

**Hydro-Québec Distribution**  
(ci-après le Distributeur)

Demanderesse

et

**Groupe de recherche  
appliquée en macroécologie  
(GRAME)**

Intéressé

---

**DEMANDE D'INTERVENTION DU GRAME**  
*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité  
pour l'année tarifaire 2019-2020*

AU SOUTIEN DE SA DEMANDE D'INTERVENTION, LE GRAME SOUMET RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

**I. Nature de l'intérêt et représentativité**

1. Le 27 juillet 2018, le Distributeur déposait à la Régie une demande d'approbation relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020 ;
2. Dans sa décision procédurale D-2018-097, datée du 31 juillet 2018, la Régie donnait instruction à toute personne intéressée à participer à l'audience publique portant sur la demande R-4057-2018 de faire parvenir leur demande d'ici le 13 août 2018 ;
3. À titre d'intervenant et dans une optique d'intérêt public, le GRAME souhaite contribuer à l'examen de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année 2019-2020, afin de s'assurer que les choix du Distributeur et les décisions en résultant intègrent le mieux possible les politiques et préoccupations actuelles en matière de développement durable ;
4. Le GRAME est actif dans les domaines de l'environnement, du développement durable et de l'énergie depuis 1989 ;
5. Ses représentants ont participé, depuis 1998, à des groupes de travail dans le cadre des processus canadien et québécois de diminution des émissions de gaz à effet de serre. Ils siègent régulièrement à des comités rassemblant des représentants de divers paliers de gouvernement, des industriels et des ONG. De plus, le GRAME mène des projets de recherche avec des universités et est impliqué, de manière parallèle, dans l'action communautaire et l'éducation relative à l'environnement ;
6. Le GRAME est également co-éditeur, avec Les Éditions Multi-Mondes, de l'ouvrage intitulé : « L'autre écologie. Économie, transport et urbanisme : une perspective

macroécologique » et de celui intitulé : « Énergies renouvelables. Mythes et obstacles : De la réhabilitation de l'hydroélectricité au développement énergétique durable. » ;

7. Le GRAME a participé aux causes tarifaires du Distributeur portant les numéros de dossier R-3492-2002, R-3541-2004, R-3579-2005, R-3610-2006, R-3644-2007, R-3677-2008, R-3708-2009, R-3740-2010, R-3776-2011, R-3814-2012, R-3854-2013, R-3905-2014, R-3933-2015 et R-4011-2017 ainsi qu'aux dossiers portant sur les Plans d'approvisionnement du Distributeur (R-3648-2007, R-3748-2010, R-3864-2013 et R-3986-2016) ;

8. Aussi, le GRAME s'est entre autres impliqué dans les dossiers portant exclusivement sur le PGEÉ du Distributeur (R-3552-2004 et R-3584-2005), dans les dossiers portant sur les demandes d'autorisation du Projet LAD (R-3770-2011 et R-3863-2013), ainsi que dans les dossiers portant sur la demande d'autorisation du Distributeur pour l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd à Bécancour en périodes de pointe (R-3925-2015 et R-3953-2015) ;

9. Le GRAME participe au dossier portant sur le programme GDP Affaires du Distributeur (R-4041-2018) ainsi qu'au dossier portant sur l'approbation du Plan directeur de Transition énergétique Québec (ci-après «TEQ») (R-4043-2018);

10. Par ses interventions à la Régie, le GRAME s'est toujours efforcé d'intégrer des préoccupations de développement durable, incluant les dimensions biophysique, sociale, économique et culturelle, notamment par la prise en compte des impacts environnementaux des différentes filières de production d'énergie, dont la distribution d'électricité ;

11. Dans le présent dossier, l'intérêt du GRAME vise à assurer le respect des considérations environnementales et des principes de développement durable dans la prise de décisions portant sur la demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020 ;

## **II. Motifs à l'appui de l'intervention, enjeux abordés et conclusions recherchées**

12. En ce qui concerne la présente demande tarifaire du Distributeur, le GRAME souhaite traiter des enjeux suivants, en lien avec son intérêt pour la protection de l'environnement et le respect des principes de développement durable :

### **A) SÉANCES DE TRAVAIL (B-0002)**

13. Le Distributeur propose la tenue d'une séance de travail portant sur l'indicateur global de maintien de la qualité du service au mécanisme de réglementation incitative (ci-après MRI)<sup>1</sup>. Le GRAME souhaite participer à cette rencontre, compte tenu de ses propositions d'améliorations que l'on retrouve aux paragraphes 15 à 23 de la présente demande d'intervention ;

14. Le Distributeur propose également la tenue d'une séance de travail portant sur *L'utilisation des coûts évités pour la prise de décision dans le cadre des différents projets, programmes ou options tarifaires*<sup>2</sup>. Le GRAME souhaite participer à cette

---

<sup>1</sup> R-4057-2018, B-0002, par. 38

<sup>2</sup> R-4057-2018, B-0002, par. 38

rencontre, compte tenu de son implication dans le cadre de dossiers portant notamment sur les programmes en efficacité énergétique (R-4041-2018), les options tarifaires (R-4045-2018) et sur les projets de conversion des centrales en réseaux autonomes à venir<sup>3</sup> ;

