

---

**R-3925-2015**

---

**DEMANDE RELATIVE À L'UTILISATION DE LA  
CENTRALE DE TRANSCANADA ENERGY LTD  
(« TCE ») DE BÉCANCOUR EN PÉRIODES DE  
POINTE**

**MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ**

Préparé par : Marcel Paul Raymond

27 juillet 2015

## Table des matières

<b>Sommaire et recommandations .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Contexte.....</b>	<b>5</b>
<b>2. Position de l'AHQ-ARQ.....</b>	<b>7</b>
<b>3. L'absence de besoin à court terme .....</b>	<b>8</b>
<b>4. L'absence d'analyse économique complète.....</b>	<b>16</b>
<b>5. L'absence de recherche de la solution optimale.....</b>	<b>20</b>
<b>6. Demande de dispense .....</b>	<b>22</b>
<b>7. Clauses particulières de l'Entente de TCE.....</b>	<b>23</b>

## Sommaire et recommandations

Suite à la décision procédurale D-2015-100 rendue par la Régie de l'Énergie (la « Régie ») le 26 juin 2015, l'Association Hôtellerie Québec et l'Association des Restaurateurs du Québec (l' « AHQ-ARQ ») a analysé l'ensemble de la preuve de la *Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (« TCE ») de Bécancour en périodes de pointe* déposée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »). L'AHQ-ARQ soumet les commentaires qui suivent à la Régie pour qu'elle les transmette au Distributeur :

1. Tel qu'exprimé dans le cadre du dossier R-3864-2013 par l'expert qu'elle a retenu, l'AHQ-ARQ n'est pas convaincue du besoin à court terme pour à la fois la puissance de la Centrale de TCE (570 MW) et celle résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW). Par conséquent, l'AHQ-ARQ est d'avis que ces deux dossiers sont dépendants et qu'ils devraient être traités en conséquence par la Régie.
2. Demander 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 établir ses besoins de puissance additionnelle.
3. Ne pas approuver l'Entente avec TCE pour l'instant, et ce, tant que des besoins de puissance additionnelle ne se manifesteront pas deux ans à l'avance.
4. Exiger du Distributeur une démonstration économique complète et valable que la Centrale TCE représente le meilleur moyen par rapport à tous les autres moyens à sa disposition. En l'absence d'une telle démonstration,

l'AHQ-ARQ soumet que le dossier n'est pas complet et que la Régie ne devrait pas approuver l'Entente avec TCE.

5. Exiger du Distributeur une démonstration économique valable et complète que le scénario proposé par le Distributeur de fonctionnement en périodes de pointe de la Centrale de TCE est optimal par rapport à d'autres fonctionnements en base qui ne requerraient pas d'investissements majeurs. En l'absence d'une telle démonstration, l'AHQ-ARQ soumet que le dossier n'est pas complet et que la Régie ne devrait pas approuver l'Entente avec TCE.
6. Compte tenu de l'importance des sommes en cause à chaque année et de l'absence de démonstration que la Centrale de TCE ne serait pas requise en base d'ici 2026, ne pas dispenser le Distributeur de faire approuver annuellement la suspension des livraisons de la Centrale de TCE.
7. De demander au Distributeur de clarifier la garantie de puissance de 547 MW de la Centrale de TCE et d'exiger une performance garantie d'au moins 547 MW de la part de TCE, sinon d'exiger l'application de pénalités.
8. Demander au Distributeur qu'il obtienne toutes les garanties sur les coûts de transport additionnels qu'il pourrait devoir supporter dans le cas où la Centrale de TCE fournirait jusqu'à 620 MW et tenir compte de tels coûts dans sa justification économique, s'il y a lieu.

## 1. Contexte

Le 20 juin 2003, au terme de l'appel d'offres A/O-2002-01, le Distributeur a conclu un contrat d'approvisionnement avec TCE (le « Contrat ») qui porte sur un approvisionnement en base de 507 MW d'électricité produite à partir d'une centrale de cogénération au gaz naturel située à Bécancour (la « Centrale de TCE »). D'une durée de 20 ans, le Contrat vient à échéance en septembre 2026.

Après une courte période à compter du 17 septembre 2006 où la Centrale de TCE a procédé à des livraisons, plusieurs ententes de suspension des activités de production ont été approuvées par la Régie. La dernière entente en ce sens a été approuvée par la Régie par sa décision D-2014-086 rendue le 27 mai 2014 et elle porte sur une période se terminant en 2018.

