

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2015-179

R-3925-2015

29 octobre 2015

---

**PRÉSENTE :**

Louise Rozon  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale et sur les demandes de paiement de frais**

*Demande relative à l'utilisation de la centrale de  
TransCanada Energy Ltd («TCE») de Bécancour en  
période de pointe*



**Intervenants :**

**Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);**

**Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);**

**Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);**

**Énergie Brookfield Marketing S.E.C. (EBM);**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);**

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

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**Union des consommateurs (UC).**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES DÉCISIONS</b> .....	6
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	7
<b>2. DEMANDE DU DISTRIBUTEUR</b> .....	8
2.1 Contexte de la demande.....	8
2.2 Approvisionnement de la Centrale .....	11
2.3 Coûts de la demande.....	11
2.4 Suspension des livraisons en énergie .....	12
<b>3. RECEVABILITÉ DE LA DEMANDE</b> .....	13
3.1 Position du Distributeur.....	13
3.2 Position des intervenants .....	16
3.3 Opinion de la Régie .....	23
<b>4. BILAN EN PUISSANCE</b> .....	32
4.1 Position du Distributeur.....	32
4.2 Position des intervenants .....	34
4.3 Opinion de la Régie .....	37
<b>5. APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL</b> .....	42
5.1 Position du Distributeur.....	42
5.2 Position des intervenants .....	44
5.3 Opinion de la Régie .....	46
<b>6. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE</b> .....	47
6.1 Position du Distributeur.....	47
6.2 Position des intervenants .....	48
6.3 Opinion de la Régie .....	51

---

<b>7. DEMANDE DE DISPENSE</b> .....	54
7.1 Position du Distributeur.....	54
7.2 Position des intervenants .....	54
7.3 Opinion de la Régie .....	55
<b>8. CONFIDENTIALITÉ</b> .....	55
<b>9. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS</b> .....	57
9.1 Législation et principes applicables.....	57
9.2 Opinion de la Régie .....	57
<b>DISPOSITIF</b> .....	59

**LISTE DES DÉCISIONS**

<b>Décisions</b>	<b>Dossiers</b>
D-2001-110 .....	R-3455-2000
D-2002-17 .....	R-3470-2001 Phase 1
D-2003-159 .....	R-3515-2003
D-2005-138 .....	R-3578-2005
D-2006-27 .....	R-3573-2005
D-2007-134 .....	R-3649-2007
D-2008-015 .....	R-3661-2008
D-2008-062 .....	R-3658-2008
D-2008-076 .....	R-3648-2007 Phase 1
D-2008-114 .....	R-3673-2008
D-2009-125 .....	R-3704-2009
D-2010-099 .....	R-3726-2010
D-2010-109 .....	R-3734-2010
D-2011-110 .....	R-3765-2011
D-2011-162 .....	R-3748-2010
D-2011-193 .....	R-3775-2011
D-2012-118 .....	R-3803-2012
D-2013-129 .....	R-3850-2013
D-2014-086 .....	R-3875-2014
D-2014-174 .....	R-3848-2013
D-2014-205 .....	R-3864-2013
D-2015-100 .....	R-3925-2015
D-2015-117 .....	R-3925-2015

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 6 mai 2015, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver le protocole d'entente (le Protocole d'entente) intervenu le 30 avril 2015 entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd (TCE) visant l'utilisation de la centrale de Bécancour (la Centrale) en période de pointe, de même que l'entente finale à intervenir avec TCE.

[2] Le Distributeur demande également à la Régie d'être dispensé de faire approuver annuellement la suspension des livraisons d'énergie en base provenant de la Centrale.

[3] La demande du Distributeur est soumise en vertu des articles 31 (5<sup>o</sup>) et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi).

[4] Le 26 juin 2015, la Régie rend sa décision D-2015-100. Elle y reconnaît à l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, EBM, la FCEI, le GRAME, le ROEÉ, SÉ-AQLPA et l'UC le statut d'intervenant au dossier.

[5] Le 20 juillet 2015, la Régie rend sa décision D-2015-117 sur les demandes d'ordonnance de l'AHQ-ARQ, de la FCEI, du ROEÉ et de SÉ-AQLPA qui contestent certaines réponses du Distributeur à leurs demandes de renseignements.

[6] Les 27 et 28 juillet 2015, les intervenants déposent leur mémoire. À cette occasion, l'AQCIE-CIFQ met fin à son intervention au dossier<sup>2</sup>. Cet intervenant est d'avis, après avoir pris connaissance de l'ensemble de la preuve du Distributeur, que le Protocole d'entente constitue une solution avantageuse et optimale pour la clientèle et appuie, en conséquence, la demande du Distributeur.

[7] Le 24 août 2015, le Distributeur dépose les ententes finales conclues avec TCE, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. et Gaz Métro GNL, S.E.C., relativement à l'utilisation de la Centrale en période de pointe<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> RLRQ., c. R-6.01.

<sup>2</sup> Pièce C-AQCIE-CIFQ-0005.

<sup>3</sup> Pièces B-0026, B-0027, B-0028 et B-0029.

[8] Le 26 août 2015, le Distributeur dépose la traduction française du Protocole d'entente intervenu avec TCE<sup>4</sup>.

[9] Les 31 août et 1<sup>er</sup> septembre 2015, la Régie tient une audience.

[10] Du 15 septembre au 2 octobre 2015, la Régie reçoit les demandes de paiement de frais des intervenants<sup>5</sup>. Le Distributeur formule ses commentaires à cet égard le 14 octobre 2015<sup>6</sup>. Le 26 octobre 2015, SÉ-AQLPA et le ROEÉ déposent leur réponse à l'égard des commentaires formulés par le Distributeur<sup>7</sup>.

[11] La présente décision porte sur la demande du Distributeur d'utiliser la Centrale en période de pointe hivernale sur une durée de 20 ans, ainsi que sur la recevabilité de cette demande. Elle porte également sur la demande de traitement confidentiel du Distributeur à l'égard de certains documents et sur celle d'être dispensé de faire approuver annuellement la suspension des livraisons d'énergie en base provenant de la Centrale. De plus, la décision dispose des demandes de paiement de frais des intervenants.

[12] La Régie note que la version française de l'entente finale entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la Centrale en période de pointe sera déposée ultérieurement. En conséquence, elle réserve sa décision quant à l'approbation de cette version française. Lors de son dépôt par le Distributeur, la Régie déterminera la procédure à suivre en vue de son approbation.

## **2. DEMANDE DU DISTRIBUTEUR**

### **2.1 CONTEXTE DE LA DEMANDE**

[13] Dans sa décision D-2002-17 portant sur le plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie reconnaissait que l'accroissement de la demande en électricité justifiait le lancement d'un appel d'offres de long terme pour 1 200 MW (A/O 2002-01).

---

<sup>4</sup> Pièce B-0033.

<sup>5</sup> L'AQCIE-CIFQ a déposé sa demande de paiement de frais le 20 août 2015, après le retrait de son intervention.

<sup>6</sup> Pièce B-0042.

<sup>7</sup> Pièces C-ROEÉ-0029 et C-SÉ-AQLPA-0014.



[14] Comme le prévoit la Loi, la Régie a surveillé cet appel d'offres et approuvé, par sa décision D-2003-159, le contrat d'une durée de 20 ans conclu entre le Distributeur et TCE (le Contrat initial). Le Contrat initial, portant sur l'approvisionnement en base de 507 MW et jusqu'à 547 MW de puissance à partir de la Centrale, a été approuvé par la Régie parce qu'il contribuait au plan d'approvisionnement du Distributeur et faisait partie de la combinaison dont le coût était le plus bas. Cependant, compte tenu du contexte de surplus énergétiques, la Centrale n'a été en opération qu'un peu plus d'une année, soit du 17 septembre 2006 au 31 décembre 2007<sup>8</sup>.

[15] Pour l'année 2008, la Régie a approuvé une première entente de suspension des activités de la Centrale, avec option de prolongation de la suspension pour l'année 2009<sup>9</sup>. Le 10 septembre 2008, la Régie approuvait la prolongation de la période de suspension pour l'année 2009<sup>10</sup>.

[16] Par la suite, la Régie a approuvé chacune des demandes de suspension des activités de la Centrale<sup>11</sup>. Comme en témoignent les décisions de la Régie à ce sujet, la suspension s'est toujours avérée la solution la plus économique.

[17] Finalement, le 20 décembre 2013, le Distributeur et TCE amendaient l'entente de suspension de 2009 afin d'accroître le crédit annuel à l'égard de la revente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de bonifier l'avantage économique associé à la suspension annuelle des livraisons de la Centrale. Ces amendements, et la suspension des livraisons jusqu'en 2018, furent approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-086.

[18] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur soumet que l'équilibre offre-demande en puissance est caractérisé à long terme par des besoins croissants et récurrents, notamment liés aux besoins de chauffage en hiver. Toutefois, la capacité totale des moyens actuels d'approvisionnement à la disposition du Distributeur ne sera pas suffisante pour combler ses futurs besoins.

---

<sup>8</sup> Décision D-2009-125, p. 19.

<sup>9</sup> Décision D-2007-134.

<sup>10</sup> Décision D-2008-114.

<sup>11</sup> Décisions D-2009-125, D-2010-109, D-2011-110, D-2012-118, D-2013-129 et D-2014-086.

[19] Afin d'équilibrer le bilan en puissance d'ici 2023, le Distributeur a demandé à la Régie, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, l'autorisation de procéder à un appel d'offres pour acquérir 1 000 MW en puissance. Par sa décision D-2014-205, la Régie a autorisé le Distributeur à lancer un appel d'offres de 500 MW sur une durée de 20 ans, à partir de 2018-2019.

[20] À la suite de cette décision, le Distributeur a lancé un appel d'offres pour l'acquisition, sur une période de 20 ans, de moyens additionnels de fourniture de puissance, pour une quantité totale de 500 MW (appel d'offres A/O 2015-01) et dont les livraisons débuteraient à l'hiver 2018-2019<sup>12</sup>.

[21] Malgré cet appel d'offres, le Distributeur indique qu'une source supplémentaire d'approvisionnement en puissance est nécessaire afin d'équilibrer son bilan à long terme.

[22] Le Distributeur mentionne que dans plusieurs décisions, la Régie l'a invité à trouver des alternatives à la suspension annuelle des livraisons, dont l'utilisation de la Centrale lors des périodes de pointe hivernale. Il soumet deux extraits de ces décisions :

*« [42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE »<sup>13</sup>.*

*« [196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution de la centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. Elle demande donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était conclue »<sup>14</sup>.*

---

<sup>12</sup> Voir le dossier R-3939-2015 à cet égard.

<sup>13</sup> Décision D-2010-109, p. 14.

<sup>14</sup> Décision D-2014-205, p. 48.

[23] C'est ainsi que le Distributeur concluait avec TCE, le 30 avril 2015, le Protocole d'entente afin d'utiliser la Centrale en période de pointe hivernale pendant 20 ans, soit jusqu'au 1<sup>er</sup> décembre 2036. Selon les principales modalités du Protocole d'entente, le Distributeur pourra compter sur des approvisionnements garantis de 570 MW pour son bilan en puissance.

## **2.2 APPROVISIONNEMENT DE LA CENTRALE**

[24] Le Protocole d'entente prévoit que le Distributeur aura la responsabilité d'assurer l'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale jusqu'en 2036.

[25] À la suite de la décision D-2014-086 visant à réduire les coûts de la suspension annuelle des livraisons en base de la Centrale, TCE n'a plus l'obligation de détenir, jusqu'au 31 décembre 2018, la capacité de transport de gaz naturel contractée auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) nécessaire à l'alimentation de la Centrale<sup>15</sup>.

[26] Dans ce contexte, le Distributeur a conclu, le 29 avril 2015, une entente de principe avec Gaz Métro afin d'approvisionner la Centrale en gaz naturel via des unités d'entreposage et de vaporisation de gaz naturel liquéfié (GNL) construites à proximité de la Centrale. Le GNL serait transporté par camion-citerne jusqu'à l'unité d'entreposage, qui aura une capacité suffisante pour alimenter la Centrale durant 100 heures par hiver.

[27] L'entente de principe avec Gaz Métro a une durée de 18 ans, à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2018<sup>16</sup>.

## **2.3 COÛTS DE LA DEMANDE**

[28] Le Distributeur indique que les coûts des ententes avec TCE et Gaz Métro comportent chacun une importante portion fixe afin de limiter les risques liés aux variations de prix.

---

<sup>15</sup> Décision D-2014-086, p. 6 à 10.

<sup>16</sup> Pièce B-0005, p. 5 et 6.

[29] Ces coûts fixes sont associés à la mise à niveau de la Centrale afin qu'elle puisse opérer à pleine capacité en période de pointe hivernale, incluant 100 heures de production de puissance. Ils comprennent également les frais d'amortissement des unités d'entreposage et de vaporisation de Gaz Métro, de même que les frais de liquéfaction du gaz naturel de l'usine de liquéfaction de stockage et de regazéification (LSR) de Gaz Métro<sup>17</sup>.

[30] Ainsi, pour une utilisation de la Centrale durant 100 heures, les coûts annuels fixes sont de 51,55 \$/kW-an (annuité croissante), pour un total actualisé de 389 M\$ (\$2015) sur 20 ans<sup>18</sup>.

[31] Quant à la portion variable des coûts des ententes, elle est principalement liée au prix du GNL et à son transport par camion-citerne<sup>19</sup>. Pour une utilisation de la Centrale durant 100 heures, le Distributeur précise que ces coûts sont évalués à 30 ¢/m<sup>3</sup>.