## **B) INDICE DE QUALITÉ DE SERVICE (B-0011)**

15. Dans sa décision D-2017-043, rendue au dossier R-3897-2014, la Régie indique que « *L'établissement d'un MRI a pour but d'inciter le Distributeur à une plus grande efficacité sans toutefois porter atteinte à la qualité du service*<sup>4</sup> » et qu'elle « *...favorise la mise en place d'indicateurs de performance qui sont rattachés à la qualité de service* »<sup>5</sup> ;

16. Dans le cadre de l'application du mécanisme incitatif, le Distributeur propose trois indicateurs afin de mesurer la fiabilité du service électrique, soit 1) un *Indice de continuité normalisé*, 2) la *Durée moyenne des interruptions par client -basse et moyenne tensions* et 3) le *Nombre de pannes basse tension*<sup>6</sup> ;

17. Le GRAME est favorable aux indicateurs retenus par le Distributeur mais il est d'avis que ces derniers ne permettent pas d'obtenir un portrait de la qualité de service des réseaux autonomes (ci-après RA) ;

18. Au dossier R-3842-2013, la Régie concluait que le mécanisme de traitement des écarts de rendement (ci-après MTÉR) est « *un mécanisme conçu pour s'appliquer à l'ensemble des revenus et des coûts sans exclusion* »<sup>7</sup>, y compris ceux relatifs aux réseaux autonomes. Dans la décision D-2017-043, la Régie indiquait que les indicateurs présentés dans la phase 3 du dossier sont « *liés au MTÉR et à des cibles de performances* ». <sup>8</sup> Ainsi, les indicateurs étant liés au MTÉR et celui-ci s'appliquant notamment aux réseaux autonomes, le GRAME est d'avis qu'il devrait aussi y avoir un mécanisme pour s'assurer de la qualité du service dans ces réseaux ;

19. Dans sa décision D-2017-043, la Régie concluait que les réseaux autonomes « *doivent faire partie intégrante du MRI du Distributeur* »<sup>9</sup>, en indiquant :

[32] La Régie considère que l'intégration des RA dans le MRI du Distributeur permettra à l'ensemble de la clientèle, y compris celles des RA, de bénéficier des gains d'efficacité escomptés. De plus, elle considère qu'en procédant de la sorte, cette intégration contribuera à l'allègement du processus réglementaire préconisé par l'article 48.1 de la Loi.<sup>10</sup>

20. À cet égard, puisque les RA font partie du MRI, le GRAME est d'avis que la Régie doit également s'assurer que les gains d'efficacité dans les réseaux autonomes ne portent pas atteinte à la qualité du service. La mise en place d'indicateurs dédiés à ces réseaux permettrait un suivi de la qualité du service, lequel relève également de l'allègement du processus réglementaire, en évitant des débats au cas par cas sur les problématiques de qualité du service dans ces réseaux ;

<sup>3</sup> R-3986-2016, B-0010, HQD-2, doc. 1, pages 10 à 12

<sup>4</sup> R-3897-2014, phase 1, D-2017-043, par. 416

<sup>5</sup> R-3897-2014, phase 1, D-2017-043, par. 420

<sup>6</sup> R-4057-2018, B-0011, HQD-3, doc. 3, page 8

<sup>7</sup> R-3842-2013, D-2014-034, par. 379

<sup>8</sup> R-3897-2014 - Phase 1, D-2017-043, par. 420.

<sup>9</sup> R-3897-2014, phase 1, D-2017-043, par. 33

<sup>10</sup> R-3897-2014, phase 1, D-2017-043, par. 32

21. Les réseaux autonomes accusant un déficit récurrent du revenu requis, de l'ordre de 187 M\$<sup>11</sup>, le Distributeur a tout intérêt à réduire les coûts de ces réseaux. Il est donc primordial de s'assurer de la surveillance de la qualité du service dans ces réseaux par le biais d'indices de qualité de service ;

22. Compte tenu de la pondération des cinq champs d'application<sup>12</sup>, le GRAME soumettra une proposition d'ajout pour le cas des réseaux autonomes pour les indices relatifs à la fiabilité du service électrique, établi selon deux des trois indices retenus par le Distributeur (Indice de continuité normalisé et durée moyenne des interruptions par client) ;

23. Le GRAME est d'avis que la pondération pourrait refléter la part relative des réseaux autonomes au sein des coûts de distribution. Bien que cette part relative soit moins importante que celle du réseau intégré, le suivi de la qualité de service dans les réseaux autonomes permet de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs de ces régions éloignées en favorisant la satisfaction de leurs besoins énergétiques de manière équitable comparativement aux consommateurs du réseau intégré, conformément à l'objectif de l'article 5 de la LRÉ ;