À court terme, le Distributeur prévoit des besoins de puissance au-delà des moyens déjà engagés. Un des moyens que le Distributeur propose pour combler ces besoins est l'utilisation de la Centrale de TCE en périodes de pointe hivernale, pour une durée de 20 ans à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2016. Dans ce contexte, le 30 avril 2015, le Distributeur concluait avec TCE un protocole d'entente (« l'Entente avec TCE ») pour l'accès à une puissance d'environ 570 MW selon des modalités précises.

L'Entente avec TCE prévoit que le Distributeur a la responsabilité d'assurer l'approvisionnement en combustible de la Centrale de TCE. Pour répondre à cette obligation, le Distributeur a également conclu, le 29 avril 2015, une entente de principe avec Gaz Métro portant sur l'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale de TCE.

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver le protocole d'entente et l'entente finale à intervenir avec TCE qui sera déposée ultérieurement. Subsidiairement, le Distributeur demande à la Régie d'approuver le protocole d'entente pour une période se terminant à l'expiration du Contrat, soit en septembre 2026. Le Distributeur demande aussi à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension de la Centrale de TCE.

D'autre part, le Distributeur a annoncé, le 16 juin 2015, qu'il avait retenu trois soumissions totalisant 500 MW d'Hydro-Québec Production suite à l'appel d'offres A/O 2015-01<sup>1</sup>. La durée des contrats sera de vingt ans à compter de la date de début des livraisons qui est le 1er décembre 2018 et l'énergie associée doit être disponible pour un minimum de 300 heures. Le prix moyen de la puissance garantie des soumissions retenues est de 106,00 \$/kW/an et le prix moyen de l'énergie associée des soumissions retenues est de 6,0 ¢/kWh. Ces contrats devront être approuvés par la Régie.

---

<sup>1</sup> <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/813/appel-doffres-pour-lachat-dune-puissance-garantie-de-500-mw-et-lenergie-associee-hydro-quebec-distribution-retient-3-soumissions-totalisant-500-mw/> .

---

## 2. Position de l'AHQ-ARQ

Fondamentalement, l'AHQ-ARQ est favorable à toute initiative qui permet de réduire les coûts nets du Distributeur et de contribuer à minimaliser les tarifs de leur clientèle et, en particulier, des membres de l'AHQ et de l'ARQ.

Dans ce contexte, l'AHQ-ARQ voudra d'abord s'assurer que le Distributeur a véritablement un besoin de puissance qui justifie vraiment l'engagement de moyens additionnels dès l'hiver 2016-2017, comme il l'indique dans sa preuve. Si tel est le cas, l'AHQ-ARQ voudra ensuite s'assurer que la solution proposée par le Distributeur, soit d'utiliser la Centrale de TCE, est la meilleure et que l'utilisation proposée de cette centrale est optimale. Dans ce mémoire, l'AHQ-ARQ voudra vérifier que la justesse des choix du Distributeur soit bien démontrée par les analyses économiques appropriées.

**Tel qu'exprimé dans le cadre du dossier R-3864-2013 par l'expert qu'elle a retenu<sup>2</sup>, l'AHQ-ARQ n'est pas convaincue du besoin à court terme pour à la fois la puissance de la Centrale de TCE (570 MW) et celle résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW). Par conséquent, l'AHQ-ARQ est d'avis que ces deux dossiers sont dépendants et qu'ils devraient être traités en conséquence par la Régie.**

---

<sup>2</sup> R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0030, pages 7 et 8.

### 3. L'absence de besoin à court terme

Traditionnellement, le Distributeur déterminait ses besoins de puissance additionnelle de long terme à partir d'un bilan de puissance qui comptait sur la contribution des marchés de court terme établie à 1500 MW. Ainsi, il déterminait ses besoins au-delà de la contribution des marchés de court terme. L'AHQ-ARQ est d'accord avec une telle approche. Le tableau 4-3 reproduit ici présente le bilan de puissance du Distributeur tel que déposé dans son Plan d'approvisionnement 2014-2023<sup>3</sup>.