[32] Pour une utilisation de la Centrale entre 100 et 300 heures, des frais supplémentaires s'appliqueront. Ils sont prévus tant à l'entente avec TCE pour la livraison d'électricité supplémentaire qu'à l'entente de principe avec Gaz Métro pour des approvisionnements additionnels en gaz naturel provenant de son réseau gazier, plutôt que des unités d'entreposage et de vaporisation de GNL que Gaz Métro prévoit construire<sup>20</sup>.

## 2.4 SUSPENSION DES LIVRAISONS EN ÉNERGIE

[33] Le Protocole d'entente comprend également une disposition relative au prolongement de la suspension des livraisons d'énergie en base jusqu'à l'échéance du Contrat initial, soit jusqu'en septembre 2026. Il ne prévoit pas de modification aux coûts de suspension annuelle des livraisons d'énergie prévus au Contrat initial et qui s'élèvent à environ 50 M\$ par année<sup>21</sup>.

---

<sup>17</sup> Pièce B-0005, p. 8 et 9.

<sup>18</sup> Pièce B-0005, p. 13.

<sup>19</sup> Pièce B-0005, p. 10.

<sup>20</sup> Pièce B-0005, p. 7, 8 et 10.

<sup>21</sup> Décision D-2013-129, p. 9. Ce montant n'inclut pas le coût fixe annuel associé à la puissance de la Centrale et prévu au Contrat initial.

[34] Le Distributeur indique qu'il fait toujours face à d'importants surplus en énergie sur la période 2014-2023, présentés dans le cadre du plus récent plan d'approvisionnement<sup>22</sup>.

[35] En conséquence, le Distributeur demande à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension des livraisons d'énergie en base provenant de la Centrale jusqu'à l'échéance du Contrat initial.

[36] Advenant un changement de la situation des surplus d'ici 2026, le Protocole d'entente prévoit que le Distributeur pourra demander à la Régie de faire approuver le redémarrage de la Centrale pour des livraisons en base, en considérant un préavis de trois ans<sup>23</sup>.

### **3. RECEVABILITÉ DE LA DEMANDE**

#### **3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

[37] Le Distributeur rappelle le contexte de sa demande, tel que décrit à la section 2.1 de la présente décision.

[38] Il soumet que dans plusieurs décisions, la Régie l'a invité à trouver des alternatives à la suspension des livraisons de la Centrale en donnant en exemple son utilisation sporadique en hiver<sup>24</sup>.

[39] Le Distributeur affirme que la présente demande de modification de gré à gré du Contrat initial permet de répondre aux préoccupations exprimées à répétition par la Régie.

---

<sup>22</sup> Décision D-2014-205, p. 23.

<sup>23</sup> Pièce B-0033, p. 15.

<sup>24</sup> Décision D-2010-109, p. 14, par. 42 et 43.

[40] Par ailleurs, le Distributeur est d'avis qu'il a le droit de modifier de gré à gré des contrats d'approvisionnement issus de processus d'appels d'offres prescrits par l'article 74.1 de la Loi.

[41] Il soumet qu'un tel droit a été reconnu par la Régie à plusieurs reprises. À cet effet, le Distributeur réfère à la décision D-2008-076 dans laquelle les allégations d'atteinte à l'intégrité du processus d'appel d'offres formulées par certains intervenants ont été écartées par la Régie, sur la base de la théorie des contrats A et B de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Double N Earthmovers Ltd. c. Ville d'Edmonton et Sureway Construction of Alberta Ltd*<sup>25</sup> (ci-après Double N).

[42] Le Distributeur mentionne également que des modifications substantielles à des contrats d'approvisionnement ont été approuvées par la Régie dans le cadre de plusieurs dossiers, dont celui portant sur la demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée<sup>26</sup>. Le Distributeur donne également en exemple les ententes de suspension des livraisons de la Centrale qui ont été approuvées par la Régie.

[43] Par ailleurs, le Distributeur précise que toute modification à un contrat d'approvisionnement doit être soumise pour approbation à la Régie suivant l'article 74.2 de la Loi et des compétences de la Régie en matière de surveillance de ses opérations, tel qu'il appert notamment des extraits suivants de la décision D-2006-27<sup>27</sup> :

*« Il convient ici de rappeler que le pouvoir d'approbation conféré à la Régie par l'article 74.2 de la Loi s'inscrit, à l'instar d'autres pouvoirs (tels que, par exemple, celui d'approuver le plan d'approvisionnement ou celui d'autoriser des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs), dans le contexte plus général de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif [note de bas de page omise].*

[...]

---

<sup>25</sup> [2007] 1 R.C.S. 116.

<sup>26</sup> Décision D-2010-099, p. 12 et 13, par. 49 et 50.

<sup>27</sup> Pages 6 et 7.

*La Régie est d'avis que le Distributeur doit lui soumettre pour approbation préalable toute modification importante à l'Entente (notamment toute modification relative à sa durée, aux produits et obligations, aux prix et aux clauses d'indexation), ainsi que toute renonciation projetée à des éléments importants de l'Entente. Le Distributeur doit par ailleurs l'informer sans délai de toute autre modification ou renonciation de nature mineure.*

*Ces exigences découlent implicitement de l'article 74.2 de la Loi et du contexte plus général de la compétence exclusive de la Régie pour surveiller ses opérations, tel qu'indiqué dans la section 3.1 de la présente décision ».*

[44] Le Distributeur soumet également que la légalité des modifications à des éléments contractuels substantiels a été confirmée par la Régie en révision dans sa décision D-2008-062. Selon lui, la Régie a également reconnu, par sa décision D-2010-099, son droit de se procurer des approvisionnements additionnels découlant des amendements aux conventions d'énergie différée, lesquels constituaient des amendements aux contrats en base et cyclable intervenus entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01. Également, le Distributeur rappelle que sa capacité de se procurer des approvisionnements additionnels par amendement contractuel constituait une question débattue dans le dossier portant sur la demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée.

[45] Selon le Distributeur, l'analyse des principales décisions en la matière démontre qu'il peut procéder à des modifications de ses contrats d'approvisionnement en électricité, incluant leur durée et que la Régie a déjà approuvé des modifications de nature comparable à celles présentées en l'instance.

[46] Le Distributeur soumet que l'équilibre offre-demande et l'impact économique sont les paramètres d'analyse les plus importants au présent dossier afin de déterminer si les modifications proposées doivent être approuvées ou non.

[47] Selon le Distributeur, cette approche est cohérente avec l'économie générale de la Loi qui, en matière d'approvisionnement, consiste à s'assurer de la suffisance des approvisionnements et à favoriser la satisfaction des besoins énergétiques au prix le plus bas.

[48] Finalement, le Distributeur indique que le Protocole d'entente vise à valoriser un actif sous contrat qui est inutilisé depuis 2008. Il soumet que le Protocole d'entente constitue nécessairement un amendement au Contrat initial puisqu'il découle directement des obligations créées par ce dernier. Plus particulièrement, le Distributeur indique que le Protocole d'entente, qui modifie le Contrat initial et les ententes de suspension, lui permet d'utiliser avantageusement la Centrale en période de pointe, selon les modalités qui y sont prévues et pour une période jugée optimale.

### **3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

#### ***EBM***

[49] EBM est d'avis que le service requis en vertu du Protocole d'entente constitue un approvisionnement en électricité qui doit faire l'objet d'un appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi.

[50] L'intervenante indique, à cet égard, qu'il s'agit d'un approvisionnement comparable à ceux qui étaient recherchés dans le cadre du dossier R-3775-2011 portant sur l'entente globale de modulation (l'EGM) et pour lesquels la Régie a statué que la procédure d'appel d'offres s'appliquait<sup>28</sup>. Il s'agit également, selon EBM, du même genre de produit que celui requis dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01<sup>29</sup>.

[51] Quant à l'argument du Distributeur à l'effet qu'il s'agit d'un simple amendement au Contrat initial permettant de passer outre à l'exigence d'un appel d'offres, EBM est d'avis qu'il ne peut être retenu, puisque les modifications recherchées portent sur les modalités essentielles du contrat et en changent complètement la nature. Selon elle, le Protocole d'entente est en fait un nouveau contrat.

---

<sup>28</sup> Décision D-2011-193.

<sup>29</sup> Dossier R-3939-2015.



[52] À cet effet, EBM réfère, entre autres, à l'arrêt de la Cour suprême du Canada *Adricon Ltée c. Ville d'East Angus*<sup>30</sup> (ci-après *Adricon Ltée*) qui indique que la modification recherchée ne doit être qu'accessoire et ne doit pas altérer la nature forfaitaire ou une modalité essentielle du contrat. Autrement, un nouvel appel d'offres doit être lancé.

[53] L'intervenante cite également l'auteur André Langlois qui mentionne que les seules modifications qui peuvent être effectuées à un contrat en cours d'exécution doivent porter sur des éléments accessoires<sup>31</sup>.

[54] EBM mentionne que le fait de permettre aux parties de modifier de gré à gré des aspects essentiels d'un contrat et d'en changer la nature équivaut à mettre de côté le principe même qui sous-tend le processus d'appel d'offres, soit l'équité entre les soumissionnaires.

[55] Selon l'intervenante, les modifications demandées par le Distributeur portent sur des éléments essentiels du Contrat initial, notamment en ce que :

- selon le Contrat initial, la Centrale devait produire un approvisionnement en base d'énergie, alors qu'elle doit maintenant offrir un nouveau service de puissance de pointe d'un maximum de 570 MW avec une contrepartie différente;
- la durée de l'entente est prolongée de 10 ans au-delà du terme initial;
- le Distributeur est désormais responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale et le Protocole d'entente est indissociable des ententes intervenues entre le Distributeur, Gaz Métro et ses filiales, incluant des conditions spécifiques, dont certaines pénalités;
- une modification potentielle de la contrepartie du Distributeur au Producteur, au-delà de 2026, pour une période de 10 ans;
- différentes modifications de la Centrale, dont l'ajout d'un réservoir de GNL.

---

<sup>30</sup> [1978] 1 R.C.S. 1107.

<sup>31</sup> A. Langlois, *Les contrats municipaux par demandes de soumissions*, 3<sup>e</sup> éd., Cowansville, Yvon Blais, 2005, p. 316 à 322.

[56] EBM conclut que la Régie ne peut autoriser le Protocole d'entente étant donné l'obligation de procéder par appel d'offres dans un tel cas.

### ***FCEI***

[57] La FCEI est d'avis que le Protocole d'entente constitue un nouveau contrat d'approvisionnement qui devrait être octroyé à la suite d'un appel d'offres conformément à l'article 74.1 de la Loi.

[58] L'intervenante soumet que des modifications à des modalités essentielles du Contrat initial ont été apportées et que, dans un tel cas, la règle établie par la jurisprudence est à l'effet qu'un nouvel appel d'offres doit être lancé. Elle réfère à ce sujet à différents ouvrages de doctrine et de la jurisprudence<sup>32</sup>.

[59] La FCEI cite notamment certains extraits de l'ouvrage d'André Langlois, selon lesquels une modification portant sur la durée d'un contrat constituerait un changement important à ce dernier<sup>33</sup>.

[60] Selon l'intervenante, les changements qui ont été apportés au Contrat initial, notamment ceux portant sur la durée et le type d'approvisionnement, démontrent qu'il s'agit en réalité d'un nouveau contrat. La demande du Distributeur, incluse au Protocole d'entente, devrait donc être octroyée à la suite d'un appel d'offres.

### ***GRAME***

[61] Le GRAME est d'avis que le Protocole d'entente ne constitue pas un amendement au Contrat initial, mais qu'il constitue plutôt un nouveau contrat. Selon l'intervenant, une analyse du Protocole d'entente et de ses termes le démontre clairement.

---

<sup>32</sup> Pièces C-FCEI-0010 à C-FCEI-0022.

<sup>33</sup> A. Langlois, *Les contrats municipaux par demandes de soumissions*, 3<sup>e</sup> éd., Cowansville, Yvon Blais, 2005, p. 318 et 319.

[62] Le GRAME tire également cette conclusion des réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, selon lesquelles le Protocole d'entente n'a aucun impact sur les coûts annuels de suspension des livraisons en base de la Centrale<sup>34</sup>.

[63] L'intervenant est ainsi d'avis que l'approvisionnement visé par le Protocole d'entente doit faire l'objet d'un appel d'offres conformément à la Loi.

### ***ROÉÉ***

[64] Le ROÉÉ est d'avis que le Protocole d'entente nécessite l'application de la procédure d'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. Il réfère, à cet effet, à la Loi, à certains principes d'interprétation des lois et à l'historique législatif.

[65] Selon l'intervenant, la Régie ne dispose d'aucune discrétion, dans ce cas, pour écarter la procédure d'appel d'offres.

[66] Le ROÉÉ souligne notamment que le régime d'appels d'offres prévu par la Loi s'inscrit dans un contexte de droit public. L'intervenant précise qu'en droit public, le principe est qu'un contrat doit demeurer conforme aux modalités de l'appel d'offres. À cet effet, il indique que la Cour suprême du Canada, dans l'arrêt *Adricon Ltée*, exprime les circonstances exceptionnelles selon lesquelles une modification d'un contrat peut être convenue entre les parties, sans l'application du régime obligatoire d'appel d'offres.

[67] L'intervenant soutient qu'il est clair que le Protocole d'entente porte sur un nouvel approvisionnement nécessitant un appel d'offres. Il souligne à cet égard les aspects du Protocole d'entente portant sur la durée, la nature du service, les coûts, l'alimentation en GNL de la Centrale et la construction de nouveaux équipements requis.