### **C) PRÉVISION DE LA DEMANDE ET COMPTE D'ÉCARTS (B-0012)**

#### ***Prévision de la demande***

24. Le GRAME constate que la prévision des ventes pour 2018<sup>13</sup> indique des écarts positifs de 2 452 GW, si on soustrait l'impact des contrats spéciaux résultant d'un conflit de travail à l'aluminerie de Bécancour<sup>14</sup>. Par conséquent, l'écart positif serait considérable pour 2018 ;

25. Pour l'année projetée, le Distributeur prévoit une croissance des ventes (normalisée) de 4 880 GWh, attribuable à la hausse des abonnements dans le secteur résidentiel (1,1 TWh), à la croissance des activités industrielles (1,6 TWh) et à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh) avec la venue de l'usage des chaînes de blocs<sup>15</sup> ;

26. Concernant la clientèle commerciale et l'usage des chaînes de blocs, le GRAME s'interroge sur la prévision du Distributeur, qui semble en deçà de celle prévue au dossier R-4045-2018 pour le bloc dédié de 500 MW<sup>16</sup>, pouvant correspondre à terme à une demande énergétique de l'ordre de 4 TWh<sup>17</sup> et pour lequel le Distributeur indiquait vouloir privilégier les projets prêts<sup>18</sup>, pouvant donc impliquer une croissance de la demande dès 2019 ;

---

<sup>11</sup> R-4057-2018, B-006, HQD-1, doc. 1, TABLEAU A-2 : COMPARAISON DES REVENUS REQUIS AVEC LES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$), page 18

<sup>12</sup> R-4057-2018, B-0011, HQD-3, doc. 3, Tableau 2 : Cibles et pondérations des indicateurs, p. 12

<sup>13</sup> R-4057-2018, B-0012, Tableau 4, p. 13

<sup>14</sup> R-4057-2018, B-0012, p. 14

<sup>15</sup> R-4057-2018, B-0012, Section 1, Prévision des ventes, page 5

<sup>16</sup> R-4043-2018

<sup>17</sup> R-4045-2018, A-009, Notes sténographiques du 26 juin 2018, Q. 152, page 139

<sup>18</sup> R-4045-2018, B-0011, pages 4-5

27. De plus, le GRAME s'interroge à savoir si le Distributeur a inclus à cette prévision les quantités déjà octroyées par les municipalités, faisant suite à la décision D-2018-084<sup>19</sup>;

28. Le Plan directeur de Transition énergétique Québec (ci-après TEQ) prévoit une augmentation de la demande électrique en énergie de 13,4 % d'ici 2023 et de 19,6 % d'ici 2030<sup>20</sup>, augmentation qui ne tient pas compte de l'impact du nouveau tarif de développement économique (ci-après TDÉ) sur la croissance de la demande en énergie et en puissance, ni de la proposition de bloc dédié de 500 MW pour l'usage des chaînes de blocs ;

29. Le GRAME est d'avis que les orientations du Plan directeur de TEQ influenceront à la hausse les besoins en puissance et en énergie dans le secteur de l'électricité dès 2019-2020 avec le programme visant la conversion de la clientèle des petits bâtiments CI<sup>21</sup> et l'élargissement du programme Chauffez vert aux bâtiments commerciaux et institutionnels<sup>22</sup>, suivi de l'entrée en vigueur de la législation pour interdire de nouveaux systèmes au mazout ou leur remplacement en 2020-2021 dans le secteur résidentiel<sup>23</sup>, du programme de conversion des Bâtiments commerciaux et institutionnels CI<sup>24</sup> en 2020-2021<sup>25</sup> et du Programme ÉcoPerformance<sup>26</sup> avec la mise en œuvre de grands projets industriels d'économie d'énergie et de conversion énergétique<sup>27</sup>, lesquels sont prévus dès 2020-2021<sup>28</sup> ;

30. Il est important de souligner que ces programmes et leurs impacts sur la demande énergétique seront moins connus par le Distributeur, étant mis en œuvre par TEQ. Le rôle des filières énergétiques sera considérablement modifié entre 2019 et 2023, sans que les conséquences sur les impacts en approvisionnement électrique ne soient prévues par le Plan directeur. La preuve de TEQ indique que ce n'est qu'à la fin de 2019 qu'il prévoit terminer la collecte de l'information qui doit apparaître au Plan directeur, afin d'estimer l'impact des programmes sur l'efficacité énergétique au terme du premier Plan directeur de 2023<sup>29</sup>. Le GRAME en comprend que dans ce contexte, il sera difficile pour le Distributeur d'obtenir de l'information précise sur l'impact des programmes de TEQ sur la prévision des ventes sur une base annuelle qui soit représentative de la consommation normalisée de l'année projetée ;

31. Pour ces raisons, le GRAME aborde la question de la comptabilisation des écarts pour les ventes d'électricité et soumet les propositions suivantes :

---

<sup>19</sup> D-2018-084, Par. 114

<sup>20</sup> R-4043-2018, B-0005, Tableau 20, Prévision de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs -scénario Plan directeur (en pétajoules), page 209