**TABLEAU 4-3**  
**BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b>	<b>37 374</b>	<b>37 268</b>	<b>37 607</b>	<b>37 954</b>	<b>38 337</b>	<b>39 031</b>	<b>39 397</b>	<b>39 726</b>	<b>40 036</b>	<b>40 340</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>- Approvisionnements non patrimoniaux <sup>(1)</sup></b>	<b>2 844</b>	<b>3 114</b>	<b>3 338</b>	<b>3 588</b>	<b>3 769</b>	<b>4 298</b>	<b>4 498</b>	<b>4 618</b>	<b>4 668</b>	<b>4 668</b>
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme <sup>(1)</sup>	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
• Éolien : 4000 MW <sup>(1)</sup>	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>650</b>	<b>360</b>	<b>750</b>	<b>1 050</b>	<b>1 290</b>	<b>1 530</b>	<b>1 830</b>	<b>2 070</b>	<b>2 370</b>	<b>2 700</b>
• Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
<b>= Puissance additionnelle requise</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>330</b>	<b>570</b>	<b>870</b>	<b>1 200</b>

(Besoins arrondis au 10 MW près)

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Le tableau 4-3 montrait qu'un léger déficit de 30 MW apparaissait à l'hiver 2018-2019 et qu'aucun besoin de puissance à long terme ne se manifestait pour

<sup>3</sup> R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28, tableau 4-3.

l'instant. D'ailleurs, le Distributeur en arrivait alors exactement à la même conclusion<sup>4</sup> :

« *Les moyens dont dispose le Distributeur, jumelés à la contribution des marchés de court terme, suffisent à couvrir les besoins en puissance pour les premières années du Plan. À plus long terme, la stratégie en puissance du Distributeur s'appuie d'abord sur la gestion de la demande en puissance, puis sur la contribution des marchés de court terme.* » (Nous soulignons)

Par la suite, au cours des audiences sur le Plan, le 19 juin 2014, le Distributeur a déposé une mise à jour du bilan de puissance<sup>5</sup> suite principalement à une hausse de la prévision des ventes au secteur industriel Grandes entreprises<sup>6</sup> compte tenu des ententes annoncées par le gouvernement provincial en février 2014<sup>7</sup>. Ce nouveau bilan de puissance est reproduit ici :

Tableau E-4

## Bilan en puissance - mai 2014

En MW	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe - mai 2014</b>	<b>37 892</b>	<b>38 137</b>	<b>38 406</b>	<b>38 658</b>	<b>39 016</b>	<b>39 415</b>	<b>40 066</b>	<b>40 406</b>	<b>40 710</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>- Approvisionnements post-patrimoniaux</b>	<b>3 076</b>	<b>3 339</b>	<b>3 666</b>	<b>3 848</b>	<b>4 098</b>	<b>4 348</b>	<b>4 618</b>	<b>4 668</b>	<b>4 668</b>
• TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme <sup>(1)</sup>	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
• Éolien (4000 MW) <sup>(1)</sup>	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
• Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>= Puissance additionnelle requise - mai 2014</b>	<b>990</b>	<b>1 100</b>	<b>1 300</b>	<b>1 550</b>	<b>1 700</b>	<b>1 900</b>	<b>2 450</b>	<b>2 750</b>	<b>3 100</b>

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermelement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

<sup>4</sup> R-3864-2013, B-0005, HQD-1, document 1, page 28, lignes 1 à 4.

<sup>5</sup> R-3864-2013, B-0085, HQD-7, document 2, page 3, tableau E-4.

<sup>6</sup> R-3864-2013, B-0082, HQD-6, document 2, page 2.

<sup>7</sup> R-3864-2013, B-0100, HQD-9, document 1, page 6, réponse 1.1.

En comparant les deux bilans, on peut remarquer que leur format est légèrement différent alors que la contribution des marchés de court terme n'apparaît plus dans cette version de mai 2014. En intégrant une contribution des marchés de court terme de 1500 MW, les besoins additionnels n'apparaîtraient qu'à l'hiver 2017-2018, et ce, légèrement pour 50 MW. Et de plus, en recourant à des retours d'énergie différée, la ligne du tableau « HQP – Base et cyclable » pourrait passer à 1000 MW, ce qui reporterait le besoin à l'hiver 2019-2020.