[68] Le ROÉÉ conclut que la demande est irrecevable.

---

<sup>34</sup> Pièce B-0038, p. 11.

## *SÉ-AQLPA*

[69] Selon *SÉ-AQLPA*, l'arrêt Double N de la Cour suprême du Canada dispose de la question de savoir si la tenue d'un nouvel appel d'offres est requise ou non.

[70] Pour l'intervenant, cet arrêt indique qu'une fois le soumissionnaire choisi dans le cadre d'un appel d'offres (ce choix constituant un « contrat A »), les parties jouissent d'une certaine latitude dans la négociation de gré à gré du contrat visant à opérationnaliser ce choix de soumissionnaire (le « contrat B »), ce qui inclut la possibilité de s'écarter du strict respect des conditions du « contrat A ».

[71] *SÉ-AQLPA* soumet cependant que l'arrêt Double N de la Cour suprême du Canada ne guide pas la Régie pour l'aider à déterminer si elle doit ou non approuver ce « contrat B » en vertu de l'article 74.2, al. 2 de la Loi, ni selon quels critères elle doit exercer sa discrétion à ce sujet. En effet, dans cette affaire, le « contrat B » ne requérait aucune approbation supplémentaire par un tribunal de régulation économique, de sorte que cette question n'a aucunement été tranchée par la Cour suprême.

[72] L'intervenant indique que la Régie a d'ailleurs, à de nombreuses reprises, jugé que de nouveaux appels d'offres n'étaient pas requis lorsque le Distributeur et un soumissionnaire s'entendaient de gré à gré pour apporter des modifications importantes à un contrat, notamment dans les cas de la suspension annuelle des livraisons de la Centrale, le report interannuel de l'énergie contractée auprès du Producteur et sa récupération, le changement du lieu d'un parc éolien et le remplacement d'un fournisseur<sup>35</sup>.

[73] En ce qui a trait aux prétentions de certains intervenants à l'effet que le Protocole d'entente serait illégal, car un nouvel appel d'offres préalable aurait été requis, *SÉ-AQLPA* soumet que la question est mal posée. Selon l'intervenant, la question ne consiste pas à se demander si le Protocole d'entente est illégal ou non, car requérant un nouvel appel d'offres (l'arrêt Double N règle la question), mais plutôt de savoir si, dans l'exercice de sa discrétion selon l'article 74.2, al. 2 de la Loi, la Régie devrait ou non refuser d'approuver le Protocole d'entente au motif qu'il s'écarterait trop du Contrat initial ou serait inéquitable, compte tenu du processus établi d'appel d'offres.

---

<sup>35</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 5.

[74] Selon SÉ-AQLPA, la Régie doit avant tout tenir compte du contexte d'ensemble, tant énergétique que législatif, pour déterminer si elle doit accepter et approuver des modifications de gré à gré à un contrat issu d'un appel d'offres conclu entre le Distributeur et un fournisseur.

[75] Un aspect important que l'intervenant retient est la volatilité des prévisions énergétiques sur l'horizon contractuel initial de 20 ans. La Régie, en tant que tribunal spécialisé, sait d'office que les prévisions de la demande, tant en puissance qu'en énergie, sont sujettes à une forte volatilité sur un horizon de 20 ans. Il en résulte qu'il est dans l'intérêt public d'accorder une large flexibilité au Distributeur pour lui permettre de contracter de gré à gré des modifications avec ses fournisseurs existants, de manière à mieux faire coïncider ses approvisionnements avec ses besoins.

[76] Selon SÉ-AQLPA, il n'est pas dans l'intérêt public, par un refus d'approbation selon l'article 74.2, al. 2 de la Loi, de bloquer le Distributeur dans un contrat d'approvisionnement ne répondant plus à ses besoins, s'il lui est possible de négocier de gré à gré un amendement satisfaisant au Contrat initial et répondant à ses besoins énergétiques, tels que mis à jour.

[77] Pour cette raison, l'intervenant recommande à la Régie d'autoriser, selon l'article 74.2, al. 2 de la Loi, la modification contractuelle proposée au présent dossier visant à permettre au Distributeur et à TCE de limiter leur contrat d'approvisionnement existant à un approvisionnement de pointe, selon de nouvelles modalités.

[78] Quant à la prolongation des droits du Distributeur jusqu'en 2036, SÉ-AQLPA est d'avis que cet aspect doit également être approuvé par la Régie. L'intervenant soumet qu'une telle modification est conforme aux pratiques commerciales usuelles selon lesquelles un tel contrat d'approvisionnement est de nature à pouvoir faire l'objet d'une prolongation ou d'un renouvellement de gré à gré, d'autant plus que la Centrale aura été complètement payée par le Distributeur, tout en restant encore pleinement fonctionnelle.

*UC*

[79] L'UC soumet que le présent dossier se distingue de celui qui portait sur l'EGM<sup>36</sup>. Il s'agissait dans ce dernier dossier d'un service qui pouvait être rendu, en théorie, par d'autres fournisseurs qui avaient donc droit à un traitement équitable et impartial.

[80] L'intervenante rappelle le contexte du présent dossier. Elle mentionne que la Régie a demandé à plusieurs reprises au Distributeur de limiter les coûts de la suspension annuelle des livraisons de la Centrale et de trouver une solution pour que le Contrat initial soit plus rentable pour les consommateurs.

[81] L'UC est d'avis que la modification répond à des demandes répétées de la Régie qui impliquaient des variations importantes au Contrat initial. Selon l'intervenante, seule une entente avec TCE pouvait répondre à ces demandes spécifiques.

[82] Par ailleurs, puisqu'aucun autre fournisseur ne peut répondre à cette demande, l'UC est ainsi d'avis que le traitement équitable et impartial des autres fournisseurs n'est pas mis en cause ici.

[83] L'intervenante soumet également que le Protocole d'entente est directement tributaire du Contrat initial. Elle indique à cet égard que, bien qu'il soit décevant que les coûts de suspension prévus au Contrat initial n'aient pas été réduits, les coûts associés au Protocole d'entente sont avantageux parce que les installations sont liées à la desserte du Distributeur par le Contrat initial.

[84] Enfin, l'UC, pour les motifs énoncés par SÉ-AQLPA, considère que la prolongation des droits du Distributeur jusqu'en 2036 est conforme aux pratiques commerciales et ne saurait constituer un nouvel approvisionnement assujéti à un nouvel appel d'offres.

---

<sup>36</sup> Dossier R-3775-2011.

### 3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[85] Pour interpréter les règles applicables en matière d'appel d'offres et déterminer si la demande du Distributeur est recevable, la Régie est d'avis qu'elle doit appliquer les principes modernes d'interprétation des lois, tout en tenant compte du contexte général et exceptionnel entourant la demande du Distributeur.

[86] La Cour suprême du Canada favorise depuis longtemps une méthode d'interprétation téléologique large ou contextuelle. Cette méthode oblige l'interprète à lire les termes d'une loi dans leur contexte global. À cet effet, la Cour suprême du Canada, dans l'arrêt *Bell Express Vu*, précise ce qui suit :

*« Aujourd'hui, il n'y a qu'un seul principe ou solution : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur »<sup>37</sup>.*

[87] Ce principe d'interprétation a également été repris par la Cour suprême du Canada dans les arrêts *Katz*<sup>38</sup>, *Chieu*<sup>39</sup> et *Glykis*<sup>40</sup>.

[88] Par ailleurs, la *Loi d'interprétation*<sup>41</sup> énonce ce qui suit :

*« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.*

*Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.*

---

<sup>37</sup> *Bell Express Vu Limited Partnership c. Rex*, 2002 CSC 42, aux par. 26 à 30.

<sup>38</sup> *Katz Group Canada Inc. c. Ontario*, 2013 CSC 64, arrêt rendu le 22 novembre 2013.

<sup>39</sup> *Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, 2002 CSC 3.

<sup>40</sup> *Glykis c. Hydro-Québec*, 2004 CSC 60, [2004] 3 R.C.S. 285.

<sup>41</sup> RLRQ, c. I-16.

41.1 Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet ».

[nous soulignons]

[89] Au vu de ce qui précède, la Régie procède ci-après à l'examen de la recevabilité de la demande du Distributeur selon la méthode d'interprétation téléologique prescrite par la Cour suprême du Canada et par la *Loi d'interprétation*. L'application de cette méthode permet d'obtenir des résultats conformes aux objectifs poursuivis par la Loi.

[90] La Régie est ainsi d'avis qu'il faut lire les articles 74.1 à 74.3 de la Loi, portant sur les appels d'offres, en tenant compte de l'économie générale de la Loi, c'est-à-dire des dispositions relatives à la mission de la Régie, à son pouvoir de surveillance des opérations des entreprises réglementées et à la fixation des tarifs (articles 5, 31, 49, 52.1 et 72 de la Loi).

[91] Ces articles visent à assurer la suffisance des approvisionnements (équilibre offre-demande, notamment à la pointe), à favoriser la satisfaction des besoins énergétiques au prix le plus bas et à fixer des tarifs justes et raisonnables. Il en ressort que le Distributeur dispose essentiellement de trois moyens pour acquérir un approvisionnement en vue de combler les besoins d'électricité autres que patrimoniale des marchés québécois :

- 1) un processus d'appel d'offres;
- 2) les quelques cas de dispense de procéder par appel d'offres prévus aux articles 74.1, al. 4 et 74.3 de la Loi (contrats de court terme, en cas d'urgence et pour des approvisionnements acquis dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable, dont les modalités ont été approuvées par la Régie);
- 3) une modification à un contrat d'approvisionnement existant issu d'un appel d'offres qui ne nécessite pas de procéder à un nouvel appel d'offres.



[92] Dans le cadre du présent dossier, la Régie doit déterminer si la demande du Distributeur est recevable en application du troisième moyen mis à sa disposition pour combler ses besoins en puissance à la pointe.

[93] Tel que précisé à la section 2.1 de la présente décision, le Distributeur a conclu, le 20 juin 2003, au terme de l'appel d'offres A/O 2002-01, le Contrat initial qui porte sur un approvisionnement de 507 MW d'énergie en base produite à partir de la Centrale. D'une durée de 20 ans, ce contrat vient à échéance en septembre 2026. Les livraisons de la Centrale ont débuté en septembre 2006 et ont été suspendues à compter de 2008. Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur demande essentiellement à la Régie d'approuver le Protocole d'entente visant à limiter l'utilisation de la Centrale à un approvisionnement de pointe hivernale, selon de nouvelles modalités. Il s'agit, selon le Distributeur, d'une modification au Contrat initial.

[94] La question des modifications apportées à un contrat octroyé à la suite d'un appel d'offres a été traitée par la jurisprudence dans le contexte d'appels d'offres tenus par des organismes publics.

[95] Il ressort de cette jurisprudence<sup>42</sup> qu'un contrat peut être modifié lorsque la modification en constitue un simple accessoire et n'en change pas la nature.

[96] Quant à l'application de cette jurisprudence au présent cas, la Régie partage le point de vue de SÉ-AQLPA<sup>43</sup>. En effet, cette jurisprudence ne peut guider la Régie quant aux critères qu'elle doit appliquer en l'instance, puisqu'elle porte sur des modifications à des contrats qui ne requéraient aucune approbation supplémentaire par un tribunal de régulation économique<sup>44</sup>.

[97] À cet égard, la Régie a déjà déterminé que lorsque le Distributeur apporte des modifications de nature mineure à un contrat d'approvisionnement, il doit l'en informer dans les meilleurs délais. Par contre, lorsque des modifications importantes sont

---

<sup>42</sup> *Adricon Ltée c. Ville d'East Angus*, [1978] 1 R.C.S. 1107 et *Double N Earthmovers Ltd. c. Ville d'Edmonton et Sureway Construction of Alberta Ltd*, [2007] 1 R.C.S. 116. Voir également P. Garant, *Droit administratif*, 6<sup>e</sup> éd., Cowansville, Yvon Blais, 2010, p. 392 et A. Langlois, *Les contrats municipaux par demandes de soumissions*, 3<sup>e</sup> éd., Cowansville, Yvon Blais, 2005, p. 319.

<sup>43</sup> Pièce A-0016, p. 103 et 104.

<sup>44</sup> *Ibid.*

apportées, une demande d'approbation doit être déposée à la Régie. Ces exigences découlent notamment de la compétence exclusive générale de la Régie en matière de surveillance des opérations du Distributeur<sup>45</sup> et des dispositions relatives au processus d'appel d'offres<sup>46</sup>. Ces exigences ont été énoncées par la Régie dans sa décision D-2006-27. La Régie se prononçait comme suit à ce sujet :

*« La Régie est d'avis que le Distributeur doit lui soumettre pour approbation préalable toute modification importante à l'Entente (notamment toute modification relative à sa durée, aux produits et obligations, aux prix et aux clauses d'indexation), ainsi que toute renonciation projetée à des éléments importants de l'Entente. Le Distributeur doit par ailleurs l'informer sans délai de toute autre modification ou renonciation de nature mineure.*

*Ces exigences découlent implicitement de l'article 74.2 de la Loi et du contexte plus général de la compétence exclusive de la Régie pour surveiller ses opérations, [...] »*<sup>47</sup>. [nous soulignons]

[98] Tel que le précisent le Distributeur, l'UC et SÉ-AQLPA, la Régie a reconnu à plusieurs reprises le droit du Distributeur de procéder à des amendements de gré à gré de contrats d'approvisionnement en électricité découlant du processus d'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. À titre d'exemple, des modifications importantes ont été approuvées par la Régie aux conventions d'énergie différée<sup>48</sup>, aux contrats en base et cyclable<sup>49</sup>, au contrat d'approvisionnement en électricité intervenu entre Saint-Ulric Saint-Léandre Wind L.P./Éolienne Saint-Ulric Saint-Léandre S.E.C. et le Distributeur<sup>50</sup> et au contrat d'approvisionnement en électricité intervenu entre le Distributeur et Kruger inc<sup>51</sup>.