<sup>21</sup> R-4043-2018, B-0005, page 100

<sup>22</sup> R-4043-2018, B-0005, page 98

<sup>23</sup> R-4043-2018, B-0005, page 91

<sup>24</sup> R-4043-2018, B-0005, page 102

<sup>25</sup> R-4043-2018, B-0005, page 160

<sup>26</sup> R-4043-2018, B-0005, page 168

<sup>27</sup> R-4043-2018, B-0005, Annexe VI, mesure 39, page 218

<sup>28</sup> R-4043-2018, B-0005, page 83

<sup>29</sup> R-4043-2018, B-0005, Annexe III, Méthodologie pour calculer l'atteinte de la cible d'efficacité énergétique, page 189

### ***Compte d'écarts pour les ventes d'électricité***

32. Au dossier R-3842-2013, on constatait qu'une part importante des écarts de rendement du Distributeur pour les années 2007 à 2012<sup>30</sup> incluait les ventes d'électricité nettes des achats d'électricité, alors que le compte d'écart de *pass-on* pour l'achat d'électricité était maintenu au MTÉR<sup>31</sup>. Le GRAME notait que les écarts entre les résultats réglementés et les revenus requis résultaient plutôt d'une conjoncture favorable à la croissance des ventes et non pas à l'efficacité, et questionnait la justesse de la prévision des ventes<sup>32</sup> ;

33. Ainsi, dès le dossier R-3842-2013, le GRAME indiquait que le partage des écarts de rendement ne doit pas entraîner une hausse tarifaire indue<sup>33</sup> et recommandait la création d'un compte d'écarts pour les ventes d'électricité<sup>34</sup> ;

34. Au dossier R-3980-2016, plusieurs intervenants ont fait des représentations en faveur de la mise en place d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité tout en reconnaissant que cette proposition aurait un impact sur l'évaluation du taux de rendement<sup>35</sup>. La Régie concluait « *que l'introduction d'un nouveau compte d'écarts est prématurée, dans le contexte où les modalités d'un MRI sont en cours de définition* »<sup>36</sup> ;

35. Par conséquent, le GRAME est d'avis que, compte tenu des incertitudes créées par les programmes de conversion vers l'électricité du Plan directeur de TEQ, de l'absence de données précises sur l'évolution escomptée des résultats de ces programmes, ne permettant pas au Distributeur de bien évaluer leurs impacts sur la prévision de la demande sur une base annuelle, du scénario de hausse de la demande électrique du Plan directeur, qui prévoit une augmentation de la demande électrique en énergie de 13,4 % d'ici 2023 et de 19,6 % d'ici 2030<sup>37</sup>, le présent dossier est le forum approprié pour initier la mise en place d'un compte d'écarts des revenus nets des achats d'électricité, et demande à la Régie de retenir cet enjeu au présent dossier. Concernant l'impact éventuel sur l'évaluation du taux de rendement, ce dernier pourra être corrigé subséquemment ;

36. Le GRAME souhaite faire des représentations à cet égard, participer à la période de questions et soumettre ses conclusions et recommandations ;

### **D) INVESTISSEMENTS 2019 / PROJETS INFÉRIEURS À 10 M\$ (B-0022)**

#### **Maintien des actifs**

#### ***Centrales de production (B-0022, HQD-9, doc. 1, Section 3.1.2 et Annexe C)***

---

<sup>30</sup> R-3842-2013, A-0006, Demande de complément de preuve de la Régie au Distributeur et Transporteur, Provenance des écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur en M\$, Tableau 13.2, page 28

<sup>31</sup> R-3842-2013, C-GRAME-0011, p. 10

<sup>32</sup> R-3842-2013, C-GRAME-0011, p. 12-13

<sup>33</sup> R-3842-2013, C-GRAME-0011, p. 15

<sup>34</sup> R-3842-2013, C-GRAME-0018, par. 21

<sup>35</sup> R-3980-2016, D-2017-022, par. 121 et 122

<sup>36</sup> R-3980-2016, D-2017-022, par. 128

<sup>37</sup> R-4043-2018, B-0005, tableau 20, Prévision de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs -scénario Plan directeur (en pétajoules), page 209

37. 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\$) et des travaux divers dans d'autres centrales<sup>38</sup>. Au tableau C-1 (investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes (M\$)) de l'annexe C<sup>39</sup>, le Distributeur produit le détail des travaux en maintien des actifs. Le GRAME se questionne sur la nécessité de la réfection de cheminées à la centrale des Îles-de-la-Madeleine au coût de 7 M\$, compte tenu de la mise en service d'un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie pour alimenter les Îles-de-la-Madeleine en énergie propre entre 2023 et 2028 annoncé par TEQ dans son Plan directeur<sup>40</sup>. Le GRAME souhaite pouvoir interroger le Distributeur sur la nécessité de ces investissements et fera des recommandations selon l'information additionnelle reçue ;

***Matériel roulant (B-0022, HQD-9, doc. 1, Section 3.1.5)***

38. Le Distributeur prévoit des investissements en maintien des actifs visant le remplacement de véhicules légers<sup>41</sup>. À cet égard, le GRAME souhaite s'assurer que les choix faits soient compatibles avec la *Politique énergétique 2030*. Il souhaite donc pouvoir interroger le Distributeur sur le type de véhicules prévu et fera des représentations à cet égard ;

