retardement d'un nouvel approvisionnement.
  - [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p. 231, lignes 16 à 24
  
8. Afin que les options de tarification dynamique produisent les effets attendus en termes de réduction de la consommation à la pointe et de contribution au bilan en puissance, il faut s'assurer de la participation continue de la clientèle. Cette participation pourrait s'effriter et compromettre l'atteinte de résultats probants pour l'option CPC si les clients n'économisent pas suffisamment pour les efforts qu'ils mettent en place.
  - [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 22

9. Dans sa preuve, le GRAME a identifié des situations où un effort risque de ne pas être récompensé, par exemple la situation où un client a l'habitude d'abaisser sa température de consigne durant la nuit ou en son absence, donc notamment en période d'ancrage. Sa consommation de référence étant déjà basse, ses efforts de réduction en période critique ne seront vraisemblablement pas récompensés.

→ [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 26-27

→ [C-GRAME-0023](#), Présentation du GRAME, diapo 14

10. Dans sa preuve, le GRAME a également souligné l'importance du préchauffage comme comportement accentuant les bénéfices économiques de l'option CPC. En DDR, le Distributeur a reconnu qu'il s'agit d'un comportement à encourager :

→ [B-0073](#), Réponses à la DDR no. 1 du GRAME, p. 13, Demande 2.8.2 [Bis], lignes 10 à 12 :

« Le Distributeur encourage ce type de comportement. Il s'agit d'un comportement qui peut atténuer les impacts sur le confort du client et qui sera abordé sur le site Web informationnel dédié à la tarification dynamique. »

→ Voir aussi [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 23 à 28

11. Le simulateur que le Distributeur mettra à la disposition de sa clientèle en lien avec la tarification dynamique ne tient pas compte de facteurs comportementaux tels que l'impact de l'abaissement de la température de consigne en période hors pointe ou le préchauffage des locaux. Par conséquent, les clients pourraient ne pas bien comprendre l'impact de ces comportements sur leurs crédits.

→ [A-0063](#), NS du 10 décembre 2018, p. 172, ligne 21, à p. 174, ligne 22

12. En contre-interrogatoire, le Distributeur confirme que le but du simulateur est d'aider le client à choisir entre l'une ou l'autre des options de tarification dynamique.

→ [A-0063](#), NS du 10 décembre 2018, p. 174, ligne 23 à p. 175, ligne 5 :

« Donc, pour reprendre la balle au bond, l'idée c'est de permettre au client surtout de choisir entre ces deux options de tarification?

R. Exact. C'est vraiment de voir s'il préfère rester au tarif D ou s'il est mieux d'aller sur une option ou l'autre en fonction des gestes qu'il est prêt à poser. C'est le but du simulateur. »

13. Comme les outils de communication avec la clientèle sont encore en conception, le GRAME juge que le moment est opportun pour s'assurer que le Distributeur y apporte les ajustements nécessaires afin que la clientèle soit adéquatement informée.

→ [A-0063](#), NS du 10 décembre 2018, p. 174, lignes 7 à 12 :

« Bien, comme je vous dis, on est en conception, on n'a pas commencé encore à faire notre commercialisation, notre site Web n'est pas encore en place. **On va juger au moment opportun de ce qu'on va dire à notre client pour qu'il comprenne bien comment le tout est calculé.** » (emphase ajoutée par nous)

14. Par conséquent, le GRAME recommande que les outils de communication à la clientèle mettent l'accent sur :

- C) **L'importance du préchauffage des locaux avant l'événement de pointe critique;**
- D) **L'impact sur les crédits du préchauffage des locaux avant l'événement de pointe critique;**
- E) **L'impact sur les crédits de l'abaissement de la température de consigne durant la période d'ancrage.**

15. Toujours à l'égard de l'option CPC, le GRAME a émis des doutes quant à la suffisance de l'offre de 0,50 \$/kWh d'énergie effacée, pour obtenir des résultats probants de réduction de la pointe, correspondant à une offre de 50 \$/kW, en comparaison au 70 \$/kW pour le programme GDP Affaires.