[99] Toutefois, la demande d'approbation de l'EGM soumise par le Distributeur en vertu de l'article 74.2 de la Loi a été rejetée par la Régie pour le motif que les services qui y étaient visés devaient faire l'objet d'un appel d'offres<sup>52</sup>. Cette entente, négociée avec le

---

<sup>45</sup> Article 31, al. 1, par. 2.1 de la Loi.

<sup>46</sup> Articles 74.1 à 74.3 de la Loi.

<sup>47</sup> Décision D-2006-27, p. 7.

<sup>48</sup> Décision D-2010-099.

<sup>49</sup> Décision D-2008-076.

<sup>50</sup> Décision D-2008-015. Ce contrat d'approvisionnement est issu de l'appel d'offres A/O 2003-02.

<sup>51</sup> Décision D-2005-138. Ce contrat d'approvisionnement est issu de l'appel d'offres A/O 2003-01.

<sup>52</sup> Décisions D-2011-162 et D-2011-193.

Producteur, devait remplacer l'entente d'intégration éolienne mais avait finalement une portée beaucoup plus large. De plus, l'EGM n'était pas tributaire de l'entente d'intégration éolienne. Il s'agissait d'une nouvelle entente. La Régie constate que le contexte général entourant la présente demande du Distributeur est très différent de celui qui prévalait dans le cadre de la demande portant sur l'approbation de l'EGM.

[100] De façon générale, il ressort de la majorité des décisions rendues par la Régie que le Distributeur peut procéder à des modifications de ses contrats d'approvisionnement en électricité issus d'appels d'offres, mais que des modifications importantes doivent faire l'objet d'une approbation par la Régie. Dans le cadre de l'examen d'une telle demande d'approbation, la Régie doit considérer l'équilibre offre-demande et les impacts économiques pour la clientèle.

[101] Par ailleurs, pour que les modifications proposées par le Distributeur puissent être recevables par la Régie sans recourir au processus d'appel d'offres, elles ne doivent pas constituer une entente totalement indépendante du contrat initial, c'est-à-dire une entente qui pourrait exister sans le contrat initial. Dans de telles circonstances, un appel d'offres sera alors requis pour obtenir les approvisionnements en cause. Permettre à la Régie d'examiner des modifications à un contrat d'approvisionnement selon ces balises est cohérent avec l'économie générale et l'objet de la Loi qui consistent, tel que mentionné précédemment, à assurer la suffisance des approvisionnements, à favoriser la satisfaction des besoins énergétiques des Québécois au prix le plus bas et à fixer des tarifs justes et raisonnables. Cette possibilité permet d'atteindre le résultat recherché par le législateur en matière d'approvisionnement et de tarification.

[102] La Régie examine maintenant le contexte entourant la demande du Distributeur et détermine s'il s'agit d'un nouvel approvisionnement qui doit faire l'objet d'un appel d'offres.

[103] Certains intervenants, dont EBM, la FCEI, le GRAME et le ROEE, sont d'avis que la demande du Distributeur constitue un nouvel approvisionnement qui doit faire l'objet d'un appel d'offres.

[104] D'autres intervenants, dont SÉ-AQLPA et l'UC, sont plutôt d'avis que la demande du Distributeur constitue une modification au Contrat initial qui répond aux nombreuses demandes de la Régie et qui ne nécessite pas de recourir au processus d'appel d'offres.

[105] Pour les motifs suivants et en appliquant les critères énoncés précédemment, la Régie juge que la demande du Distributeur est recevable. Elle partage ainsi le point de vue de l'UC, de SÉ-AQLPA et du Distributeur. Elle est d'avis que le Protocole d'entente constitue une modification au Contrat initial qui ne nécessite pas de recourir à un appel d'offres. Il a été négocié avec TCE à la suite de demandes répétées de la Régie, dans un contexte exceptionnel où un actif inutilisé occasionne des coûts importants pour la clientèle depuis plusieurs années, sans apporter de bénéfice à la clientèle.

[106] Dans le cadre de son analyse, la Régie prend en considération l'ensemble des dispositions de la Loi en matière d'approvisionnement et de tarification, tel que démontré précédemment, ainsi que le contexte entourant la demande du Distributeur. Tel que mentionné à la section 2.1 de la présente décision, compte tenu d'importants surplus énergétiques s'échelonnant sur plusieurs années, la Régie a approuvé à maintes reprises la suspension annuelle des activités de la Centrale.

[107] Le contexte actuel de l'équilibre offre-demande caractérisé par des surplus énergétiques et des besoins en puissance additionnelle en pointe ne pouvait être prévu par le Distributeur ni par les intervenants lors du processus d'octroi du Contrat initial. Depuis 2008, la Centrale est inutilisée et n'apporte aucun bénéfice à la clientèle. Elle occasionne plutôt des coûts de plusieurs dizaines de millions de dollars à chaque année. C'est pour ces raisons que la Régie, dans plusieurs décisions<sup>53</sup>, a invité le Distributeur à trouver des alternatives à la suspension pure et simple de la Centrale pour la rendre finalement utile à la clientèle. D'ailleurs, tous les dossiers de suspension ont été traités dans un souci de minimiser les coûts pour la clientèle.

---

<sup>53</sup> Décisions D-2010-109, D-2011-162, D-2012-118, D-2013-129 et D-2014-205.

[108] Voici quelques extraits de ces décisions :

« [42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE »<sup>54</sup>.  
[nous soulignons]

« [39] La Régie, dans sa précédente décision sur la suspension de la production de la centrale de TCE en 2011 [note de bas de page omise], indiquait qu'elle s'attendait à ce que le Distributeur réévalue les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE. La Régie est satisfaite que d'autres avenues soient explorées comme discuté dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, dossier R-3748-2010 »<sup>55</sup>. [nous soulignons]

« [72] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension des activités de production de la Centrale et attend le rapport du Distributeur dans le cadre de l'étude de son plan d'approvisionnement 2014-2023. [...] »<sup>56</sup>.

« [57] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension annuelle des activités de production de la Centrale et demande au Distributeur de présenter un rapport à cet égard dans le cadre du dossier du plan d'approvisionnement 2014-2023 »<sup>57</sup>.

« [196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclu de contribution de la centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. Elle demande donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était conclue »<sup>58</sup>.

[nous soulignons]

---

<sup>54</sup> Décision D-2010-109, p. 14.

<sup>55</sup> Décision D-2011-110, p. 12.

<sup>56</sup> Décision D-2012-118, p. 17.

<sup>57</sup> Décision D-2013-129, p. 15.

<sup>58</sup> Décision D-2014-205, p. 48.

[109] Il ressort de ces décisions que la Régie encourageait le Distributeur à trouver des alternatives à la suspension des livraisons de la Centrale et qu'elle l'invitait, de façon spécifique, à utiliser la Centrale en vue de combler ses besoins en puissance à la pointe.

[110] Lorsque la Régie invitait le Distributeur à trouver des alternatives à l'utilisation de la Centrale, elle l'invitait clairement à modifier le Contrat initial par un amendement conclu de gré à gré avec TCE, dans la perspective que cet amendement serait globalement à l'avantage de la clientèle. D'ailleurs, l'UC reconnaît que la modification apportée au Contrat initial, en y ajoutant une entente relativement à la livraison de puissance en période de pointe, répond aux demandes répétées de la Régie qui impliquaient nécessairement des variations importantes au Contrat initial<sup>59</sup>.

[111] La Régie tient également à souligner que, lors de l'étude du plan d'approvisionnement 2014-2023, elle a pris en considération une contribution potentielle de TCE pour répondre aux besoins en puissance à la pointe du Distributeur, lorsqu'elle a autorisé ce dernier à lancer un appel d'offre de long terme de 500 MW<sup>60</sup>. Toutefois, la Régie tient à préciser qu'elle ne partage pas l'interprétation du Distributeur quant à la valeur de la contribution potentielle de la Centrale au bilan en puissance qu'elle aurait alors considérée. Il ressort de sa décision D-2014-205 que la Régie a considéré une possible contribution de la Centrale de 300 MW à la pointe et non une contribution potentielle de 300 à 500 MW<sup>61</sup>.

[112] C'est ainsi, en réponse aux demandes de la Régie, que le Distributeur a déposé la présente demande visant l'utilisation de la Centrale en période de pointe hivernale.

[113] Par ailleurs, selon la Régie, sur la base de la preuve au dossier, le Protocole d'entente ne pourrait exister sans le Contrat initial, puisqu'il découle directement des obligations qu'il crée. À cet effet, la Régie juge probant le témoignage des représentants du Distributeur à l'effet que les coûts et les diverses conditions prévus au Protocole d'entente ont été négociés en tenant compte des obligations qui découlent du Contrat

---

<sup>59</sup> Pièce C-UC-0008, p. 3 et 4.

<sup>60</sup> Pièce B-0018, p. 5 et pièce B-0038, p. 11 et 12.

<sup>61</sup> Décision D-2014-205, p. 54, tableau 9 et p. 55, par. 223.

initial et du fait que la Centrale est liée à la desserte exclusive du Distributeur, pour plusieurs années encore<sup>62</sup>. En fait, la Régie est d'avis que le Protocole d'entente est clairement une modification au Contrat initial qui ne pourrait avoir une existence autonome. Bien que les coûts de la suspension des livraisons d'énergie en base de la Centrale soient précisés dans le Contrat initial, le Protocole d'entente prévoit le maintien de cette suspension, tout en maintenant la fourniture de puissance en pointe selon de nouvelles conditions. La Régie note d'ailleurs que le Protocole d'entente prévoit que le Distributeur pourra lui demander de faire approuver le redémarrage de la Centrale pour des livraisons d'énergie en base s'il y avait un changement de la situation des surplus énergétiques d'ici 2026.

[114] La Régie note que l'UC est du même avis, en précisant que le Protocole d'entente est tributaire du Contrat initial, compte tenu que les coûts associés au Protocole d'entente ont été convenus en tenant compte du fait que les installations en cause sont liées à la desserte du Distributeur en vertu du Contrat initial<sup>63</sup>.

[115] Compte tenu de l'économie générale de la Loi, du contexte exceptionnel du présent dossier et du fait que l'ensemble de la clientèle paie pour un actif inutilisé depuis plusieurs années, la Régie juge que la durée du Protocole d'entente constitue une modification recevable et qu'elle peut, par conséquent, examiner. À cet effet, la Régie partage les motifs invoqués par SÉ-AQLPA, l'UC et le Distributeur.

**[116] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie est d'avis que la demande du Distributeur constitue une modification au Contrat initial qui ne nécessite pas de recourir au processus d'appel d'offres. Par conséquent, elle juge la demande du Distributeur recevable.**

[117] Dans les sections qui suivent, la Régie détermine, dans un premier temps, si les caractéristiques de l'utilisation de la Centrale en période de pointe hivernale répondent aux besoins en puissance du Distributeur et, dans un deuxième temps, si le Protocole d'entente est avantageux sur le plan économique pour la clientèle. Elle aborde également l'enjeu de l'approvisionnement en gaz naturel.

---

<sup>62</sup> Pièce A-0016, p. 63 à 66.

<sup>63</sup> Pièce C-UC-0008, p. 4.

## 4. BILAN EN PUISSANCE

### 4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

#### *Besoins de long terme en puissance*

[118] Le Distributeur présente sa prévision, mise à jour en novembre 2014, des besoins en puissance pour la période 2015 à 2023.

**TABLEAU 1**  
**BILAN EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR (MW)<sup>64</sup>**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe (Révision de Juin 2015)</b>	<b>38 049</b>	<b>38 498</b>	<b>38 774</b>	<b>39 131</b>	<b>39 447</b>	<b>39 640</b>	<b>39 962</b>	<b>40 288</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 752	4 096	4 314	4 354	4 389	4 410	4 446	4 482
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>- Approvisionnements post-patrimoniaux</b>	<b>3 807</b>	<b>4 179</b>	<b>4 237</b>	<b>4 767</b>	<b>5 067</b>	<b>5 092</b>	<b>5 192</b>	<b>5 192</b>
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992
• Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)				500	500	500	500	500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>550</b>	<b>950</b>	<b>1 400</b>	<b>1 300</b>	<b>1 350</b>	<b>1 500</b>	<b>1 750</b>	<b>2 150</b>
- TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
<b>= Puissance additionnelle requise ajustée</b>	<b>550</b>	<b>950</b>	<b>1 400</b>	<b>800</b>	<b>850</b>	<b>1 000</b>	<b>1 250</b>	<b>1 650</b>

[119] Le Distributeur indique que cette mise à jour du bilan en puissance présente une baisse annuelle des besoins de 400 à 500 MW à compter de l'hiver 2020-2021 par rapport au dernier bilan déposé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023<sup>65</sup>.

[120] Ce constat amène le Distributeur à réduire le niveau de puissance additionnelle requise, reportant ainsi d'environ une année le lancement d'un nouvel appel d'offres de

<sup>64</sup> Pièce B-0014, p. 5.

<sup>65</sup> Pièce B-0014, p. 6.



puissance de long terme initialement prévu pour 2022-2023<sup>66</sup>. Il précise qu'il « *fera état de l'évolution du bilan en puissance et des besoins de procéder au lancement d'un appel d'offres de puissance dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement* »<sup>67</sup>.