Dans le présent dossier, le Distributeur a déposé le tableau 1, basé sur l'État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement, qui est reproduit ici<sup>8</sup> :

**Tableau 1 :**  
**Bilan en puissance**  
**(selon l'État d'avancement 2014)**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Besoins à la pointe</b> (État d'avancement 2014)	<b>38 280</b>	<b>38 575</b>	<b>38 855</b>	<b>39 192</b>	<b>39 591</b>	<b>40 052</b>	<b>40 396</b>	<b>40 713</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 775	4 104	4 323	4 360	4 405	4 546	4 584	4 620
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>– Approvisionnements post-patrimoniaux</b>	<b>4 014</b>	<b>4 168</b>	<b>4 257</b>	<b>4 457</b>	<b>4 507</b>	<b>4 752</b>	<b>4 752</b>	<b>4 752</b>
• HQP - Base et cyclable	700	700	800	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 489	1 643	1 832	1 832	1 832	1 902	1 902	1 902
• Gestion de la demande en puissance	1 075	1 275	1 325	1 375	1 425	1 600	1 600	1 600
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
<b>≡ Puissance additionnelle requise</b>	<b>600</b>	<b>1 050</b>	<b>1 500</b>	<b>1 650</b>	<b>2 050</b>	<b>2 400</b>	<b>2 800</b>	<b>3 150</b>
– TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
– Appel d'offres de long terme (en cours)				500	500	500	500	500
<b>≡ Puissance additionnelle requise ajustée</b>	<b>600</b>	<b>1 050</b>	<b>1 500</b>	<b>650</b>	<b>1 050</b>	<b>1 400</b>	<b>1 800</b>	<b>2 150</b>

Encore une fois, la contribution des marchés de court terme de 1500 MW n'apparaît pas dans ce bilan. En comptant sur une quantité de 1500 MW des marchés de court terme, un déficit de 150 MW n'apparaîtrait qu'à l'hiver 2018-2019. De plus, en comptant sur les 500 MW provenant de l'appel d'offres de long terme mais sans compter sur les 570 MW de TransCanada Energy dont le Distributeur demande l'approbation dans le présent dossier, un léger déficit de 50 MW n'apparaîtrait qu'en 2019-2020.

<sup>8</sup> B-0005, HQD-1, document 1, page 5, tableau 1.

Le Distributeur en arrivait alors à la même conclusion<sup>9</sup> :

*« Le bilan en puissance intègre la contribution en puissance des approvisionnements de long terme du Distributeur ainsi que les moyens de gestion de la demande présentés à la section 3 et l'abaissement de tension. La contribution des marchés de court terme, dont le potentiel est établi à 1 500 MW, suffit à combler les besoins pour les premières années du Plan. Pour assurer la disponibilité d'une partie de ces ressources, le Distributeur a lancé en mai 2014 un appel d'offres qui a permis d'acquérir des produits de puissance UCAP pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018 pour des quantités allant de 50 à 750 MW, soit une portion seulement des quantités recherchées.*

*Au-delà de ces moyens, le bilan en puissance fait état de besoins de long terme à partir de l'hiver 2018-2019. La stratégie du Distributeur pour répondre à ces besoins s'appuie principalement sur les trois éléments suivants :*

- l'acquisition de moyens de puissance de long terme ;*
- l'utilisation en pointe de la centrale de TCE à Bécancour ;*
- l'acquisition d'énergie en base et la puissance associée en hiver. » (Nous soulignons)*

Comme les besoins de puissance ne se manifestent pas avant l'hiver 2019-2020, il est pour le moins étonnant que le Distributeur ait négocié une entente avec TCE à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2016 sans aucune forme de justification particulière à cet égard.

---

<sup>9</sup> État d'avancement 2014 du Plan d'approvisionnement 2014-2013, page 17, lignes 1 à 15.

Dans sa décision D-2014-205, la Régie a revu le bilan de puissance du Distributeur en y intégrant tous les moyens à la disposition de ce dernier<sup>10</sup> :

---

<sup>10</sup> D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 54, tableau 9.