→ [C-GRAME-0020](#), Preuve révisée du GRAME, p. 22

→ [B-0045](#), Stratégie tarifaire, page 19

16. Le Distributeur affirme que le signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu pour le CPC découle avant tout d'une volonté de ne pas favoriser cette option au détriment du TPC.

→ [B-0062](#), Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, p. 121-222 :


« 44.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur juge suffisamment incitatif pour maximiser les résultats en termes d'effacement, tel que souligné au préambule (ii), un signal de prix de 50 \$/kW-hiver durant les heures de pointe à l'option CPC, par opposition au 70 \$/kW-hiver versé au programme GDP Affaires, considérant que le CPC ne sera versé que pour le nombre d'heures réelles d'effacement.

[...].

Le signal de prix de 50 \$/kW-hiver retenu pour le CPC découle avant tout d'une **volonté du Distributeur de ne pas favoriser cette option au détriment du TPC**. En effet, jugeant le prix de pointe critique de 50 ¢/kWh du TPC comme un signal suffisamment élevé pour inciter le client à s'effacer, mais sans courir le risque de le dissuader à y adhérer, le Distributeur ne pouvait pas fixer le crédit du CPC à un niveau supérieur **sans risquer de cannibaliser le TPC**. » (emphase ajoutée par nous)

17. Le GRAME juge cette justification non fondée à deux égards. Premièrement, parce que les options CPC et TPC visent la même période de consommation; l'objectif devrait donc être d'obtenir la plus grande réduction possible pour la période critique, sans égard à la part de contribution de l'une ou l'autre des options. Deuxièmement, parce que les deux options visent différents types de clientèle; on s'attend donc à ce que le choix de l'une ou l'autre option soit davantage influencé par le mode de vie des participants.

→ [B-0076](#), Réponses à la DDR no. 1 du RNCREQ, p. 40 :

	1. La tarification en périodes critiques	2. Le crédit sur le tarif ordinaire
 <b>La clientèle potentielle</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les <b>ménages sans enfants</b>, et, dans une moindre mesure, les ménages avec enfants, semblent enclins à y adhérer en raison d'une plus grande proportion de participants ayant un <b>certain confort avec le risque</b>.</li><li>• Ceux <b>soucieux de l'environnement</b> préfèrent la TPC à celle du crédit puisqu'ils pensent qu'elle motivera davantage les participants à modifier leurs comportements.</li><li>• Les <b>participants ayant des horaires de travail atypiques</b> se voient déjà avantagés.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• En théorie, cette <b>option s'adresse à tous</b>. Toutefois, en comparaison aux autres options, elle convient mieux aux participants ayant une <b>aversion au risque</b>, soit :<ol style="list-style-type: none"><li>1. Les <b>ménages à faible revenu</b>;</li><li>2. Les <b>ménages avec enfants</b>.</li></ol></li></ul>

18. La FCEI recommande d'augmenter le signal de 0,50 \$/kWh à 1,00 \$/kWh.

→ [C-FCEI-0019](#), Preuve amendée de la FCEI, p. 23

19. Par conséquent, sans se prononcer sur un montant précis, le GRAME recommande au Distributeur de :

F) considérer l'augmentation du signal de prix de l'option CPC au-delà de 0,50 \$/kWh; et

G) favoriser le maximum d'effacement, donc d'agir sur la valeur de l'effacement par abonnement, que le Distributeur estime à 0,8 kW, par un accompagnement ciblant l'impact de la température de consigne notamment en période d'ancrage:

→ [A-0063](#), NS du 10 décembre 2018, p. 137, lignes 3 à 11 :

« M. FRÉDÉRIK AUCOIN :