[121] Pour répondre aux besoins à la pointe, le Distributeur considère donc qu'il doit acquérir de la puissance additionnelle au cours des prochaines années. À cet effet, il indique que le Protocole d'entente lui permet d'ajouter 570 MW au bilan en puissance, à partir de 2018-2019. Le Protocole d'entente permet également d'ajouter 325 MW pour l'hiver 2016-2017 et 570 MW pour l'hiver 2017-2018, selon certaines conditions.

[122] À cette contribution de la Centrale s'ajoute 500 MW résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01, dont la livraison doit débiter à l'hiver 2018-2019.

[123] Le Distributeur conclut ainsi que le Protocole d'entente répond à ses besoins croissants en puissance sur l'horizon 2016-2017 à 2035-2036<sup>68</sup>.

### ***Contribution des marchés de court terme au bilan en puissance***

[124] En ce qui a trait à la contribution des marchés de court terme au bilan en puissance, le Distributeur confirme qu'elle est de 1 500 MW, soit 1 100 MW en provenance du marché de New York et 400 MW en provenance des autres marchés, incluant celui du Québec. Cependant, il ajoute que l'octroi de contrats au Producteur, dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01, pourrait faire en sorte qu'il devra revoir cette contribution à la baisse, puisque les interconnexions seront davantage utilisées<sup>69</sup>.

[125] Le Distributeur mentionne également :

*« [qu']u cours des dernières années, le Distributeur observe d'ailleurs un resserrement du marché de court terme de la puissance (diminution des quantités disponibles et hausse des prix) et constate qu'il est de plus en plus difficile*

---

<sup>66</sup> *Ibid.*

<sup>67</sup> *Ibid.*

<sup>68</sup> Pièce B-0015, p. 5.

<sup>69</sup> Pièce B-0014, p. 4.

*d'acquérir la puissance requise sur ces marchés. Par exemple, dans le cadre de l'A/O 2014-01, le Distributeur a été en mesure d'engager seulement 50 MW à l'horizon de 2017-2018, compte tenu notamment des volumes déjà engagés sur les marchés externes de la puissance »<sup>70</sup>.*

[126] À l'égard de la récente entente entre Marketing d'énergie HQ inc. (MEHQ) et l'Independent Electricity System Operator (IESO) de l'Ontario, qui garantit au marché du Québec une contribution additionnelle en puissance de 500 MW pour les hivers 2015-2016 et 2016-2017, le Distributeur indique qu'il n'est pas partie prenante à cette entente<sup>71</sup>.

[127] Or, au sujet du marché ontarien, le Distributeur ajoute ceci :

*« Il y a un marché organisé pour de l'énergie, donc il y a une bourse de l'énergie en Ontario où on peut acheter des mégawatts de façon horaire. Évidemment, ces mégawatts-là ne sont pas garantis, c'est vraiment de l'énergie qui est disponible de façon horaire.*

*Mais elle est rappelable en tout temps, donc en tout temps, l'Ontario peut décider de couper les livraisons en exportation pour répondre aux besoins du réseau ontarien. Donc, il n'y a aucune garantie qui est associée à cette énergie-là, mais elle est plutôt livrée en fonction des aléas et des besoins du réseau ontarien. Il n'y a pas de marché de la puissance pour l'Ontario »<sup>72</sup>.*

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[128] L'ACEFQ a réalisé une analyse comparative entre le bilan en puissance initialement déposé au dossier par le Distributeur<sup>73</sup> et celui mis à jour. L'intervenante note les éléments suivants :

- une baisse des besoins de 563 MW à compter de l'hiver 2022-2023;
- une baisse moyenne de la gestion de la demande en puissance;

---

<sup>70</sup> Pièce B-0038, p. 5.

<sup>71</sup> Pièce B-0014, p. 4.

<sup>72</sup> Pièce A-0016, p. 19 et 20.

<sup>73</sup> Pièce B-0005, p. 5.

- la puissance additionnelle requise, avant l'inclusion de la contribution de la Centrale, est égale ou inférieure à 1 500 MW d'ici l'hiver 2020-2021;
- le Distributeur ne tient pas compte d'autres achats potentiels de production éolienne<sup>74</sup>.

[129] Selon l'ACEFQ, « *les quantités de puissance additionnelle requise pourraient être satisfaites par une combinaison de moyens d'approvisionnement avec ou sans la centrale TCE; l'important est de trouver une combinaison qui minimise les risques et les coûts du Distributeur* »<sup>75</sup>.

[130] L'ACEFQ ajoute que les marchés de court terme représentent un moyen envisageable et compétitif pour satisfaire les besoins en puissance du Distributeur, tout en soulignant qu'il est réaliste de considérer un potentiel de 1 500 MW aux fins d'analyse du présent dossier<sup>76</sup>.

[131] L'AHQ-ARQ questionne l'existence d'un véritable besoin additionnel en puissance dès l'hiver 2016-2017, comme le présente le Distributeur. L'intervenant veut également s'assurer que le Distributeur compte sur tous les moyens à sa disposition pour répondre aux besoins, dont le recours aux marchés de court terme<sup>77</sup>.

[132] Tel que mentionné dans le cadre du dossier R-3864-2013 relatif au plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, l'AHQ-ARQ n'est pas convaincu que les contributions en puissance provenant de la Centrale (570 MW) et de l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW) soient nécessaires à court terme. De plus, l'intervenant est d'avis que ces deux dossiers sont dépendants, étant tous deux reliés au bilan en puissance du Distributeur et, en conséquence, qu'ils devraient être traités conjointement par la Régie<sup>78</sup>.

[133] Dans son mémoire, l'AHQ-ARQ présente différents scénarios d'approvisionnement des besoins à la pointe, incluant l'utilisation d'une contribution de 1 500 MW des marchés de court terme, 1 000 MW de retours d'énergie différée et 500 MW résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01. L'intervenant conclut que ces

---

<sup>74</sup> Pièce C-ACEFQ-0007, p. 4 à 6.

<sup>75</sup> Pièce C-ACEFQ-0007, p. 6.

<sup>76</sup> Pièce C-ACEFQ-0007, p. 6 et 7.

<sup>77</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0002, p. 3.

<sup>78</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 7.

contributions permettraient au Distributeur de reporter le besoin d'approvisionnement additionnel en puissance à l'hiver 2021-2022<sup>79</sup>.

[134] L'AHQ-ARQ recommande donc à la Régie de ne pas approuver le Protocole d'entente pour l'instant, tant que des besoins en puissance additionnelle ne se manifesteront pas deux ans à l'avance<sup>80</sup>. L'intervenant recommande également que la Régie demande au Distributeur de toujours inclure à l'avenir la contribution des marchés de court terme dans la présentation de ses bilans de puissance et d'en tenir compte pour calculer les besoins<sup>81</sup>.

[135] L'AQCIE-CIFQ appuie la proposition du Distributeur. L'intervenant considère que le bilan en puissance présenté par le Distributeur sur l'horizon 2014-2023 justifie la contribution de 570 MW de la Centrale qui, par ailleurs, laissera plus de flexibilité au Distributeur quant aux recours aux marchés de court terme, le cas échéant<sup>82</sup>.

[136] Le GRAME est d'avis que la Régie a déjà considéré la possibilité que la Centrale puisse être utilisée pour satisfaire une partie des besoins futurs et additionnels en puissance, en conclusion de l'étude du dernier plan d'approvisionnement du Distributeur<sup>83</sup>.

[137] Néanmoins, à partir des informations mises à jour relativement à la puissance additionnelle requise et déposées au présent dossier, le GRAME estime que la disponibilité des approvisionnements provenant des marchés de court terme permet au Distributeur d'attendre tout au moins jusqu'à l'hiver 2020-2021 avant d'être dans l'obligation de prendre d'autres engagements de long terme<sup>84</sup>.

[138] Afin de faire le meilleur choix d'approvisionnements dans le contexte actuel de la prévision de la demande en puissance du Distributeur, qui présente des signes à la baisse,

---

<sup>79</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 10 à 15.

<sup>80</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 15.

<sup>81</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 14.

<sup>82</sup> Pièce C-AQCIE-CIFQ-0005, p. 2.

<sup>83</sup> Pièce C-GRAME-0006, p. 5.

<sup>84</sup> Pièce C-GRAME-0006, p. 9.

le GRAME considère qu'il faudrait attendre la fin de l'hiver 2017-2018 pour avoir davantage de certitude quant aux hypothèses d'évolution à long terme de la demande en puissance<sup>85</sup>.

[139] Le ROEE soutient qu'Hydro-Québec, incluant le Distributeur, est partie prenante et bénéficiaire à l'entente entre les gouvernements du Québec et de l'Ontario. Selon l'intervenant, l'entente MEHQ sert simplement de mécanisme afin de procurer aux consommateurs québécois les avantages de l'échange saisonnier d'électricité entre les deux provinces<sup>86</sup>.

[140] De plus, l'intervenant considère qu'il y a lieu de nuancer les propos du Distributeur à l'effet que cette entente ne garantit pas une contribution en puissance de 500 MW au-delà de deux années d'application<sup>87</sup>.

[141] À cet égard, l'intervenant affirme que l'Ontario bénéficie actuellement d'une réserve de fonctionnement de 1 418 MW, soit 1,5 fois la taille de la plus importante unité de production de la province<sup>88</sup>. En conséquence, le ROEE demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de corriger son bilan en puissance afin d'y inclure un bloc de 500 MW en provenance de l'Ontario et de le réviser annuellement en fonction de la planification de l'IESO<sup>89</sup>.

### 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[142] La Régie présente le bilan détaillé des besoins en puissance établi à partir de la plus récente prévision de juin 2015 du Distributeur. Ce bilan n'inclut pas la contribution des marchés de court terme.

---

<sup>85</sup> Pièce C-GRAME-0006, p. 10.

<sup>86</sup> Pièce C-ROEE-0010, p. 8.

<sup>87</sup> *Ibid.*

<sup>88</sup> *Ibid.*

<sup>89</sup> Pièce C-ROEE-0010, p. 8 et 9.

**TABLEAU 2**  
**BILAN EN PUISSANCE DU DISTRIBUTEUR – MISE À JOUR (MW)<sup>90</sup>**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe</b> (Révision de Juin 2015)	<b>38 049</b>	<b>38 498</b>	<b>38 774</b>	<b>39 131</b>	<b>39 447</b>	<b>39 640</b>	<b>39 962</b>	<b>40 288</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 752	4 096	4 314	4 354	4 389	4 410	4 446	4 482
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>– Approvisionnements post-patrimoniaux</b>	<b>3 807</b>	<b>4 179</b>	<b>4 237</b>	<b>4 767</b>	<b>5 067</b>	<b>5 092</b>	<b>5 192</b>	<b>5 192</b>
▪ HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992
▪ Biomasse (incluant Tembec)	245	250	349	353	353	353	353	353
▪ Petite hydraulique	64	87	147	147	147	147	147	147
▪ Éolien <sup>(1)</sup>	1 088	1 342	1 491	1 491	1 491	1 491	1 491	1 491
▪ Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450
▪ Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850
▪ Contrats d'interruptible avec Alouette	150	300	300	300	300	300	300	300
▪ Autres interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
▪ Transactions CT signées	500	300	50					
▪ Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)				500	500	500	500	500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>550</b>	<b>950</b>	<b>1 400</b>	<b>1 300</b>	<b>1 350</b>	<b>1 500</b>	<b>1 750</b>	<b>2 150</b>
<b>– TransCanada Energy</b>		<b>325</b>	<b>570</b>	<b>570</b>	<b>570</b>	<b>570</b>	<b>570</b>	<b>570</b>
<b>= Puissance additionnelle requise ajustée</b>	<b>550</b>	<b>950</b>	<b>1 400</b>	<b>800</b>	<b>850</b>	<b>1 000</b>	<b>1 250</b>	<b>1 650</b>

Note 1 : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

### *Besoins de long terme en puissance*

[143] Par rapport à la prévision précédente du Distributeur, la Régie constate une baisse des besoins à la pointe<sup>91</sup> qui varient d'un peu plus de 100 MW pour la période 2019-2020 à plus de 400 MW pour les périodes 2020-2021 et suivantes.

[144] Néanmoins, ce bilan démontre la nécessité pour le Distributeur d'acquérir des approvisionnements additionnels à long terme.

### *Utilisation des contrats en base et cyclable*

[145] La Régie constate une baisse des contributions liées à l'utilisation des contrats en base et cyclable du Distributeur pour la période 2018-2019 à 2020-2021 par rapport à la prévision précédente du Distributeur. À cet égard, ce dernier mentionne que ces contributions sont déterminées sur la base des besoins en énergie et que, compte tenu de

<sup>90</sup> Pièce B-0038, p. 4.

<sup>91</sup> Il s'agit des données situées à la première ligne des bilans respectifs.

la situation actuelle des surplus d'électricité, des rappels d'énergie se traduiraient essentiellement par des volumes additionnels d'électricité patrimoniale inutilisée. Eu égard à la baisse des besoins en puissance constatée depuis le précédent bilan en puissance du Distributeur, une utilisation plus importante des contrats ne serait plus justifiée<sup>92</sup>.

[146] La Régie partage l'avis du Distributeur quant à l'utilisation actuelle des contrats en base et cyclable pour équilibrer le bilan en puissance. La stratégie d'utilisation de ces contrats et des rappels de blocs d'énergie ou de puissance en hiver pourra être revue ultérieurement, au besoin, en fonction de la prévision des besoins en énergie et en puissance.