***Croissance de la demande en réseaux autonomes (B-0022, HQD-9, doc. 1, section 3.3.3, p. 17 et Annexe C-2)***

39. Le Distributeur annonce divers investissements en 2019 pour un montant de 10,9 M\$<sup>42</sup>, 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. Le GRAME note que le Plan directeur de TEQ prévoit la caractérisation des potentiels solaire et éolien en réseaux autonomes par le Distributeur<sup>43</sup>, la mise en place de projets de démonstration technologique relative à un projet pilote de stockage d'énergie<sup>44</sup>, ainsi que pour l'utilisation d'énergie renouvelable pour le chauffage de l'eau et des espaces<sup>45</sup> ;

40. Le GRAME constate que pour le réseau d'Obedjiwan, l'appel de propositions intègre un critère de minimisation des émissions de GES<sup>46</sup>, de même qu'un critère d'éligibilité associé à la participation du milieu local<sup>47</sup>, bien qu'aucune indication ne soit précisée

---

<sup>38</sup> R-4057-2018, B-0022, HQD-9, doc.1, 3.1.2. Centrales de production, p.12

<sup>39</sup> R-4057-2018, B-0022, HQD-9, doc. 1, Projets et activités d'investissement de plus de 1 \$M et réseaux autonomes

<sup>40</sup> R-4043-2018, B-0005, p. 107

<sup>41</sup> R-4057-2018, B-0022, HQD-9, doc. 1, 3.1.5. Matériel roulant. P. 13

<sup>42</sup> R-4057-2018, B-0022, HQD-9, doc. 1, section 3.3.3, p. 17

<sup>43</sup> R-4043-2018, B-0005, Mesure 77.1, p. 222

<sup>44</sup> R-4043-2018, B-0005, Mesure 78.1, p. 223

<sup>45</sup> R-4043-2018, B-0005, Mesure 78.2, p. 223

<sup>46</sup> Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois, <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, Section 4.2.4 Minimisation des émissions de GES, page 16

<sup>47</sup> Site WEB Hydro-Québec, Achats d'électricité – Marché québécois, <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/ap-201601/documents/ap-2016-01.pdf>, Section 2.2 : Participation du milieu local, p. 8

pour la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance exigée. Aucune soumission n'ayant été déposée, la question de la détermination du prix associé à l'énergie et à la puissance pourrait être en cause. En effet, le Distributeur indiquait, en réponse aux nombreux questionnements des soumissionnaires potentiels, que son objectif était la réduction du coût global de la production d'un kWh, en tenant compte du maintien de l'installation de production d'électricité existante, la centrale d'Obedjiwan<sup>48</sup>;

41. À cet égard, le GRAME est d'avis que le Distributeur pourrait fournir plus d'informations sur l'état d'avancement de ses démarches pour assurer la transition énergétique des réseaux autonomes et sur ses demandes d'investissements en 2019, dont certaines visent l'intégration d'énergies renouvelables. De plus, le GRAME souhaite questionner le Distributeur pour savoir s'il entend trouver des solutions innovantes, comme par exemple le recours au stockage de l'énergie ou encore l'apport d'autres sources énergétiques renouvelables (éolien, solaire ou autre) afin d'assurer la transition des réseaux autonomes, comme celui d'Obedjiwan et celui à Tasiujaq – Nunavik<sup>49</sup> (scénario thermique / renouvelable<sup>50</sup>), ou s'il entend conserver le seul objectif de réduire ses coûts. Par la suite, le GRAME soumettra une analyse de la situation et ses recommandations ;

#### **E) INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (B-0026, HQD-10, doc. 1)**

42. Dans sa décision D-2018-025 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 (R-4011-2017), la Régie indiquait souhaiter revoir les paramètres des programmes en efficacité énergétique, dont les gains unitaires et la prise en compte des économies tendancielle<sup>51</sup>. En réponse à une demande de la Régie au rapport annuel 2017, le Distributeur indique tenir compte du tendanciel dans l'évaluation des programmes, par le biais des opportunistes<sup>52</sup> ;

43. En ce qui concerne les distinctions entre les concepts de transformation de marché et d'évolution tendancielle en efficacité énergétique, le GRAME a notamment pris connaissance du rapport d'Éconoler intitulé *Mesure des effets d'opportunisme, d'entraînement et de bénévolat du programme OIEÉB*<sup>53</sup>, où il est question de mesurer l'impact énergétique brut et net ;

---

<sup>48</sup> Appel de propositions AP 2016-01, Biomasse – Réseau autonome d'Obedjiwan, Réponses aux questions déjà posées, [http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/questions\\_chapitre.html](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/ap-201601/questions_chapitre.html)