**Tableau 9**  
**Bilan en puissance modifié**

En MW	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe – mai 2014	<b>37 892</b>	<b>38 137</b>	<b>38 406</b>	<b>38 658</b>	<b>39 016</b>	<b>39 415</b>	<b>40 066</b>	<b>40 406</b>	<b>40 710</b>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- <b>Électricité patrimoniale</b>	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	<b>3 076</b>	<b>3 339</b>	<b>3 666</b>	<b>3 848</b>	<b>4 098</b>	<b>4 348</b>	<b>4 618</b>	<b>4 668</b>	<b>4 668</b>
▪ TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ HQP – Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme (1)	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
• Éolien (4000 MW) (1)	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
▪ Gestion de la demande en puissance	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	<b>1 200</b>	<b>1 250</b>	<b>1 300</b>	<b>1 350</b>	<b>1 550</b>	<b>1 600</b>	<b>1 600</b>
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
▪ Abaissement de tension	<b>250</b>								
= Puissance additionnelle requise – mai 2014	<b>990</b>	<b>1 100</b>	<b>1 300</b>	<b>1 550</b>	<b>1 700</b>	<b>1 900</b>	<b>2 450</b>	<b>2 750</b>	<b>3 100</b>
• A/O 2014-01	750	500	300	50					
=Puissance additionnelle requise - demande HDQ	<b>235</b>	<b>600</b>	<b>1 000</b>	<b>1 500</b>	<b>1 700</b>	<b>1 900</b>	<b>2 450</b>	<b>2 750</b>	<b>2 100</b>
Contribution des marchés de court terme	235	600	1 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>950</b>	<b>1250</b>	<b>1600</b>
<b>Puissance potentielle non comptabilisée</b>									
• Trans Canada Energy					<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
• Électricité interruptible à 1000MW	<b>150</b>								

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Sources : Pièce B-0005, p. 28; pièce B-0085, p.2 et pièce B-0095, p. 7.

Selon ce tableau, qui intègre la contribution des marchés de court terme, les besoins de puissance additionnelle n'apparaissent qu'en 2018-2019. Depuis, avec les 500 MW obtenus avec l'appel d'offres de long terme (sujet à l'approbation de la Régie), les besoins « avant TCE » ne se manifesteraient qu'en 2020-2021.

Suite à une demande de la Régie, le Distributeur a déposé un nouveau bilan à jour en intégrant la révision des besoins (à la baisse), de l'électricité interruptible (à la hausse) et de la contribution de la production éolienne (à la hausse)<sup>11</sup>. Ce nouveau bilan est reproduit ici :

**TABLEAU R-2.1**  
**BILAN EN PUISSANCE**  
**(MISE À JOUR)**

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
- Approvisionnements post-patrimoniaux	<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
= Puissance additionnelle requise	<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
= Puissance additionnelle requise ajustée	<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>

Encore une fois, et malgré la demande spécifique de la Régie à cet effet, le Distributeur a choisi de ne pas montrer la contribution des marchés de court terme dans ce tableau.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie qu'elle 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 établir ses besoins de puissance additionnelle.**

Malgré cette omission du Distributeur, il est possible de constater qu'en incluant cette contribution de 1500 MW provenant des marchés de court terme, aucun besoin de puissance additionnelle (pour un moyen comme TCE, par exemple) n'apparaîtrait avant l'hiver 2021-2022.

Par contre, sur la base de l'information fournie par le Distributeur qui laisse entendre que l'Entente de TCE serait moins chère<sup>12</sup>, si la Régie n'approuvait pas les contrats résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 pour une quantité de 500 MW qui apparaît au tableau R-2.1 à compter de l'hiver 2018-2019, la Centrale de TCE (ou tout autre moyen) ne serait quand même pas nécessaire avant l'hiver 2018-2019.

Pour permettre le début de l'Entente avec TCE le 1<sup>er</sup> décembre 2016, les parties convenaient que l'approbation de la Régie devait survenir avant le 30 juillet 2015<sup>13</sup>. Cet article indique donc que le préavis nécessaire pour pouvoir recourir à la Centrale de TCE est d'un peu plus d'un an. Pour des besoins n'apparaissant qu'en 2021-2022, ou encore en 2018-2019 si les contrats résultant de l'A/O 2015-01 n'étaient pas approuvés, il n'y aurait donc pas lieu pour le Distributeur de s'engager dès maintenant dans l'Entente avec TCE.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver l'Entente avec TCE pour l'instant, et ce, tant que des besoins de puissance additionnelle ne se manifesteront pas deux ans à l'avance.**

Subsidiairement, dans le cas où la Régie déterminerait la présence d'un besoin de puissance additionnelle à court terme, l'AHQ-ARQ soumet ses préoccupations dans les sections suivantes.

---

<sup>11</sup> B-0014, HQD-2, document 1, page 5, tableau R-2.1.

<sup>12</sup> Notamment B-0014, HQD-2, document 1, page 12, réponse 5.7; B-0016, HQD-2, document 3, page 6, réponse 4.1; et B-0017, HQD-2, document 4, page 3, réponse 1.2.1.

<sup>13</sup> B-0006, HQD-1, document 2, page 15, article 18.