### *Contribution des marchés de court terme au bilan en puissance*

[147] L'ACEFQ, l'AHQ-ARQ et le GRAME incluent à leurs analyses du bilan en puissance du Distributeur une contribution de 1 500 MW des marchés de court terme. Selon ces intervenants, cette contribution permet de retarder l'acquisition de puissance additionnelle, y compris celle liée à l'utilisation de la Centrale en pointe.

[148] La Régie note que le Distributeur considère que cette quantité est théorique, puisque la récente diminution des quantités disponibles sur les marchés, la hausse des prix au cours de la dernière année ainsi que l'attribution des contrats résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 pourraient faire en sorte de revoir cette quantité à la baisse.

[149] Néanmoins, la Régie constate, aux tableaux 3 et 4 ci-après, que le Distributeur a obtenu des soumissions supérieures à 1 145 MW par mois lors de récents appels d'offres de court terme visant la satisfaction des besoins en puissance des hivers 2014-2015 et 2015-2016.

---

<sup>92</sup> Pièce A-0016, p. 36 et 37.

**TABLEAU 3**  
**RÉSULTAT DES APPELS D'OFFRES DE COURT TERME – HIVER 2014-2015<sup>93</sup>**

	Décembre	Janvier	Février	Mars	Total
Nombre de soumissionnaires	4	4	4	4	4
MW soumis	1 145	1 420	1 545	1 545	5 655
MW retenus	350	750	750	750	2 600
Prix moyen soumis (\$US/kW-mois)	3,85	4,78	4,58	4,05	4,34
Prix moyen retenu (\$US/kW-mois)	4,09	4,60	4,60	3,60	4,24

**TABLEAU 4**  
**RÉSULTAT DES APPELS D'OFFRES DE COURT TERME – HIVER 2015-2016<sup>94</sup>**

	Décembre	Janvier	Février	Mars	Total
Nombre de soumissionnaires	4	4	4	4	4
MW soumis	1 245	1 245	1 245	1 145	4 880
MW retenus	500	500	500	500	2 000
Prix moyen soumis (\$US/kW-mois)	5,65	6,84	6,81	4,59	6,00
Prix moyen retenu (\$US/kW-mois)	6,40	7,47	7,40	5,00	6,56

[150] **La Régie demande au Distributeur d'inclure explicitement à tous ses bilans en puissance la contribution anticipée des marchés de court terme et de détailler les contributions des approvisionnements non patrimoniaux à un niveau comparable à celui présenté au tableau R-1.1 de la pièce B-0038 du présent dossier. Elle rappelle également que cette contribution des marchés de court terme sera examinée dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement<sup>95</sup>.**

[151] Pour ce qui est de l'entente entre MEHQ et l'IESO, la Régie note que l'absence d'un marché de puissance établi en Ontario et de garanties de livraison fait en sorte que le Distributeur n'inclut pas cette contribution à son bilan en puissance.

<sup>93</sup> Pièce B-0040, p. 3.

<sup>94</sup> *Ibid.*

<sup>95</sup> Décision D-2014-205, p. 46.



**[152] Considérant ce qui précède, la Régie ne retient pas la proposition du ROEE d'inclure au bilan en puissance une contribution de 500 MW en provenance de l'Ontario.**

### *Approvisionnements garantis*

[153] Pour assurer l'équilibre du bilan en puissance, le Distributeur considère qu'il doit acquérir des produits dont la livraison est garantie lorsque requise<sup>96</sup>.

[154] De même, pour les capacités maximales d'importations des interconnexions, le Distributeur considère qu'il ne peut inscrire ces volumes au bilan en puissance, tant à des fins de planification que de fiabilité. En effet, « [b]ien que les valeurs maximales des importations puissent atteindre jusqu'à 3 000 MW au cours des périodes de pointe, elles ne sont pas assorties de garantie de livraison. À l'exception des livraisons provenant des installations sous contrat UCAP [...] »<sup>97</sup>.

[155] La Régie comprend des propos du Distributeur qu'il cherche à obtenir des garanties de livraison pour l'ensemble de ses approvisionnements. Toutefois, elle note que, dans les faits, une partie seulement des approvisionnements du Distributeur en hiver est présentement garantie.

[156] Par ailleurs, le Distributeur a déterminé le niveau de réserve requis pour respecter le critère de fiabilité du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), en fonction des besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des ressources déployées. Cette réserve est d'environ 10 % des besoins.

**[157] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui présenter, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, une étude détaillée, incluant une analyse économique, justifiant le besoin de recourir à des approvisionnements en puissance garantis, considérant que le bilan en puissance inclut déjà cette réserve.**

---

<sup>96</sup> Pièce B-0015, p. 6.

<sup>97</sup> Pièce B-0038, p. 6.

### *Nécessité de la contribution de la Centrale en pointe*

[158] **La Régie est d’avis que le bilan en puissance présenté par le Distributeur, incluant les ajustements demandés précédemment, confirme la nécessité de la contribution de 570 MW de la Centrale, sans toutefois présumer de la contribution de 500 MW provenant de l’attribution des contrats découlant de l’appel d’offres de long terme A/O 2015-01, qui est présentement à l’étude dans le dossier R-3939-2015.**

[159] Par ailleurs, la Régie ne partage pas l’avis de certains intervenants quant au traitement du présent dossier et du dossier R-3939-2015. Bien qu’elle constate que les deux dossiers ont le même objectif de comblement des besoins en puissance, elle juge qu’il s’agit de demandes distinctes qui doivent être traitées séparément, en tenant compte de la contribution respective de chacune au bilan en puissance du Distributeur.

## **5. APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL**

### **5.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

[160] L’entente d’approvisionnement en GNL<sup>98</sup>, conclue entre le Distributeur et Gaz Métro GNL, S.E.C., et l’entente d’entreposage et de vaporisation<sup>99</sup>, conclue entre le Distributeur et Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., couvrent l’ensemble de la chaîne d’approvisionnement en GNL de la Centrale. Les termes et les conditions de service sont présentés dans les ententes finales signées le 20 août 2015.

[161] L’entente d’approvisionnement en GNL encadre notamment son prix d’achat, ainsi que ses conditions de livraison par camion-citerne jusqu’à l’unité d’entreposage qui sera située non loin de la Centrale. Par cette entente, Gaz Métro GNL, S.E.C. s’engage à vendre au Distributeur et à livrer au point de livraison, entre le 1<sup>er</sup> avril et le 1<sup>er</sup> décembre de chaque année, une quantité contractuelle annuelle de GNL correspondant à 12 000 000 m<sup>3</sup> gazeux, soit la quantité nécessaire à l’utilisation de la Centrale pour produire de la puissance durant 100 heures à compter du 1<sup>er</sup> décembre<sup>100</sup>.

---

<sup>98</sup> Pièce B-0028.

<sup>99</sup> Pièce B-0027.

<sup>100</sup> Pièce B-0028, p. 6 et 7.

[162] L'entente d'entreposage et de vaporisation de GNL encadre la construction et l'exploitation, par Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C., d'un réservoir de GNL d'un volume utile de 20 000 m<sup>3</sup>, d'une unité de vaporisation de même que des installations connexes sur le site ou à proximité du site de la Centrale. Gaz Métro sera propriétaire de l'ensemble des installations, qui serviront exclusivement au Distributeur jusqu'en 2036<sup>101</sup>.

[163] Le Distributeur soumet qu'il n'a pas à faire approuver les ententes avec Gaz Métro, Gaz Métro GNL, S.E.C. et Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C. Seuls le Protocole d'entente et l'entente finale avec TCE doivent faire l'objet d'une approbation suivant l'article 74.2 de la Loi.

[164] Le Distributeur demande en fait à la Régie d'approuver la demande dans son ensemble<sup>102</sup>.

[165] Par ailleurs, en ce qui a trait à la décision de conclure des ententes avec Gaz Métro et ses filiales pour assurer l'approvisionnement de la Centrale en gaz naturel, le Distributeur indique ce qui suit :

*« Or, premièrement, Hydro-Québec respecte la Loi sur les contrats sur les organismes publics, et je voulais absolument que ça soit clair, et qu'il n'y ait pas d'ambiguïté en ce qui concerne cette question-là; deuxièmement, comme vous pouvez le voir de l'extrait de la politique, elle vise à favoriser de façon générale les modes d'acquisition concurrentiels.*

*Or, qu'est-ce qui est en preuve ici, c'est que le mode d'acquisition concurrentiel n'était pas possible ou, en fait, n'était pas... en fait possible, je pense qu'on pourrait le dire, puisque le seul fournisseur au moment où ont démarré les discussions, en fait plus que ça, le seul fournisseur québécois en mesure d'être au rendez-vous dès l'hiver dix-huit/dix-neuf (2018-2019), c'est Gaz Métro. Donc il y a de très bonnes raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas fait appel à la concurrence sur cette portion-là »<sup>103</sup>.*

---

<sup>101</sup> Pièce B-0027, p. 8 et 9.

<sup>102</sup> Pièce A-0016, p. 95 à 97.

<sup>103</sup> Pièce A-0018, p. 59 et 60.

*« Donc si j'avais à résumer, il n'y a aucune obligation d'aller en appel d'offres, aucune obligation positive, ni de la Loi sur la Régie ni de toute autre loi. Certes, peut-être eût-il été préférable de procéder en appel d'offres; or, c'était impossible à ce moment-là puisqu'il n'y avait aucun joueur qui pouvait être présent pour la date fatidique en deux mille dix-huit (2018). D'où la conclusion d'un contrat de gré à gré, dont la démonstration de l'avantage économique dans le cadre de l'ensemble du dossier est démontrée »<sup>104</sup>.*

[166] Néanmoins, le Distributeur mentionne qu'il pourrait faire appel à d'autres fournisseurs au-delà des 100 premières heures prévues au Protocole d'entente, le cas échéant :

*« Cela étant dit, à la marge, il est certain que si le projet de Stolt se réalise, le Distributeur, s'il a des besoins, pourra faire appel à la concurrence pour, à la marge, des cent (100) premières heures. Donc, ça va de soi que s'il est possible de faire jouer la concurrence à cette étape-là, le Distributeur le fera »<sup>105</sup>.*

## 5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[167] La FCEI estime que l'entente d'approvisionnement en GNL offre une protection insuffisante au Distributeur en cas de défaut de livraison du GNL, alors que les conséquences financières sont limitées pour Gaz Métro<sup>106</sup>. Elle est d'avis que les risques de contraintes de livraison ne peuvent être ignorés par le Distributeur et propose d'en faire une condition nécessaire à l'approbation de l'entente finale.

[168] La FCEI indique également que le Distributeur aurait dû procéder à un appel d'offres pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale. L'intervenante considère que le Distributeur ne pouvait présumer que seule Gaz Métro était en mesure de fournir le service. À cet égard, elle souligne que le projet de l'entreprise Stolt LNGaz<sup>107</sup>, soit la construction d'importantes installations de production et de stockage de GNL à Bécancour d'ici 2018, constitue une option qui peut s'avérer intéressante pour assurer l'approvisionnement en GNL de la Centrale.

---

<sup>104</sup> Pièce A-0018, p. 61.

<sup>105</sup> Pièce A-0018, p. 71 et 72.

<sup>106</sup> Pièce C-FCEI-0008, p. 4 et 5.

<sup>107</sup> Le Nouvelliste, section Économie, 24 août 2015.

[169] SÉ-AQLPA est favorable à ce que la Centrale soit approvisionnée par GNL, mais émet trois réserves<sup>108</sup>. Premièrement, l'intervenant constate qu'il n'y a pas de planification d'ensemble des besoins en GNL sur une période de 20 ans. Deuxièmement, il note que le Distributeur n'a pas considéré d'autres fournisseurs en GNL. Troisièmement, il souligne l'absence d'une option de transfert de propriété des équipements gaziers au terme de l'entente en 2036.

[170] Quant au fait que le Distributeur ait négocié une entente de gré à gré avec Gaz Métro sans considérer d'autres fournisseurs potentiels de GNL, SÉ-AQLPA trouve regrettable que le Distributeur n'ait pas effectué une vérification des coûts des approvisionnements gaziers et des avantages environnementaux offerts par la concurrence<sup>109</sup>.

[171] Selon SÉ-AQLPA, l'entente de principe HQ-Gaz Métro GNL, par laquelle le Distributeur « *approvisionne en gaz son approvisionneur en électricité TCE* » constitue un démembrement du Contrat initial, lequel prévoyait à l'origine que c'était TCE qui obtenait tous les biens et services requis pour produire l'électricité, incluant le gaz naturel.

[172] La dépense d'achat de gaz naturel destiné à l'approvisionneur de la Centrale devrait, d'ailleurs, faire partie de la catégorie budgétaire des « *coûts d'approvisionnement en électricité* » du Distributeur.

[173] Par conséquent, SÉ-AQLPA est d'avis que l'entente de principe HQ-Gaz Métro GNL, S.E.C. devrait faire l'objet d'une approbation selon l'article 74.2, al. 2 de la Loi.

[174] L'UC partage les préoccupations de la FCEI et de SÉ-AQLPA quant à la signature, par le Distributeur, d'un important contrat de long terme pour l'approvisionnement en GNL de la Centrale sans avoir préalablement procédé par appel d'offres<sup>110</sup>. Compte tenu que d'autres projets de GNL sont en développement au Québec, l'intervenante n'est pas convaincue par la réponse du Distributeur à l'effet que Gaz Métro soit le seul fournisseur possible<sup>111</sup>.

---

<sup>108</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 30 à 35.

<sup>109</sup> Pièce A-0016, p. 136 et 137.

<sup>110</sup> Pièce A-0016, p. 204 et 205.