<sup>49</sup> Site Web Hydro-Québec, consulté le 15 novembre 2016 : [http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents\\_consultation/doc\\_1533534\\_3.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no\\_soumission=15335343](http://www.hydroquebec.com/soumissionnez/documents_consultation/doc_1533534_3.html?prix1=NaN&prix2=NaN&prix3=1&no_soumission=15335343), APPEL de proposition, # 15335343, Projet de construction d'une nouvelle centrale de production d'électricité, Objectif : Mise en service en 2021, Page 5

<sup>50</sup> R-3986-2016, B-0010, page 12

<sup>51</sup> R-4011-2017, D-2018-025, paragraphe 532

<sup>52</sup> R-9001-2017, B-0066, Réponses à la demande de renseignements no 1 de la Régie, R. 16.1

<sup>53</sup> R-9001-2017, B-0074



44. Les hypothèses de calcul de certains programmes, comme le programme d'Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (ci-après OIEÉSI), tiennent compte de l'effet d'entraînement, du bénévolat et des opportunistes, alors que pour le programme d'Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (ci-après OIEÉB), le Distributeur propose de ne plus estimer les effets de marché<sup>54</sup> ;

45. Le GRAME se questionne sur l'opportunité, pour les programmes de masse et le programme OIEÉB, de produire une estimation des prévisions des impacts énergétiques bruts (avec effets d'opportunisme, d'entraînement et de bénévolat) et une prévision des impacts énergétique nets, bien que pour les besoins de sa prévision de la demande, le Distributeur utilise une autre méthode que la soustraction des impacts énergétiques des programmes ;

46. Pour les fins de calcul des tests économiques et des résultats en efficacité énergétique, le GRAME souhaite s'assurer que les résultats bruts et nets sont disponibles de manière à reconnaître l'apport du Distributeur à la transformation de marché et pour s'assurer que les résultats du PGEÉ puissent être comptabilisés de manière conforme au calcul de l'atteinte des cibles en efficacité énergétique du Plan directeur de TEQ ;

47. Par ailleurs le GRAME est préoccupé par l'impact énergétique de certaines mesures du Plan directeur, qui pourraient affecter les besoins d'approvisionnement (à la hausse). En ayant la possibilité de conserver un portrait global des résultats bruts en efficacité énergétique, le Distributeur serait en mesure de compiler ses résultats avec ceux qui seront éventuellement divulgués par TEQ pour ses programmes et au besoin prévoir des ajustements à la prévision de la demande ;

## **F) STRATÉGIE RELATIVE AUX TARIFS DOMESTIQUES (B-0030, HQD-13, doc. 1, Section 2)**

48. Dès le dossier R-3854-2013, le GRAME constatait que la stratégie de hausse différenciée, soit celle de hausser deux fois plus le prix de l'énergie consommée au-delà de 30 kWh par jour, par rapport à la première tranche d'énergie, contribuait à faire en sorte que la première tranche n'avait pas été indexée à l'inflation depuis 2005<sup>55</sup>;

49. Le GRAME réitérait l'observation de cette problématique au dossier R-3933-2015, indiquant qu'il s'inquiétait de l'impact du déplacement du seuil de la première tranche en lien avec l'évolution du prix relatif de l'énergie (inflation)<sup>56</sup> et du prix de la deuxième tranche qui s'en éloigne significativement, avec un écart de plus 10 % depuis 2005. À cet égard, le GRAME était préoccupé par le fait que les segments de marché de faible consommation n'aient plus un signal de prix favorisant des investissements en efficacité énergétique ;

50. Le Distributeur indique devoir faire face à une problématique d'effacement de la consommation de deuxième tranche au profit de l'autoproduction<sup>57</sup>, avec comme conséquence la redistribution des coûts de transport et de distribution sur l'ensemble de la clientèle. Le GRAME soumet que le prix relatif à l'inflation pour la deuxième tranche

<sup>54</sup> R-4057-2018, B-0026, HQD-10, doc. 1, Annexe B, Tableau B-1, p. 30

<sup>55</sup> R-3854-2013, C-GRAME-0013, Section 1.2 Stratégie tarifaire, pages 9-12

<sup>56</sup> R-3933-2015, C-GRAME-0010, page 11

<sup>57</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, p. 6-7

d'énergie, qui était de l'ordre de 10 % supérieur en 2015, a progressé compte tenu du maintien de la stratégie de hausse différenciée, de sorte que la clientèle captive d'une consommation pour le chauffage des locaux cherche à trouver d'autres moyens d'approvisionnement ;

51. À l'instar du Distributeur, le GRAME est d'avis qu'il ne faut pas tarder pour opter pour une hausse uniforme du tarif domestique. Au soutien de ses propos, le GRAME propose de mettre à jour son analyse sur l'évolution du prix relatif de l'énergie, soit l'inflation ;

**G) PROPOSITION RELATIVE À LA TARIFICATION DYNAMIQUE (B-0030, HQD-13, DOC. 1, SECTION 4)**

***Option crédit en pointe critique clientèle résidentielle et petite puissance (CPC) : (B-0030, HQD-13, dc. 1, Section 4.5.1)***