R. La contribution pour la TPC ou CPC au niveau de la planification présentement, on a déposé ça dans l'état d'avancement au premier (1er) novembre. La contribution... on n'a pas fait de distinction, là, au type de contri... au type de tarif ou crédit, là, on a pris ça dans sa globalité. Puis on estime, là, à point huit kilowatts (0,8 kW), là, la contribution par abonnement. »

*Tarification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance*  
([B-0045](#), Stratégie tarifaire, section 4.5.1)

20. Le GRAME soumet que les options de tarification dynamique doivent être conçues de manière à éviter les clients opportunistes, c'est-à-dire les clients qui bénéficient des avantages économiques de l'option sans pour autant faire de réels efforts de réduction de leur consommation dans les périodes critiques.

21. Le GRAME note que des mesures ont été mises en place pour éviter les comportements opportunistes en lien avec l'option CPC.

→ [B-0045](#), Stratégie tarifaire, p. 26 :

« Comme le calcul du crédit repose sur une estimation de ce que le client aurait consommé si l'événement de pointe critique n'avait pas eu lieu, une marge d'erreur doit être considérée afin de ne pas accorder indûment un crédit à un client qui ne se serait pas réellement effacé. À cette fin, **un seuil minimal de 2 kWh d'énergie effacée par événement de pointe critique est requis, en-deçà duquel aucun crédit n'est versé.** » (emphase ajoutée par nous)

22. Aucune telle mesure n'existe pour l'option TPC qui, comme l'a démontré le GRAME en audience, comporte un risque important d'opportunisme :

→ [A-0073](#), NS du 14 décembre 2018, p. 241, ligne 5 à p. 242, ligne 15 :

« Bien, un client opportuniste, c'est quelqu'un, admettons, moi, je pourrais être opportuniste pour ce genre de tarif-là parce que j'ai des horaires atypiques, c'est-à-dire que je peux me lever à l'heure que je veux, je ne suis pas obligée de prendre ma douche avant de partir au travail sauf ce matin, mais habituellement, je suis assez libre puis je ne me comporte déjà pas comme ça, je me lève pas à sept heures (7 h) pour prendre ma douche le matin, je travaille chez moi, c'est pas... c'est pas une obligation, donc, je consomme déjà pas à cette heure-là ou peu [...]. Donc, moi, je vais dire : bien, bingo, je vais avoir des rabais tout le temps [...]. Mais tout de même, [...] il faudrait savoir où est-ce qu'on s'en va avec ce tarif-là, TPC, pour savoir si finalement, on peut vraiment espérer avoir de l'écrêtage de la pointe, là, un ajout d'écrêtage dans ce type de client-là. »

23. Le GRAME soumet que le Distributeur n'a pas adéquatement tenu compte du risque d'opportunisme dans la conception de l'option tarifaire TPC et qu'en conséquence, la Régie n'a pas suffisamment d'information en main pour approuver cette option. Un examen de l'impact de la présence d'opportunistes, selon des scénarios tenant en compte la présence, par exemple, de 25 %, 50 % ou plus d'opportunistes, permettrait d'identifier le potentiel d'impact de l'option TPC sur les tarifs, de même que son potentiel d'écrêtement de manière plus précise.

24. **Par conséquent, le GRAME recommande de :**

**H) reporter la décision pour le TPC en phase 2; et**

**I) demander au Distributeur de soumettre à la Régie, en suivi du présent dossier et en séance de travail, des scénarios identifiant, en fonction des segments de clientèle, le potentiel d'effacement, de même que l'impact des opportunistes sur le potentiel réel d'écrêtement de la TPC.**

*Évaluation des économies potentielles des clients participants et  
Opérationnalisation et commercialisation*

([B-0045](#), Stratégie tarifaire, Section 4.6 et 4.7)

25. Le GRAME appuie les initiatives du Distributeur visant à ajouter des technologies et modifier son système informatique en vue d'améliorer la réponse des consommateurs au signal de prix et de gérer les événements de pointe critique et de facturation.