<sup>111</sup> Pièce C-UC-0008, p. 5.

[175] Selon l'UC, le Distributeur devrait procéder par appel d'offres. Elle soumet que le contrat de fourniture de GNL et des équipements requis est un contrat d'approvisionnement pour le Distributeur. Les coûts en seront d'ailleurs comptabilisés aux approvisionnements du Distributeur.

### 5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[176] La Régie constate que la planification de l'approvisionnement de la Centrale en GNL se limite aux 100 premières heures prévues au Protocole d'entente.

[177] Contrairement à ce qu'indique la FCEI, la Régie note que l'entente finale sur l'approvisionnement en GNL établit les indemnités financières ainsi que les mesures opérationnelles prévues pour le Distributeur afin d'encadrer les risques de défaut de livraison de GNL<sup>112</sup>.

[178] Par ailleurs, la Régie constate que Gaz Métro est le seul fournisseur québécois en mesure d'être au rendez-vous, dès l'hiver 2018-2019, pour un approvisionnement ferme et garanti de la Centrale pour 100 heures<sup>113</sup>. Elle note que, le cas échéant, le Distributeur est disposé à faire appel à d'autres fournisseurs au-delà des 100 premières heures prévues au Protocole d'entente.

**[179] La Régie demande au Distributeur, pour le bénéfice de sa clientèle, de faire appel à la concurrence pour des besoins en approvisionnements gaziers au-delà des 100 premières heures d'utilisation de la Centrale, le cas échéant, et de lui présenter un bilan à cet égard dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.**

**[180] Finalement, pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie est d'avis qu'elle n'a pas à approuver de façon spécifique les ententes conclues avec Gaz Métro, Gaz Métro GNL, S.E.C. et Gaz Métro Solutions Énergie, S.E.C.**

---

<sup>112</sup> Pièce B-0028.

<sup>113</sup> Pièce A-0018, p. 59 et 60.

## 6. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE

### 6.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[181] Le Distributeur indique que le coût de 51,55 \$/kW-an, qui permet d'obtenir pendant 20 ans des livraisons garanties de 570 MW durant 100 heures par année, est de beaucoup inférieur, d'une part, au coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins en pointe et, d'autre part, au coût pondéré des contrats retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01<sup>114</sup>.

[182] En effet, le Distributeur évaluait que le coût d'un nouvel équipement de production en pointe, alimenté par des turbines à gaz, se situait entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an. Cependant, à la suite d'un récent balisage qu'il a commandé à la firme Merrimack Energy Group Inc. dans le cadre du dossier R-3939-2015 relatif à l'appel d'offres A/O 2015-01, le coût pour ce type d'équipement se situerait plutôt entre 114 \$/kW-an à 149 \$/kW-an<sup>115</sup>.

[183] Le Distributeur compare également, au tableau 5 ci-après, les coûts de l'appel d'offres A/O 2015-01 à ceux du Protocole d'entente, puisqu'il considère que « *ces deux produits sont, à toutes fins pratiques, équivalents* »<sup>116</sup>. Il précise ainsi que les coûts des contrats retenus dans le cadre de l'appel d'offres varient de 60 \$/kW-an à 127 \$/kW-an et sont tous les trois supérieurs à ceux du Protocole d'entente.

**TABLEAU 5**

**COÛTS DES CONTRATS RETENUS DANS LE CADRE DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01**<sup>117</sup>

<b>Contrat</b>	<b>Puissance (MW)</b>	<b>Coût (\$2015/kW-an)</b>
<b>Système de puissance HQP-1</b>	<b>100</b>	<b>60</b>
<b>Système de puissance HQP-2</b>	<b>200</b>	<b>105</b>
<b>Système de puissance HQP-3</b>	<b>200</b>	<b>126,6</b>

<sup>114</sup> Pièce B-0014, p. 12.

<sup>115</sup> Pièce B-0038, p. 8.

<sup>116</sup> Pièce B-0038, p. 9.

<sup>117</sup> Pièce B-0038, p. 9.

[184] En ce qui a trait au coût variable de 30 ¢/m<sup>3</sup> pour l'approvisionnement en GNL de la Centrale pour 100 heures d'utilisation, le Distributeur indique qu'il est de beaucoup inférieur au prix moyen payé pour du gaz naturel de réseau en période de pointe lors des deux derniers hivers<sup>118</sup>, lequel était supérieur à 46 ¢/m<sup>3</sup>.

[185] Le Distributeur ajoute que les approvisionnements en gaz naturel de réseau plutôt qu'en GNL stocké dans une unité d'entreposage seraient disponibles à des prix nettement plus élevés, puisqu'ils seraient acquis en période de forte demande durant les heures de pointe d'hiver.

[186] Ainsi, pour le Distributeur, le Protocole d'entente présente des coûts qui sont avantageux par rapport aux autres options à déployer pour satisfaire à long terme des besoins en puissance à la pointe.

[187] Quant à l'utilisation de la Centrale au-delà de 100 heures, le Distributeur mentionne qu'il évaluera ses choix « *considérant les prix de marché de la molécule et du transport de gaz naturel, de même que le coût des approvisionnements alternatifs à sa disposition, notamment l'option d'électricité interruptible, les 500 MW acquis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01, le contrat cyclable de 250 MW et les achats d'énergie sur les marchés de court terme* »<sup>119</sup>.

## 6.2 POSITION DES INTERVENANTS

[188] L'ACEFQ est d'avis que l'achat de puissance sur les marchés de court terme pourrait être considéré comme une option valable pour satisfaire les besoins du Distributeur à la pointe au cours des prochaines années.

[189] D'une part, l'intervenante indique que les achats de court terme permettraient au Distributeur de se procurer de la puissance sur une base flexible, en fonction de l'évolution de la demande. Des achats de court terme permettraient donc au Distributeur d'éviter d'avoir à payer des coûts fixes pour satisfaire des besoins de long terme en

---

<sup>118</sup> Pièce B-0005, p. 10.

<sup>119</sup> Pièce B-0014, p. 10.



puissance qui pourraient s'avérer inférieurs à ceux prévus actuellement sur une période de 20 ans<sup>120</sup>.

[190] D'autre part, l'ACEFQ note que les prix mensuels payés au cours des trois derniers hivers par le Distributeur sur les marchés de court terme sont relativement faibles, atteignant 4,6 \$US/kW-mois en janvier 2015. À cet égard, elle souligne que le Distributeur évalue lui-même que le coût d'acquisition de puissance sur les marchés de court terme sera de 20 \$/kW-hiver (\$2015) au cours des prochaines années<sup>121</sup>.

[191] L'ACEFQ considère néanmoins que l'autre option au Protocole d'entente que représentent les achats de court terme présente certains désavantages par rapport à l'utilisation de la Centrale pour répondre à long terme à la demande en puissance à la pointe, notamment du fait que la disponibilité de ces achats n'est pas garantie et que leurs coûts peuvent fluctuer significativement d'un mois à l'autre, voire d'une heure à l'autre<sup>122</sup>.

[192] L'AHQ-ARQ est ouvert à une certaine utilisation de la Centrale pour satisfaire les besoins en puissance, mais n'est pas convaincu que la solution présentée par le Distributeur est optimale au plan économique. En effet, l'intervenant souligne qu'il n'existe aucune analyse économique complète démontrant que l'utilisation de la Centrale prévue au Protocole d'entente représente le meilleur moyen d'approvisionnement à la pointe, par rapport à tous les autres moyens à la disposition du Distributeur, dont les achats de puissance sur les marchés de court terme et une utilisation limitée en base de la Centrale<sup>123</sup>.

[193] Par ailleurs, l'AHQ-ARQ « *est d'avis qu'il ne suffit pas de comparer les coûts unitaires de deux moyens [d'approvisionnement] pour démontrer la supériorité de l'un d'entre eux* »<sup>124</sup>. L'intervenant fait ainsi référence à la conclusion que tire le Distributeur lorsqu'il compare le coût de 51,55 \$/kW-an associé au Protocole d'entente au coût pondéré de 106 \$/kW-an des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2015-01. Pour l'AHQ-ARQ, les caractéristiques de l'entente avec TCE sont significativement différentes de celles des produits de l'appel d'offres, tel que démontré au tableau suivant :

---

<sup>120</sup> Pièce C-ACEFQ-0010, p. 2.

<sup>121</sup> Pièce C-ACEFQ-0007, p. 9.

<sup>122</sup> Pièce C-ACEFQ-0010, p. 5.

<sup>123</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 20 et 21 et pièce A-0016, p. 172 à 176.

<sup>124</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 17.

**TABLEAU 6**  
**COMPARAISON ENTRE LES CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC TCE**  
**ET CELLES DES PRODUITS DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01**<sup>125</sup>

Caractéristique	TCE	A/O 2015-01
<b>Puissance (MW)</b>	<b>570 (547 à 620)</b>	<b>500</b>
<b>Préavis (heures)</b>	<b>12</b>	<b>4</b>
<b>Nombre d'heures garanties</b>	<b>300</b>	<b>351</b>
<b>Nombre minimal d'heures par appel</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
<b>Nombre maximal d'appels par jour</b>	<b>2</b>	<b>aucun</b>

[194] Selon l'AQCIE-CIFQ, la proposition du Distributeur offre les meilleures conditions économiques pour l'addition de puissance à son bilan. L'intervenant s'en remet cependant à la Régie pour valider les informations confidentielles prévues aux contrats avec TCE et Gaz Métro. De plus, l'intervenant précise que la proposition de GNL est la plus avantageuse, considérant les coûts très élevés des réservations de transport en période de pointe hivernale.

[195] La FCEI tient des propos similaires à ceux de l'AHQ-ARQ. En effet, l'intervenante ne s'oppose pas à l'utilisation de la Centrale en période de pointe. Néanmoins, elle souligne que le Distributeur n'a pas démontré si l'utilisation, telle que prévue au Protocole d'entente, est plus avantageuse au plan économique que d'autres modes d'utilisation de la Centrale, comme son utilisation en base durant une portion de l'hiver.

[196] Pour la FCEI, « [u]ne utilisation [en base] en hiver aurait certes impliqué des coûts de transport de gaz naturel importants, mais n'implique pas d'investissement additionnel, ni à l'usine de TCE, ni dans des actifs d'entreposage de GNL »<sup>126</sup>.

[197] Le GRAME mentionne que plusieurs décisions rendues par la Régie ces dernières années démontrent une préoccupation récurrente quant aux coûts annuels de suspension des livraisons en base de la Centrale et leur impact sur les tarifs du Distributeur. L'intervenant est ainsi d'avis que la Régie est à la recherche d'une solution pour réduire les coûts de suspension des livraisons d'énergie de la Centrale, en permettant au

<sup>125</sup> Pièce B-0038, p. 9.

<sup>126</sup> Pièce C-FCEI-0008, p. 3.

Distributeur d'utiliser, selon les termes du Contrat initial, une partie de la capacité de la Centrale afin de satisfaire les besoins en puissance à la pointe hivernale<sup>127</sup>.

[198] Quant au Protocole d'entente et aux coûts qui s'y rattachent, le GRAME considère que « *la Régie devrait donc s'assurer qu'il s'agit dans les faits d'une alternative raisonnable à la suspension complète de la centrale, et que les coûts assumés par les consommateurs pour la suspension de l'entente en seront réduits* »<sup>128</sup>.

[199] SÉ-AQLPA note que le coût fixe de 51,55 \$/kW-an associé à un approvisionnement de 570 MW à long terme, tel que convenu au Protocole d'entente, est beaucoup plus faible, d'une part, que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins en pointe et, d'autre part, que le coût pondéré des contrats retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01<sup>129</sup>. Pour l'intervenant, « *l'utilisation de l'entente HQ-TCE en période de pointe est donc très économique par rapport aux coûts fixes d'un appel d'offres de long terme* »<sup>130</sup>.

[200] L'UC convient que le coût fixe de 51,55 \$/kW-an est avantageux comparativement à celui associé à un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins en pointe ou au coût pondéré des contrats retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01<sup>131</sup>.

[201] L'UC propose que la Régie exige du Distributeur, lors de la reconnaissance des coûts des approvisionnements en GNL aux revenus requis, de démontrer que l'entente avec Gaz Métro représente toujours la solution optimale pour alimenter la Centrale.

### 6.3 OPINION DE LA RÉGIE

[202] La Régie note que l'AQCIE-CIFQ, SÉ-AQLPA et l'UC jugent que, globalement, le Protocole d'entente est avantageux sur le plan économique pour la clientèle, malgré le fait que les coûts liés à la suspension des livraisons d'énergie en base de la Centrale ne soient pas réduits.

---

<sup>127</sup> Pièce C-GRAME-0006, p. 16.

<sup>128</sup> Pièce C-GRAME-0009, p. 4.

<sup>129</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 12.

<sup>130</sup> Pièce A-0016, p. 115.

<sup>131</sup> Pièce C-UC-0006, p. 14 et 15.

[203] Par contre, la Régie note que certains intervenants considèrent que le Protocole d'entente n'est pas avantageux, compte tenu que l'achat de puissance sur les marchés de court terme représente une option plus économique à l'utilisation de la Centrale en pointe.

[204] Le tableau ci-après présente les prix de la puissance payés par le Distributeur lors des trois derniers hivers, dans le cadre d'appels d'offres de court terme, ainsi que les quantités achetées.