52. Aux dossiers R-3864-2013<sup>58</sup>, R-3986-2016<sup>59</sup> et R-3972-2016<sup>60</sup>, le GRAME recommandait la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation pour la clientèle au tarif D, il appuie donc l'initiative du Distributeur d'offrir cette option tarifaire<sup>61</sup> ;

53. Concernant cette option, le GRAME souhaite aborder certains éléments, pour lesquels il est d'avis que la preuve est incomplète. La preuve du Distributeur indique que le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier<sup>62</sup>, alors que le Tableau 6<sup>63</sup>, qui identifie les principales caractéristiques des options présentées, indique uniquement un prix hors pointe fixe. Le Distributeur indique qu'il se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements pour cette option, mais ne précise pas les raisons, ni la limite à laquelle il réfère<sup>64</sup> ;

54. Concernant les définitions apparaissant dans les propositions de Modifications au document tarifs d'électricité et justifications, Section 9 – Option de crédit en pointe critique pour la clientèle au tarif D, la « période de référence » retient pour les fins de calcul : «*la période correspondant aux heures de pointe comprises dans les 5 jours de semaine ou les 5 jours de fin de semaine précédant la journée de l'événement de pointe critique et au cours desquels il n'y a pas eu d'événement de pointe critique* »<sup>65</sup> laquelle serait, selon l'« énergie de référence », «*une estimation de la consommation d'énergie du client pendant l'événement de pointe critique d'après son profil normal de consommation* »<sup>66</sup> ;

55. Le GRAME est d'avis que l'estimation de la consommation d'énergie par le client pourrait être biaisée en retenant cette méthode puisqu'elle ne tient pas compte de la

---

<sup>58</sup> R-3864-2013, C-GRAME-0011, section 2.2, page 24

<sup>59</sup> R-3986-2016, C-GRAME-0008, p. 8

<sup>60</sup> R-3972-2016, C-GRAME-0003, page 5

<sup>61</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, section 4.3.1

<sup>62</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, section 4.3.1, page 18

<sup>63</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, Tableau 6, page 21

<sup>64</sup> R-4057-2018, B-0032, HQD-13, doc. 3, Section 9, page 47

<sup>65</sup> R-4057-2018, B-0032, HQD-13, doc. 3, Section 9, pages 44

<sup>66</sup> R-4057-2018, B-0032, HQD-13, doc. 3, Section 9, pages 44

consommation en fonction d'une température normalisée. En période de redoux qui pourrait précéder celle d'« événement de pointe critique », la consommation du client pourrait être moindre. Par conséquent, il serait possible que les résultats de la méthode d'estimation de l'énergie de référence démontrent une consommation supérieure lors de l'événement de pointe critique, même si le client a fait les efforts nécessaires pour réduire sa consommation. Le GRAME est d'avis qu'il faudra explorer des moyens pour corriger ce biais, sans quoi il est probable que l'effet escompté de réduction de la demande à la pointe soit de courte durée, les clients constatant l'absence de crédit suite à leurs efforts. Ainsi, l'objectif de l'option CPC, soit la réduction de la consommation à la pointe du réseau, ne serait pas rencontré ;

56. À cet égard, le GRAME entend établir à titre comparatif et afin de fournir une solution au problème soulevé ci-dessus, un portrait de certains programmes intégrant des incitatifs pour réduire la consommation à la pointe ;

57. Finalement, concernant l'offre de 50 cent/kWh d'énergie effacée, le GRAME se questionne sur sa méthode de détermination et soumet que le Distributeur doit fournir plus d'informations sur ce choix ;

***Tarifification de pointe critique (TPC) – Clientèle résidentielle et petite puissance (B-0030, HQD-13, dc. 1, Section 4.5.1)***

58. Pour la clientèle du tarif D, le tarif TPC proposé est calibré de manière à conserver un écart relatif entre la première tranche et la deuxième tranche semblable au tarif D<sup>67</sup>, lequel est différencié uniquement sur la période d'hiver. Le tarif est également calibré sur le principe de la neutralité tarifaire. L'incitatif représente une pénalité de 50 cents / kWh pour toute consommation aux heures critiques, bien que les prix de l'énergie soient réduits en dehors des heures critiques favorisant la neutralité tarifaire. Ainsi, si le client réduit sa consommation aux heures critiques, il économiserait sur sa facture ;

59. De l'avis du GRAME, cette option tarifaire est définitivement préférable à celle explorée avec le projet pilote Heure juste, pour lequel le GRAME a participé aux dossiers<sup>68</sup> visant à estimer les avantages et inconvénients d'une tarification différenciée dans le temps. En effet, le calibrage des tarifs basé sur la variabilité des coûts moyens hors-pointe et pointe, dont les différences n'étaient pas significatives, n'avait pas permis de lancer un signal de prix suffisamment incitatif pour obtenir des résultats intéressants ;