**26. Par conséquent, le GRAME recommande :**

**J) d'approuver dès maintenant les budgets pour développer les systèmes informatiques.**

**27.** Pour conclure sur le sujet de la tarification dynamique, le GRAME soumet que le recrutement ne débutera qu'en septembre 2019 et que, par conséquent, une étude plus détaillée des offres de tarification dynamique ne devrait pas avoir pour effet de retarder leur mise en place.

## **INVESTISSEMENTS 2019 / PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$**

### ***Maintien des actifs - Centrales de production***

([B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019 section 3.1.2; Annexe C)

**28.** Le Distributeur prévoit des investissements en maintien des actifs pour les centrales de production en réseaux autonomes, dont la réfection de cheminées à la centrale des Îles-de-la-Madeleine (7 M\$).

→ [B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019, p.12

**29.** Le Distributeur expose le détail des travaux en maintien des actifs, à l'Annexe C :

→ [B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019, p. 39, Tableau C-1 : Investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$)

**30.** Le GRAME convient qu'il soit peut-être nécessaire de procéder à court terme à la réfection de cheminées à la centrale des Îles-de-la-Madeleine. Cependant, cette réfection aura une pérennité de 25 ans selon le Distributeur.

→ [B-0073](#), Réponses à la DDR no .1 du GRAME, p. 23, Demande 6.1, lignes 9 à 12

**31.** Cette réfection s'inscrit également dans un contexte où, à partir de 2025, suite au raccordement des Îles-de-la-Madeleine par câble sous-marin, cette centrale sera utilisée comme « réserve froide », à titre de « plan B ».

→ [C-GRAME-0018](#), Extrait du Plan directeur de TEQ, p. 2-3

→ [A-0061](#), NS du 7 décembre 2018, p. 15, ligne 21, à p. 16, ligne 3

32. Le Distributeur n'a pas démontré qu'il est nécessaire de maintenir en opération cette centrale au-delà du raccordement par câble, puisque la Régie n'a jamais été saisie de cette question jusqu'à présent. Les motifs invoqués publiquement par le Distributeur sont surtout d'ordre social.

→ [C-GRAME-0011](#), Preuve du GRAME, p. 19-20 (Annexe 1)

33. Le GRAME souhaite éviter que ce maintien en opération engendre une série de dépenses qui soient considérées isolément les unes des autres, alors qu'elles forment un ensemble visant un même objectif. En effet, le Distributeur reconnaît que la réfection des cheminées n'est pas le seul coût associé à ce maintien en opération.

→ [A-0061](#), NS du 7 décembre 2018, p. 16, lignes 5 à 12

« Q. [6] Et outre la réfection des cheminées, est-ce que le Distributeur prévoit d'autres coûts visant à maintenir en opération la centrale, que ça soit en lien avec les cheminées ou autrement une fois en fait... Oui. C'est ça ma question. Donc, est-ce qu'il y aura d'autres coûts pour maintenir en opération cette centrale?

**R. Sûrement, mais je n'ai pas la liste avec moi là.** » (emphase ajoutée par nous)

34. Or, selon les loi et règlement applicables, si cette série de dépenses est de 10 M\$ ou plus, elle doit faire l'objet d'une autorisation distincte.

→ **ONGLET 1** : [Loi sur la Régie de l'énergie](#), RLRQ, c. R-6.01, article 73, al. 1, (1<sup>o</sup>)

→ **ONGLET 2** : [Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie](#), RLRQ, c. R-6.01, r. 2, article 1, al. 1, (1<sup>o</sup>) b)

35. En effet, c'est ce qu'a confirmé la Régie dans d'autres dossiers. Par exemple, elle écrivait ce qui suit en février 2014 quant à des investissements du transporteur, pour lesquels le seuil est de 25 M\$ plutôt que 10 M\$ :

→ **ONGLET 3** : [R-3855-2013](#), [A-0007](#), [D-2014-018](#), Décision de la Régie du 10 février 2014, p. 13 à 20, par. 44 à 73 :

« [62] Chaque cas doit être examiné individuellement pour déterminer s'il s'agit d'un projet d'investissement en soi, de plus de 25 M\$, ou encore s'il s'agit d'une série d'investissements individuels qui, cumulés, dépassent le seuil de 25 M\$ prévu au Règlement.