#### 4. L'absence d'analyse économique complète

Comme seule justification économique pour démontrer que la solution proposée par le Distributeur dans le présent dossier est la meilleure, celui-ci ne mentionne que<sup>14</sup> :

*« Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit [REDACTÉ] pour les coûts fixes de TCE et [REDACTÉ] pour ceux de Gaz Métro. Ce coût est beaucoup plus faible que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, que le Distributeur évalue entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an [note de bas de page omise].*

*Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement inférieur aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels dépassaient 100 \$/MWh. »*

Les réponses aux demandes 4.1 à 4.4 de l'AHQ-ARQ<sup>15</sup> confirment que la justification économique du Distributeur n'a pas été plus élaborée. De l'avis de l'AHQ-ARQ, une telle justification est nettement insuffisante.

Suite au choix des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01, le Distributeur rajoute<sup>16</sup> :

*« Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, le coût de la portion fixe s'élève à 51 \$/kW-an et celui de la portion variable à 65 \$/MWh.*

*En comparaison, les offres soumises dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 démontrent que les coûts associés à un*

---

<sup>14</sup> B-0005, HQD-1, document 1, page 10, lignes 10 à 16.

<sup>15</sup> B-0016, HQD-2, document 3, pages 6 et 7.

<sup>16</sup> B-0016, HQD-2, document 3, page 6, réponse 4.1.

*produit de puissance long terme sont nettement supérieurs aux coûts du présent projet.*

*Voir également la réponse à la question 5.7 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1. »*

L'AHQ-ARQ note que le Distributeur a omis de mentionner que les offres retenues dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 démontrent que les coûts moyens associés à l'énergie long terme de 60 \$/MWh sont quant à eux inférieurs aux coûts du présent projet de 65 \$/MWh<sup>17</sup>. De surcroît, les 500 MW retenus dans le cadre de l'appel d'offres 2015-01 proviennent du parc d'Hydro-Québec Production beaucoup plus flexible que la Centrale de TCE. En effet, l'accès à la puissance du parc d'Hydro-Québec Production peut se faire en quelques minutes alors que le délai de programmation de la Centrale de TCE est de 12 heures.

L'AHQ-ARQ est d'avis qu'il ne suffit pas de comparer les coûts unitaires de deux moyens pour démontrer la supériorité de l'un d'entre eux. Cet exercice étant d'autant plus périlleux lorsque le coût de la puissance est supérieur pour un moyen alors que son coût de l'énergie est inférieur et que les modalités d'utilisation sont différentes.

À titre d'exemple, de l'avis de l'AHQ-ARQ, une justification complète devrait au moins inclure les éléments suivants :

- Une comparaison des divers moyens disponibles sur une base commune (par l'exemple par l'utilisation de taux de réserve valides) en tenant compte de leurs caractéristiques propres comme le Distributeur l'a déjà fait notamment pour l'électricité interruptible par des simulations<sup>18</sup>. Le Distributeur indique qu'il a retenu un taux de réserve préliminaire de 12 % pour la Centrale de TCE et que le taux de réserve « sera calculé de la

---

<sup>17</sup> Voir note 1.

<sup>18</sup> R-3678-2008, HQD-1, document 2, pages 3 à 6.

*même manière que les taux de réserve des autres moyens dont dispose le Distributeur, soit sur la base des modalités et des spécifications de chaque moyen de gestion »<sup>19</sup>. Cette réponse du Distributeur laisse croire qu'il n'a pas encore réalisé l'étude de taux de réserve et que celle-ci sera faite de la même manière que pour ses autres moyens de gestion.*

- Des prix de l'énergie basés sur les prévisions des années à venir et non seulement sur ceux des deux derniers hivers.
- Des coûts cohérents avec les coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie<sup>20</sup>.

Les taux de réserve des divers moyens sont grandement influencés notamment par leurs modalités d'utilisation, leur délai de programmation, leur taux de pannes et leur position dans l'ordre d'utilisation des moyens.

Comme mentionné plus haut, le Distributeur a indiqué que l'évaluation du taux de réserve de la Centrale de TCE sera faite comme pour les évaluations des taux de réserve des autres moyens dont il dispose. Or, le Distributeur a déjà indiqué que ses évaluations ne tenaient pas compte des délais de programmation<sup>21</sup>, ce qui est pourtant une caractéristique (contrainte) importante de la Centrale de TCE et de d'autres moyens à sa disposition. Par conséquent, le fait de ne pas prendre en compte les délais de programmation est, de l'avis de l'AHQ-ARQ, une lacune importante dans la justification économique fournie par le Distributeur.