60. Concernant cette option, le GRAME souhaite aborder certains éléments. La preuve du Distributeur indique que le client ne doit pas avoir mis fin à son abonnement à ce tarif, et cela, au cours de la période d'hiver précédente<sup>69</sup>. À cet égard, le GRAME souhaite que le Distributeur précise si cette clause s'applique en cas de déménagement. De plus, le Distributeur indique qu'il se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements pour cette option, mais ne précise pas les raisons, ni la limite à laquelle il réfère<sup>70</sup>;

---

<sup>67</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, section 4.5.1, page 27

<sup>68</sup> R-3644-2017 (projet pilote) ; R-3677-2008 (projet pilote-suivi) ; R-3740-2010 (projet pilote-résultats)

<sup>69</sup> R-4057-2018, B-0032, HQD-13, doc. 3, Section 10, 2.78 Conditions d'admissibilité, c), page 48

<sup>70</sup> R-4057-2018, B-0032, HQD-13, doc. 3, Section 10, 2.8.2 Limitations, page 50

61. Finalement, concernant la tarification pour les heures critiques, au taux de 50 cent/kWh, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit fournir plus d'informations sur la méthode de détermination de ce tarif ;

***Clientèle aux tarifs M et G9 (B-0030, HQD-13, doc. 1, Section 4.5.2)***

62. Concernant le tarif MPC, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit fournir plus d'information sur la méthode de détermination de choix de tarification à 50 cent/kWh aux heures critiques, et préciser si le tarif est calibré neutre comme pour le tarif DPC et GPC ;

63. Concernant le tarif expérimental de pointe critique pour la clientèle au tarif G9, soit le tarif G9PC, le GRAME est d'avis que le Distributeur doit fournir plus d'informations sur la méthode de détermination du choix de tarification à 50 cent/kWh aux heures critiques, de même que préciser si le tarif est calibré neutre comme pour le tarif DPC et GPC ;

***Évaluation des économies potentielles des clients participants et Opérationnalisation et commercialisation (B-0030, HQD-13, doc. 1, Section 4.6 et 4.7)***

64. Le Distributeur fait état de la nécessité d'ajouter des technologies permettant d'améliorer la réponse des consommateurs au signal de prix<sup>71</sup>. Il ajoute que des modifications au système informatique seront nécessaires pour la programmation des nouvelles options tarifaires et le processus de gestion des événements de pointe critique et de facturation<sup>72</sup>. Le GRAME appuie ces initiatives et recommande à la Régie l'approbation de la demande de budget estimé à 6 \$M ;

**III. Présentation de la preuve et argumentation**

65. Pour la présente cause, le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement, qui possède un baccalauréat en administration des affaires des HEC de même qu'une maîtrise en sciences de l'environnement, ainsi qu'une formation de l'Université de Sherbrooke en vérification environnementale ;

66. Le GRAME compte également sur la collaboration, à titre d'analyste, de madame Mélanie Le Berre qui détient une maîtrise en environnement et développement durable de l'Université de Montréal ;

67. À titre de procureure, le GRAME a retenu les services de Me Prunelle Thibault-Bédard, qui travaillera en collaboration avec Me Geneviève Paquet, selon les disponibilités de cette dernière ;

**IV. Frais, budget prévisionnel et communications**

68. Conformément à l'article 36 de la Loi sur la Régie de l'énergie, le GRAME demande à la Régie que lui soient remboursés les frais encourus pour sa participation à titre d'intervenant à la présente demande ;

69. Conformément aux directives de la Régie de l'énergie émises dans sa décision D-2018-097, le budget de participation du GRAME est déposé en annexe de la présente demande d'intervention ;

---

<sup>71</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, section 4.6, page 30

<sup>72</sup> R-4057-2018, B-0030, HQD-13, doc. 1, section 4.7, page 31

70. Aux fins de communications, le GRAME apprécierait que toute correspondance en rapport avec la présente demande soit acheminée à la procureure soussignée, avec copie au directeur du GRAME, aux coordonnées suivantes :

**Me Prunelle Thibault-Bédard**

2267 rue Aylwin,  
Montréal, H1W 3C7  
Tél. : 514-792-6138  
Adresse électronique : prunelletb@gmail.com

**Monsieur Jonathan Théorêt (directeur)**

Groupe de recherche appliquée en macroécologie  
735, rue Notre-Dame, bureau 202  
Lachine, Québec H8S 2B5  
Tél. : 514-634-7205  
Adresse électronique : jonathantheoret@grame.org

71. Le GRAME soumet que sa participation sera utile et pertinente à l'audience R-4057-2018 ;

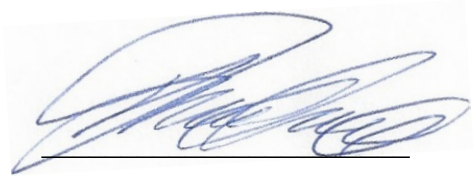
72. La présente demande d'intervention du GRAME est bien fondée en faits et en droit ;

**POUR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE :**

**D'ACCUEILLIR** la présente demande d'intervention ;

**D'ACCORDER** le statut d'intervenant au GRAME pour la demande R-4057-2018.

Le 11 août 2018.



**Prunelle Thibault-Bédard**

**Procureure du Groupe de  
recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME)**