

---

R - 3864 - 2013

---

HQD - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023

COMMENTAIRES SUR L'APPEL D'OFFRES  
DE LONG TERME

Rapport d'expertise préparé par :

Marcel Paul Raymond, M. Sc.

17 octobre 2014

## Table des matières

<b>1. Mandat .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Contexte.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Besoins .....</b>	<b>5</b>
3.1. <i>Le bilan .....</i>	5
3.2. <i>Autres moyens à la disposition du Distributeur .....</i>	7
3.3. <i>Autres moyens probables .....</i>	12
<b>4. Modalités de l'appel d'offres .....</b>	<b>15</b>
<b>5. Conclusion .....</b>	<b>18</b>

## 1. Mandat

L'Association Hôtellerie Québec (« l'AHQ ») et l'Association des Restaurateurs du Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire un rapport dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-3864-2013 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandaté pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

Pour répondre au mandat initial de l'AHQ-ARQ, nous avons produit le rapport d'expertise sous la cote C-AHQ-ARQ-0011. L'AHQ-ARQ nous demande maintenant de préparer des commentaires sur les documents se rapportant à l'appel d'offres de long terme proposé par le Distributeur<sup>1</sup> et, en particulier, sur

- Le besoin de procéder dès maintenant à un appel d'offres de long terme en fonction des bilans de puissance, des moyens disponibles et des critères de fiabilité.
- Les modalités de l'appel d'offres.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

---

<sup>1</sup> B-0095 et B-0100.

## 2. Contexte

Le Distributeur a soumis à la Régie son Plan d'approvisionnement 2014-2023 suivant les exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (décret 925-2001) ainsi que du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* publié par la Régie le 11 juin 2010.

Dans le Plan, le Distributeur faisait état de besoins en puissance excédant la contribution des marchés de court terme, dès l'hiver 2018-2019.

Sur l'horizon du Plan, aucun appel d'offres de long terme n'était requis pour acquérir de nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base. Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégiait, dans un premier temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation, puis l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins.

Suite à la prise en délibéré du dossier du Plan par la Régie le 27 juin 2014, le Distributeur a déposé de nouveaux documents le 26 septembre 2014 afin de faire approuver les caractéristiques d'un appel d'offres de long terme pour l'acquisition de 1000 MW en puissance pour 20 ans à compter de l'hiver 2018-2019, et ce, toujours dans le cadre du Plan. Suite à une telle demande, la Régie a accepté une réouverture d'enquête dans le présent dossier<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> A-0062, page 13.

### 3. Besoins

#### 3.1. Le bilan

Lors du dépôt du Plan, le Distributeur a présenté un bilan identifiant des besoins de puissance additionnelle requise à compter de l'hiver 2018-2019 (après la contribution des marchés de court terme jusqu'à concurrence de 1500 MW)<sup>3</sup>. Nous reproduisons ici ce tableau :

**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>

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.

Depuis, au cours des audiences sur le Plan, le 19 juin 2014, le Distributeur a déposé une mise à jour du bilan de puissance<sup>4</sup> suite principalement à une hausse de la prévision des ventes au secteur industriel Grandes entreprises<sup>5</sup>

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

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

<sup>5</sup> B-0082, HQD-6, document 2, page 2.

compte tenu des ententes annoncées par le gouvernement provincial en février 2014<sup>6</sup>. Le 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>- Approvisionnement 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 raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

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 la dernière version, non plus qu'elle n'apparaît dans l'extrait du bilan déposé récemment par le Distributeur<sup>7</sup> :

**Évolution des besoins en puissance**

Puissance additionnelle requise avant contribution des marchés de court terme

En MW	2014 - 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
<b>Plan d'approvisionnement 2014-2023</b> (novembre 2013)	<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>
<b>Bilan déposé aux audiences du Plan</b> (juin 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>

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

<sup>7</sup> B-0095, HQD-8, document 1, page 3.

### 3.2. Autres moyens à la disposition du Distributeur

Nous sommes d'avis que le Distributeur dispose de moyens n'apparaissant pas à son dernier bilan du tableau E-4 et qui pourraient permettre de le bonifier. Citons la puissance de la centrale de TransCanada Energy (« TCE »), les rappels d'énergie auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur »), l'électricité interruptible et la contribution des marchés de court terme.

#### TCE

Pour ce qui est de la centrale TCE, des bilans passés font état d'une puissance disponible à la pointe de 547 MW<sup>8</sup> qui n'apparaît toutefois plus depuis le dernier Plan, voir les tableaux ci-dessus.