Le Distributeur indique aussi qu'il n'a pas déterminé l'ordre d'engagement de tous les moyens de gestion de puissance à sa disposition dans les simulations permettant de déterminer les taux de réserve de la Centrale de TCE<sup>22</sup>, ce qui est

---

<sup>19</sup> B-0016, HQD-2, document 3, pages 8 et 9, réponse 5.4.

<sup>20</sup> D-2015-018, dossier R-3905-2014, pages 110 à 112, paragraphes 443 et 449.

<sup>21</sup> R-3678-2008, HQD-2, document 6, page 8, réponse 3.3.

<sup>22</sup> B-0016, HQD-2, document 3, page 9, réponse 5.6.

pourtant un autre facteur important dans la comparaison économique de moyens.

Avec les diverses lacunes importantes mentionnées dans cette section, l'AHQ-ARQ se doit de conclure que l'évaluation du taux de réserve de la Centrale de TCE est incomplète et que, conséquemment, la comparaison économique de ce moyen avec les autres moyens à la disposition du Distributeur n'a pas été faite de façon acceptable ou valable aux fins de l'approbation de l'entente avec TCE.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur une démonstration économique valable et complète que la Centrale TCE représente le meilleur moyen par rapport à tous les autres moyens à sa disposition. En l'absence d'une telle démonstration, l'AHQ-ARQ soumet que le dossier n'est pas complet et que la Régie ne devrait pas approuver l'Entente avec TCE.**

## 5. L'absence de recherche de la solution optimale

En supposant même que le Distributeur puisse démontrer que l'utilisation de la Centrale de TCE serait la meilleure solution au moment où il aura effectivement des besoins en puissance, encore faut-il, selon l'AHQ-ARQ, qu'il détermine quelle est l'utilisation optimale de cette centrale.

En effet, le Distributeur n'a pas démontré que la solution proposée était plus avantageuse que d'autres types ou modalités d'utilisation de la Centrale de TCE.

À titre d'exemple, il n'a pas été démontré que la solution proposée est meilleure que celle qui consisterait à faire fonctionner la Centrale de TCE en base pour une certaine période critique de l'hiver (par exemple entre le 15 décembre et le 15 février ou pour toute autre période d'une année donnée où les besoins seraient prévus).

Un autre exemple de solution à étudier pourrait être une utilisation pour des périodes continues de 7 à 10 jours avec un préavis entre 24 et 48 heures, ou toute autre combinaison permise par les contraintes de fonctionnement de la Centrale de TCE en base.

De tels scénarios auraient l'avantage de ne pas entraîner de coûts fixes d'investissements importants pour modifier la Centrale de TCE pour un fonctionnement en base<sup>23</sup>. En contrepartie, ces scénarios entraîneraient un peu plus de coûts variables et le recours à d'autres moyens à l'occasion. Chose certaine, il existe une solution optimale parmi tous les scénarios possibles et, de l'avis de l'AHQ-ARQ, une telle solution n'a pas été recherchée par le Distributeur.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur une démonstration économique valable et complète que le scénario proposé**

---

<sup>23</sup> Voir notamment B-0015, HQD-2, document 2, page 6, réponse 3.2.

par le Distributeur de fonctionnement en périodes de pointe de la Centrale de TCE est optimal par rapport à d'autres fonctionnements en base qui ne requerraient pas d'investissements majeurs. En l'absence d'une telle démonstration, l'AHQ-ARQ soumet que le dossier n'est pas complet et que la Régie ne devrait pas approuver l'Entente avec TCE.

## 6. Demande de dispense

Le Distributeur demande à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension des livraisons de la Centrale de TCE<sup>24</sup> :

*« Compte tenu de l'équilibre énergétique et de la nature de l'Entente avec TCE, les livraisons d'électricité en base de la Centrale ne devraient plus être requises avant l'échéance du Contrat, soit jusqu'en 2026. Toutefois, si le contexte devait changer de façon inattendue, l'Entente prévoit que la Centrale peut à nouveau alimenter le Distributeur selon les modalités prévues au Contrat. À cet effet, le Distributeur propose que le traitement réglementaire reflète l'Entente avec TCE et demande à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension de la Centrale. Il va de soi cependant que le Distributeur verra à faire approuver par la Régie le redémarrage en base de la Centrale, le cas échéant. » (nous soulignons)*

Malgré l'affirmation du Distributeur dans le passage souligné de cette citation, aucune preuve ou démonstration de celle-ci n'est offerte dans le présent dossier.