[63] Ainsi, en ce qui a trait à la recommandation de l'UC quant au fait que **le Transporteur devrait déposer une demande distincte, en vertu de l'article 73 de la Loi**, pour les investissements liés aux remplacements des liaisons hertziennes analogiques et pour la modernisation des liaisons optiques, **la Régie est d'avis qu'elle doit l'accueillir**.

[64] Tout d'abord, il n'existe pas de définition de « projet » à la Loi ou au Règlement.

[65] Or, un projet d'investissement dont les coûts dépassent le seuil prévu au Règlement doit être examiné individuellement par la Régie. Dans le cadre de l'étude des demandes d'autorisation d'un projet qui ne dépasse pas ce seuil, ces demandes doivent plutôt être examinées par catégorie d'investissements, d'où l'importance d'examiner la notion de « projet », telle qu'interprétée par la Régie.

[66] Dans le cadre de sa décision D-2004-8736, **la Régie ne retenait pas la position du Transporteur qui faisait alors une distinction entre « projet » et « programme »**. Contrairement à ce dernier, elle qualifiait plutôt de « projet » le programme de sécurisation des réseaux dont les investissements s'échelonnaient sur une période de six années. Elle a alors demandé au Transporteur de déposer distinctement une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi:

« En raison de l'importance des sommes impliquées, **de l'objectif commun des composantes** de ce projet, de leur interrelation lors de leur conception et de leur optimisation, la Régie juge essentiel de pouvoir étudier la stratégie globale du Transporteur avant que les sommes en question soient engagées.

[...]

En conséquence, la Régie considère que ces 82 composantes sont liées et qu'elles constituent un projet dont elle a la responsabilité de procéder à l'examen préalable en vertu de l'article 73 de la Loi ».

[références omises par la Régie; emphase ajoutée par nous]

[67] Aussi, dans sa décision D-2005-14237, la Régie indiquait que :

« [...] **la Régie est d'avis qu'un projet peut être déterminé en regard d'un objectif précis**, l'intégration d'une centrale ou d'un parc éolien, par exemple. De façon non limitative, elle considère comme faisant partie d'un même projet les investissements séparés et/ou échelonnés dans le temps s'ils répondent à un même objectif et que leur pertinence s'apprécie

mieux globalement en regard de cet objectif ou si les premiers investissements deviennent inutiles si les autres ne sont pas réalisés. Par exemple, les investissements nécessaires à l'intégration d'un parc éolien prévue pour une année donnée incluant une ligne et un poste de départ constituent un projet répondant à l'objectif d'intégration de ce parc. Les investissements requis à l'intégration de la centrale Toulustouc ont d'ailleurs été présentés à la Régie par le Transporteur sous ce format ». [souligné par la Régie; références omises par la Régie; emphase ajoutée par nous]

[68] La Régie considère que le remplacement des liaisons hertziennes analogiques par des liaisons hertziennes numériques, même s'il implique des investissements séparés et échelonnés dans le temps, **est un projet individuel puisqu'il remplit un seul et même objectif**, soit la numérisation (à 95 %) du réseau hertzien du Transporteur à l'horizon 2017. Bien que l'investissement pour 2014 soit inférieur à 25 M\$, la Régie juge **probable** que le seuil de 25 M\$ soit dépassé, considérant qu'il y aura des investissements jusqu'en 2017.

[...]