**TABLEAU 7**  
**RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES DE COURT TERME**  
**POUR LES TROIS DERNIERS HIVERS<sup>132</sup>**

	2012-2013			2013-2014			2014-2015		
	\$US / kW-mois	MW	M\$	\$US / kW-mois	MW	M\$	\$US / kW-mois	MW	M\$
Décembre	n/d	n/d	n/d	0,00	0,0	0,0	4,10	350,0	1,4
Janvier	2,32	125,0	0,3	5,10	800,0	4,1	4,60	750,0	3,5
Février	2,17	125,0	0,3	5,10	800,0	4,1	4,60	750,0	3,5
Mars	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	3,60	750,0	2,7
<b>TOTAL</b>	<b>4,49</b>	<b>250,0</b>	<b>0,6</b>	<b>10,20</b>	<b>1 600,0</b>	<b>8,2</b>	<b>16,90</b>	<b>2 600,0</b>	<b>11,0</b>

[205] La Régie constate que le coût fixe inclus au Protocole d'entente est plus élevé que les prix payés par le Distributeur lors des trois derniers hivers pour de la puissance achetée par l'entremise d'appels d'offres de court terme. En effet, le prix saisonnier le plus élevé payé par le Distributeur était de 21,86 \$/kW-hiver<sup>133</sup> lors de l'hiver 2014-2015, alors que les températures enregistrées étaient des plus froides.

[206] Néanmoins, la Régie constate, tel qu'indiqué précédemment, que le bilan en puissance présenté par le Distributeur confirme la nécessité d'acquérir des approvisionnements additionnels de manière récurrente et sur un horizon de long terme. Le Protocole d'entente permet de garantir des livraisons de puissance pendant 20 ans, à hauteur de 570 MW, à un coût fixe inférieur à celui d'autres moyens d'approvisionnement de long terme.

<sup>132</sup> Pièce B-0014, p. 11.

<sup>133</sup> 16,90 \$US/kW-hiver convertis en dollars canadiens. Taux de change nominal de la Banque du Canada du 16 octobre 2015 à midi de 1,2933.

[207] Considérant que le Distributeur doit répondre à une croissance soutenue des besoins à la pointe en hiver au cours des prochaines années, la Régie évalue qu'il ne peut combler les besoins en puissance additionnelle requise uniquement par des achats de puissance sur les marchés de court terme. Ces achats sont plutôt complémentaires à des approvisionnements de long terme, afin de palier les variations imprévues et les aléas à court terme de la demande.

[208] Pour déterminer si le Protocole d'entente est globalement avantageux pour la clientèle sur le plan économique, il faut comparer son coût à celui d'un approvisionnement en puissance de long terme. Sur un horizon de long terme, la Régie considère que le coût fixe de 51,55 \$/kW-an prévu au Protocole d'entente est inférieur, d'une part, à celui d'un nouvel équipement de production d'électricité pour répondre à des besoins de pointe et, d'autre part, au coût pondéré des projets retenus dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01.

[209] En outre, la Régie partage le point de vue de l'AQCIE-CIFQ, de SÉ-AQLPA, de l'UC et du Distributeur à l'effet que, globalement, le Protocole d'entente est avantageux pour la clientèle, malgré le fait que les coûts de suspension ne sont pas réduits. Il permet au Distributeur d'acquérir de la puissance à la pointe hivernale, à un coût nettement avantageux.

[210] Par ailleurs, la Régie juge qu'il en est de même pour le coût associé au GNL et à son transport par camion-citerne, puisqu'il est inférieur à celui qu'aurait à payer le Distributeur s'il devait se procurer du gaz naturel de réseau nécessitant une réservation ferme de capacité de transport via le réseau de TCPL, durant 100 heures de très forte demande hivernale<sup>134</sup>.

**[211] Considérant que la demande du Distributeur répond à ses besoins en puissance en période de pointe à long terme et qu'elle est avantageuse sur le plan économique pour la clientèle pour toute la durée prévue, la Régie approuve, dans ses versions française et anglaise, le Protocole d'entente et, dans sa version anglaise, l'entente finale entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la Centrale en période de pointe. Tel que mentionné précédemment, la Régie réserve sa décision sur la version française de l'entente finale qui sera déposée ultérieurement par le Distributeur.**

---

<sup>134</sup> Pièce B-0014, p. 8.

[212] **Finalement, la Régie demande au Distributeur de présenter ses prévisions de l'utilisation de la Centrale (mois d'hiver, nombre d'heures, MW, etc.), d'une part, sur une base annuelle à chacun des dossiers tarifaires et, d'autre part, sur une base de long terme à chacun des plans d'approvisionnement. Elle demande également au Distributeur de préciser les sources d'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale de même que les quantités et les coûts associés.**

## **7. DEMANDE DE DISPENSE**

### **7.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

[213] Le Distributeur indique que, selon ses plus récentes prévisions des besoins en énergie, les livraisons d'électricité en base de la Centrale ne devraient plus être requises avant l'échéance du Contrat initial en 2026<sup>135</sup>.

[214] Dans ce contexte, le Distributeur demande à la Régie de le dispenser de faire approuver à chaque année la suspension des livraisons en base de la Centrale.

[215] Par ailleurs, il est prévu au Protocole d'entente que si l'équilibre offre-demande changeait et que la situation actuelle des importants surplus en énergie devait se résorber, le Distributeur pourrait à nouveau utiliser la Centrale en base, selon les modalités prévues au Contrat initial, avec un préavis de trois ans<sup>136</sup>. Le cas échéant, le Distributeur aurait à faire approuver ce redémarrage en base de la Centrale par la Régie.

### **7.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[216] L'ACEFQ s'oppose à la demande de dispense du Distributeur, soulignant que les besoins en énergie de ce dernier peuvent être sujets à d'importants aléas d'une année à l'autre, requérant ainsi l'utilisation en base de la Centrale plus rapidement que prévu<sup>137</sup>.

---

<sup>135</sup> Pièce B-0005, p. 8.

<sup>136</sup> Pièce B-0033, p. 15.

<sup>137</sup> Pièce C-ACEFQ-0007, p. 26.

[217] L'AHQ-ARQ et EBM s'opposent également à la demande de dispense du Distributeur, compte tenu notamment qu'aucune preuve ne démontre que l'utilisation de la Centrale en base ne serait pas requise sur un horizon de long terme<sup>138</sup>.

[218] Quant au GRAME, il ne s'objecte pas à la demande de dispense du Distributeur, à condition que le Protocole d'entente ait été reconnu par la Régie comme étant un amendement au Contrat initial<sup>139</sup>.

### 7.3 OPINION DE LA RÉGIE

[219] **La Régie accepte la demande du Distributeur de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension des livraisons d'énergie en base de la Centrale, puisque ses besoins à long terme sont en puissance et non en énergie.**

[220] **Néanmoins, puisque des besoins en base pourraient se manifester d'ici quelques années, la Régie demande au Distributeur de considérer l'utilisation de la Centrale en base, puisqu'elle a été conçue initialement pour répondre à de tels besoins.** D'ailleurs, la Régie note que le Protocole d'entente prévoit que le Distributeur pourra lui demander de faire approuver le redémarrage de la Centrale pour des livraisons d'énergie en base jusqu'à l'échéance du Contrat initial.

## 8. CONFIDENTIALITÉ

[221] Le Distributeur a déposé, sous pli confidentiel, la version intégrale des pièces B-0005, B-0006, B-0007 et B-0033, soit les versions non caviardées de sa demande, du Protocole d'entente avec TCE et de l'entente avec Gaz Métro GNL, S.E.C.

[222] Il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, pour une durée indéterminée, à l'égard des informations confidentielles contenues à ces pièces.

---

<sup>138</sup> Pièce C-AHQ-ARQ-0007, p. 22 et pièce C-EBM-0007, p. 3.

<sup>139</sup> Pièce C-GRAME-0006, p. 24.

[223] Un affidavit de monsieur David Vincent, Affaires et énergies renouvelables chez Gaz Métro<sup>140</sup>, et un affidavit de monsieur Craig Martin de TCE<sup>141</sup> ont été déposés par le Distributeur au soutien de sa demande.

[224] Le Distributeur a également déposé, sous pli confidentiel, la version intégrale des pièces B-0026, B-0027 et B-0028, soit les versions non caviardées des ententes finales relatives à l'utilisation de la Centrale en période de pointe hivernale.

[225] Il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, pour une durée indéterminée, à l'égard des informations confidentielles contenues à ces pièces.

[226] Deux affidavits additionnels de messieurs David Vincent et Craig Martin ont été déposés par le Distributeur au soutien de cette demande<sup>142</sup>.

[227] Finalement, le Distributeur a déposé, sous pli confidentiel, la version intégrale de la pièce B-0014, soit la version non caviardée de ses réponses aux questions 4.1 et 5.3 de la demande de renseignements n°1 de la Régie.

[228] Il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, pour une durée indéterminée, à l'égard des informations confidentielles contenues à ses réponses aux questions 4.1 et 5.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, que l'on retrouve à la pièce B-0014.

**[229] Pour les motifs invoqués aux affidavits produits, la Régie accueille les demandes du Distributeur pour le traitement confidentiel des renseignements contenus aux pièces mentionnées à la présente section de la décision.**

---

<sup>140</sup> Pièce B-0003.

<sup>141</sup> Pièce B-0004.

<sup>142</sup> Pièces B-0034 et B-0035.



## 9. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS

### 9.1 LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES

[230] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de verser des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[231] *Le Guide de paiement des frais 2012* (le Guide) ainsi que le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>143</sup> (le Règlement) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[232] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide. Enfin, elle prend en considération le respect, par les intervenants, des commentaires formulés à l'égard des demandes d'intervention dans sa décision procédurale D-2015-100<sup>144</sup>.

[233] En effet, la Régie demandait aux intervenants, dans cette décision, d'ajuster leur intervention et leur budget de participation en fonction, d'une part, du cadre d'analyse qu'elle avait défini et, d'autre part, de l'enveloppe globale de frais de 10 000 \$, taxes en sus, par intervenant, mentionnée à l'avis aux personnes intéressées<sup>145</sup>.

### 9.2 OPINION DE LA RÉGIE

**[234] La Régie juge que la participation de l'ACEFQ, de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, d'EBM, de la FCEI, du GRAME, du ROEÉ, de SÉ-AQLPA et de l'UC a été utile à ses délibérations.**

---

<sup>143</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.

<sup>144</sup> Pages 5 à 7.

<sup>145</sup> Pièce A-0003.

[235] La Régie note cependant que certains intervenants ont dépassé le budget maximal autorisé.

[236] Dans l'avis aux personnes intéressées, la Régie fixait le budget maximal à 10 000 \$, plus taxes, par intervenant pour l'étude du présent dossier. À la suite de cet avis, certains intervenants lui ont demandé de revoir le budget puisqu'ils prévoyaient encourir des dépenses plus élevées. En réponse à ces demandes, la Régie, dans sa décision D-2015-100, a demandé aux intervenants d'ajuster leur intervention en fonction de l'enveloppe globale de frais fixée à 10 000 \$, plus taxes.

[237] Dans ce contexte et à la lumière des justifications fournies, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'accorder de frais supplémentaires au budget qu'elle a autorisé.

[238] Le tableau suivant fait état des frais réclamés et des frais octroyés pour chacun des intervenants :

<b>TABLEAU 8</b>		
<b>FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS</b>		
<b>(taxes incluses)</b>		
<b>Intervenants</b>	<b>Frais réclamés (\$)</b>	<b>Frais octroyés (\$)</b>
ACEFQ	12 020,69	10 591,20
AHQ-ARQ	10 382,40	10 000,00
AQCIE-CIFQ	6 002,33	6 002,33
EBM	8 095,80	8 095,80
FCEI	15 519,50	11 497,50
GRAME	10 689,71	10 689,71
ROÉÉ	13 900,49	11 468,55
SÉ-AQLPA	19 775,68	11 497,50
UC	10 368,88	10 237,54
<b>TOTAL</b>	<b>106 755,48</b>	<b>90 080,13</b>

[239] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** la demande du Distributeur;

**APPROUVE**, dans ses versions française et anglaise, le Protocole d'entente intervenu le 30 avril 2015 entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la centrale de Bécancour en période de pointe, déposé sous les cotes B-0006 et B-0033;

**APPROUVE**, dans sa version anglaise, l'entente finale entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la centrale de Bécancour en période de pointe, déposée sous la cote B-0026;

**RÉSERVE** sa décision sur la version française de l'entente finale entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la centrale de Bécancour en période de pointe, laquelle sera déposée ultérieurement par le Distributeur;

**DISPENSE** le Distributeur de faire approuver annuellement la suspension des livraisons d'énergie en base de la centrale de Bécancour;

**INTERDIT**, pour une durée indéterminée, la divulgation, la publication ou la diffusion de la version intégrale des pièces B-0005, B-0006, B-0007, B-0026, B-0027, B-0028 et B-0033 et des réponses 4.1 et 5.3 du Distributeur à la demande de renseignements n°1 de la Régie, que l'on retrouve à la pièce B-0014;

**ORDONNE** au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés au tableau 8 de la présente décision;

**ORDONNE** au Distributeur de se conformer aux autres conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Louise Rozon  
Régisseur

**Représentants :**

**Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFO) représentée par M<sup>c</sup> Denis Falardeau;**

**Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ) représentée par M<sup>c</sup> Steve Cadrin;**

**Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représentée par M<sup>c</sup> Guy Sarault;**

**Énergie Brookfield Marketing S.E.C. (EBM) représentée par M<sup>c</sup> Paule Hamelin;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>c</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M<sup>c</sup> Geneviève Paquet;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>c</sup> Éric Fraser;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>c</sup> Franklin S. Gertler;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>c</sup> Dominique Neuman;**

**Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>c</sup> Hélène Sicard.**