**Compte tenu de l'importance des sommes en cause à chaque année et de l'absence de démonstration que la Centrale de TCE ne serait pas requise en base d'ici 2026, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas dispenser le Distributeur de faire approuver annuellement la suspension des livraisons de la Centrale de TCE.**

---

<sup>24</sup> B-0005, HQD-1, document 1, page 8, lignes 3 à 10.

## 7. Clauses particulières de l'Entente de TCE

L'entente finale avec TCE n'est pas encore disponible mais en se basant sur le contenu du protocole d'entente, l'AHQ-ARQ soulève quelques clauses qui la préoccupent.

Premièrement, l'AHQ-ARQ comprend que, même si TCE n'était pas en mesure de garantir un minimum de 547 MW, le Distributeur devrait payer pour une telle puissance qu'il n'obtiendrait pas<sup>25</sup> :

*« (v) should any Capacity Check Test indicate a Capacity Test Value lower than the Maximum Peak Tolling Capacity in place at the time of such test, the Maximum Peak Tolling Capacity will be revised to the Capacity Test Value or 547 MW, whichever is higher, and there shall be no adjustment to the Annual Tolling Fee (except in the case provided under Subsection 2(d)(vi)); the Supplier shall, however, carry out any work required under good electricity generation utility practices to increase the actual Maximum Peak Tolling Capacity to 547 MW, if the Capacity Test Value was lower than 547 MW; »*

De l'avis de l'AHQ-ARQ, il est inacceptable que le Distributeur soit pénalisé pour une performance de TCE qui soit inférieure à la puissance installée de 547 MW de la Centrale de TCE véhiculée depuis longtemps. D'ailleurs, une affirmation du Distributeur semble contredire la clause reproduite ci-haut<sup>26</sup> :

*« L'entente avec TCE porte sur une contribution en puissance de la centrale de 570 MW. Toutefois, si les tests démontrent que la centrale est en mesure de fournir 620 MW, alors la puissance*

---

<sup>25</sup> B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 2. (d) (v).

<sup>26</sup> B-0021, HQD-2, document 8, page 12.

*additionnelle aux 570 MW sera vendue au Distributeur à prix de 40 \$/kW-an. En tout temps, la contribution en puissance de la centrale ne peut être inférieure à 547 MW. » (Nous soulignons)*

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de clarifier la garantie de puissance de 547 MW de la Centrale de TCE et d'exiger une performance garantie d'au moins 547 MW de la part de TCE, sinon d'exiger l'application de pénalités.**

Deuxièmement, l'AHQ-ARQ constate que le Distributeur n'a pas encore la garantie qu'il n'encourra pas des coûts de transport supplémentaires dans le cas où la centrale de TCE fournirait jusqu'à 620 MW comme le permet l'Entente avec TCE<sup>27</sup>. En effet, le Distributeur a indiqué que<sup>28</sup> :

*« Demande :*

*9.1 Veuillez indiquer les coûts additionnels, s'il y a lieu, à être encourus par le Distributeur pour permettre au réseau de transport de TransÉnergie de livrer une puissance de 620 MW en provenance de la centrale de TCE.*

*Réponse :*

*Le Distributeur ne dispose pas encore de cette information mais il ne s'attend pas à ce que des travaux additionnels soient requis sur le réseau de TransÉnergie.*

*Une demande a été adressée à TransÉnergie en application de l'article 12A.3 des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. » (Nous soulignons)*

---

<sup>27</sup> B-0006, HQD-1, document 2, page 4, article 2. (d) (iv).

<sup>28</sup> B-0016, HQD-2, document 3, page 12, réponse 9.1.

L'AHQ-ARQ est d'avis que le Distributeur devrait avoir toutes les informations sur les besoins de transport additionnels associés à l'Entente avec TCE et en tenir compte dans sa justification économique à être présentée à la Régie, s'il y a lieu.

**L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur qu'il obtienne toutes les garanties sur les coûts de transport additionnels qu'il pourrait devoir supporter dans le cas où la Centrale de TCE pourrait fournir jusqu'à 620 MW et tenir compte de tels coûts dans sa justification économique, s'il y a lieu.**