[71] [...] Lorsque le Transporteur vise à s'assurer de la pérennité des actifs de télécommunications essentiels à l'exploitation du réseau de transport d'électricité au moyen d'une modification technologique spécifique, et ce d'autant plus si ce remplacement ou cette implantation doit se dérouler sur plusieurs années, il faut faire une évaluation globale de la pertinence de cette nouvelle technologie. **Il faut en examiner l'objectif, la justification et les coûts de manière globale.** Le raffinement qui peut avoir lieu en cours de projet dans la planification du déploiement des activités du projet ne doit pas constituer un obstacle à la présentation d'un projet individuel sous l'article 73 de la Loi. Ce raffinement quant à la planification annuelle des activités pourra être examiné par la Régie lors de la demande d'inclusion à la base de tarification des mises en service partielles dans le cadre des demandes tarifaires annuelles.

[72] **Le Transporteur insiste sur l'utilité et la nécessité de ces investissements. Lorsque la Régie demande au Transporteur de déposer une demande d'investissement distincte, elle ne se prononce pas sur ces aspects. Elle signifie simplement que le véhicule procédural utilisé pour demander l'autorisation d'un investissement n'est pas adéquat.** Si le Transporteur souhaite faire autoriser ces investissements, il peut, dès à présent, déposer une demande d'investissement distincte à cet effet.

[73] Par conséquent, la Régie retire les montants associés aux investissements liés au remplacement des liaisons hertziennes et à la modernisation des liaisons optiques du cadre du présent dossier. En ce qui a trait aux autres investissements de cette catégorie, après analyse des renseignements fournis par le Transporteur, la Régie s'en déclare satisfaite et, tenant compte de ce qui précède, autorise, pour 2014, des investissements de 364 M\$ dans la catégorie Maintien des actifs. » (emphase ajoutée par nous)

36. Dans le présent dossier, s'il est effectivement nécessaire de procéder à la réfection des cheminées de manière urgente, le GRAME suggère une solution qui a déjà été adoptée par la Régie dans un autre dossier : il suffit d'autoriser l'investissement à titre d'avant-projet seulement.
37. La Régie a décidé comme suit en mai 2014, dans un dossier qui faisait suite à celui mentionné ci-haut:

→ **ONGLET 4** : [R-3883-2014](#), [A-0006](#), [D-2014-073](#), Décision de la Régie du 7 mai 2014, p. 7 à 11, par. 18 à 45 :

« [20] Eu égard à l'urgence d'agir, l'UC plaide que **la Régie ne pourrait, selon la preuve soumise, autoriser ces investissements à la pièce, sans avoir étudié et autorisé les projets dans leur ensemble.** Toutefois, si l'urgence et la pertinence d'agir est établie, l'UC suggère que la Régie énonce clairement qu'une telle décision ne constitue pas une autorisation des projets. De plus, la Régie pourrait autoriser la création d'un compte d'écart hors base. Les sommes ainsi comptabilisées pourraient être sujettes à un examen quant à leur caractère nécessaire et prudent dans le cadre de l'étude complète des projets, en phase 2, selon l'article 73 de la Loi.

[...]

[22] L'UC indique en outre que les projets présentés sous l'article 73 de la Loi, le sont à la suite d'un avant-projet avec une précision correspondante. **Il est donc possible pour le Transporteur de réaliser des avant-projets avant l'autorisation de la Régie et de réclamer ces coûts par la suite, lors de la demande d'autorisation du projet en vertu de l'article 73 de la Loi. Selon l'UC, cette démarche devrait s'appliquer aux projets dans le cas présent.**

[...]

[36] En examinant la preuve au dossier, la Régie est d'avis que les motifs invoqués par le Transporteur justifient l'urgence d'effectuer et de compléter les travaux avant que les conditions d'exploitation

obligent leurs reports à l'année prochaine, ce qui perturberait le réseau en période de pointe.

**[37] Considérant les dispositions contenues aux articles 31 (5°) et 34 de la Loi, la Régie rappelle qu'elle peut décider en tout ou en partie d'une demande afin de sauvegarder les droits des personnes concernées.**

[38] La Régie précise que **la présente décision est partielle, en ce qu'elle ne vise que les montants nécessaires pour effectuer les travaux décrits dans la Demande. Elle ne constitue pas une approbation implicite des modalités des travaux** associés aux projets de la Demande, sur lesquels la Régie se prononcera ultérieurement, à la suite du dépôt de la preuve documentaire supplémentaire à venir dans le cadre de la phase 2. Cette autorisation partielle ne dispense pas le Transporteur de justifier le caractère prudent des travaux. » (emphase ajoutée par nous)

**38. Par conséquent, le GRAME demande à la Régie de :**

- K) exiger du Distributeur qu'il regroupe dans une seule demande d'autorisation les coûts relatifs au maintien en opération de la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine au-delà du raccordement par câble; et**
- L) autoriser l'investissement de 6,6 M\$ pour l'année témoin 2019, au chef de la réfection des cheminées de cette centrale, seulement à titre d'avant-projet, en exprimant explicitement au Distributeur que cette autorisation ne constitue pas une approbation implicite des investissements liés au maintien en opération de la centrale.**

*Matériel roulant*

([B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019, section 3.1.5)

**39.** Le Distributeur présente une demande d'investissements en maintien des actifs visant le matériel roulant pour un montant de 37 M\$.

→ [B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019, p. 13

**40.** L'achat du matériel roulant par le Distributeur est assujéti à la politique d'achat d'Hydro-Québec relative à l'*Acquisition de biens meubles et de services et les conditions des contrats*.

→ [B-0073](#), Réponses à la DDR no. 1 du GRAME, p. 24-25, Demande 7.1, lignes 1 à 5

41. Cette Politique comporte un critère de développement durable qui n'est pas adapté aux particularités et aux préoccupations actuelles en matière de transport durable, tel qu'en conclut l'analyse du GRAME dans sa preuve.

→ [C-GRAME-0011](#), Preuve du GRAME, p. 10 à 13

42. En matière de transport, le contexte énergétique actuel du Québec est formé de la *Politique énergétique 2030* et divers Plans d'actions.

43. Le *Plan d'action en électrification des transports 2015-2020 (Propulser le Québec par l'électricité)* prévoit entre autres une cible de 100 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables pour 2020, une réduction de 150 000 tonnes d'émissions annuelles de GES produites par les transports et une réduction annuelle de 66 M de litres de carburant.

→ **ONGLET 5** : [Plan d'action en électrification des transports 2015-2020](#), Gouvernement du Québec, p. 15

44. La *Politique énergétique 2030* énonce que le gouvernement entend, afin de « Donner l'exemple en matière de consommation d'énergie » :

→ **ONGLET 6** : [Politique énergétique 2030](#), Gouvernement du Québec, p. 42

« demander à Hydro-Québec de favoriser le remplacement de ses véhicules actuels au terme de leur vie utile par des véhicules de capacité équivalente fonctionnant en totalité ou en partie à l'électricité »

45. Enfin, le *Plan d'action 2017-2020* en matière d'énergie prévoit le remplacement de tout véhicule léger par un véhicule électrique ou hybride rechargeable afin de réaliser l'objectif de « Réduire la consommation de carburants pétroliers de la flotte de véhicules légers des ministères et organismes ».

→ **ONGLET 7** : [Plan d'action 2017-2020 de la Politique énergétique 2030](#), Ministère de l'énergie et des ressources naturelles, Gouvernement du Québec, p. 1-2, Orientation 2 : Favoriser la transition énergétique vers une économie à faible empreinte carbone, Action 11

46. Ainsi, afin d'adapter la procédure d'acquisition de matériel roulant par le Distributeur au contexte énergétique actuel et aux cibles énoncées par le gouvernement en matière de transport, le GRAME recommande au Distributeur d'établir un pointage pour des indicateurs relatifs au critère de développement durable spécifiquement pour l'achat de véhicules et de la soumettre à la Régie de l'énergie pour approbation.

47. L'approbation par la Régie est pertinente dans la mesure où un pointage pour des indicateurs liés au critère de développement durable pourrait permettre de mener à l'achat de véhicules qui ne sont pas nécessairement basés sur le critère du prix le plus bas.
48. Le GRAME soumet que la Régie dispose de ce pouvoir d'approbation, en vertu de l'article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, qui énonce qu'elle doit favoriser la satisfaction des besoins énergétiques « dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable [...] » :

→ **ONGLET 1** : [\*Loi sur la Régie de l'énergie\*](#), RLRQ, c. R-6.01, art. 5

49. Enfin, le GRAME recommande au Distributeur de mettre en place une politique interne des transports, ayant comme objectif la réduction de la consommation de carburant et des émissions de gaz à effet de serre, tout en contribuant à une réduction des coûts de carburants.
50. Cette politique interne pourrait viser non seulement l'achat de véhicules électriques mais également la planification des déplacements ainsi que des pratiques de conduite écoénergétique par les employés du Distributeur, permettant une réduction de la consommation de carburants.
51. Considérant le temps requis pour mettre en œuvre ces recommandations par le Distributeur, le GRAME recommande l'approbation des investissements de 37 M\$ pour 2019, mais soumet que les prochains investissements requis pour le matériel roulant devraient être adaptés au contexte énergétique actuel en matière de transport, notamment la *Politique énergétique 2030*.
52. **Par conséquent, le GRAME formule les recommandations suivantes au Distributeur :**

- M) établir un pointage pour des indicateurs relatifs au critère de développement durable spécifiquement pour l'achat de véhicules et la soumettre à la Régie de l'énergie pour approbation;**
- N) mettre en place une politique interne des transports, ayant comme objectif la réduction de la consommation de carburant et des émissions de gaz à effet de serre, tout en contribuant à une réduction des coûts de carburants. Une telle politique interne pourrait viser non seulement l'achat de véhicules électriques mais également la planification des déplacements ainsi que des pratiques de conduite écoénergétique par les employés du Distributeur, permettant une réduction de la consommation de carburants.**



***Croissance de la demande en réseaux autonomes***

([B-0022](#), section 3.3.3, p. 17 et Annexe C-2)

53. Le Distributeur annonce des investissements en réseau autonome pour un montant de 10,9 M\$, dont certains visent l'intégration d'énergies renouvelables, et indique poursuivre ses démarches afin de mettre en place des conditions visant la transition énergétique des réseaux autonomes.

→ [B-0022](#), Demande d'autorisation des investissements 2019, p. 17

54. En réponse aux demandes de renseignements du GRAME, le Distributeur précise que la réalisation de projets d'énergie renouvelable en réseau autonome répond à quatre critères : la réduction des coûts d'approvisionnement, la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, l'acceptabilité sociale et la réduction de l'empreinte environnementale.

→ [B-0073](#), Réponses à la DDR no. 1 du GRAME, p. 29, Demande 8.1, lignes 1 à 6

55. À la lecture des documents d'appels d'offres antérieurs, le GRAME constate toutefois que les critères varient selon les réseaux.

→ [C-GRAME-0011](#), Preuve du GRAME, pages 14 à 17, section 4.2 : Le réseau d'Obedjiwan

→ [C-GRAME-0011](#), Preuve du GRAME, page 17, 4.3, Le réseau Tasiujaq

56. **Pour des fins de transparence, le GRAME recommande au Distributeur de :**

- O) **présenter à la Régie et aux intervenants les critères qu'il entend retenir pour les appels d'offres qu'il réalisera dans le cadre des investissements prévus en réseaux autonomes pour 2019.**

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

Le 18 décembre 2018.



---

**Me Marc Bishai**

Michel Bélanger Avocats inc.

Procureur du Groupe de recherche appliquée  
en macroécologie (GRAME)