Toutefois, monsieur Thierry Vandal, président – directeur général d'Hydro-Québec, annonçait récemment l'utilisation prochaine de la centrale de TCE lors des heures de pointe afin de pouvoir la considérer dans le bilan de puissance<sup>9</sup> :

*« On est en train de regarder avec le propriétaire si des aménagements pouvaient être faits pour utiliser la centrale sur un nombre limité d'heures en période de pointe d'hiver, a-t-il expliqué en commission parlementaire sur l'étude des crédits du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. Car nous n'avons pas besoin de cette énergie-là 365 jours par année, à l'évidence, on a des surplus. Mais cette centrale pourrait peut-être être utile 100 heures dans l'hiver, dans des moments où il y a vraiment une fine pointe, où les éoliennes ne tournent pas de façon fiable. »*

*De cette façon, les équipements pourraient être utilisés dans le bilan de puissance d'Hydro, a-t-il poursuivi. »* (Nous soulignons)

---

<sup>8</sup> Voir notamment R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.

De plus, le Distributeur, suite à des discussions en cours avec TCE, a confirmé qu'une telle utilisation en pointe serait accessible avant l'hiver 2018-2019<sup>10</sup> et même possiblement dès l'hiver 2015-2016<sup>11</sup>.

**Nous sommes donc d'avis que le Distributeur peut ajouter à son bilan de puissance l'utilisation de la centrale TCE en pointe, et ce, à tout le moins dès l'hiver 2018-2019.**

Le point qui demeure incertain est la puissance que le Distributeur pourra obtenir de la centrale. Il serait surprenant, selon nous, que celui-ci ne puisse disposer de la totalité de la puissance installée de 547 MW en pointe mais le Distributeur a indiqué qu'il pourrait, selon la teneur des discussions à date avec TCE, disposer d'une quantité entre 300 et 500 MW restant à préciser<sup>12</sup>.

**Même avec seulement 300 MW en provenance de la centrale de TCE pour l'hiver 2018-2019, le Distributeur disposerait de suffisamment de puissance pour rencontrer ses critères de fiabilité et, par conséquent, n'aurait pas à recourir à un appel d'offres de long terme pour cette période.**

**En comptant sur la puissance installée de 547 MW de la centrale TCE, le Distributeur n'aurait pas non plus à recourir à un appel d'offres pour l'hiver 2019-2020.**

#### Rappels d'énergie

Le tableau 4-3 ci-dessus indique que le Distributeur prévoyait, dans le cadre du Plan, avoir recours à 1000 MW des contrats HQP – Base et cyclable. Cette quantité inclut ainsi 400 MW pour rappels (ou retours) d'énergie de 400 MW en provenance des Conventions d'énergie différée avec le Producteur.

---

<sup>9</sup> <http://www.lactualite.com/actualites/quebec-canada/la-centrale-au-gaz-de-becancour-pourrait-enfin-etre-mise-en-service/> .

<sup>10</sup> A-0062, page 42.

<sup>11</sup> A-0062, page 242.



Étonnamment, quelques mois plus tard selon le tableau E-4 ci-dessus, le Distributeur a baissé à 800 MW la puissance en provenance du Producteur pour l'hiver 2018-2019, supposant ainsi que les rappels d'énergie ne seraient maintenant que de 200 MW. Ce changement de cap est d'autant plus étonnant à nos yeux que la révision qui a amené au tableau E-4 a été rendue nécessaire par une augmentation des ventes de 12 TWh sur la période 2014-2023<sup>13</sup>. De plus, on remarque que les besoins à la pointe pour 2018-2019 n'ont pratiquement pas varié entre le Plan (39 031 MW au tableau 4-3) et la révision de juin (39 016 MW au tableau E-4).

Questionné sur ce changement, le Distributeur a indiqué<sup>14</sup> :

*« De plus, toute mise à jour de la demande en énergie et du portefeuille d'approvisionnements implique une réévaluation des quantités qui pourraient être rappelées en vertu des Conventions d'énergie différée. Pour cette raison, la contribution des contrats avec le Producteur au bilan en puissance présente un écart de 200 MW pour l'hiver 2018-2019 entre le dépôt du Plan en novembre 2013 et la révision de mai 2014. »* (Nous soulignons)

Lors de l'audience du 8 octobre 2014, le Distributeur a toutefois ajouté que la demande d'électricité n'était pas à la baisse, mais plutôt à la hausse avec notamment l'addition d'une charge de 350 MW en tout temps<sup>15</sup>.

Il a aussi ajouté que le portefeuille d'approvisionnements n'était pas à la hausse<sup>16</sup>. Rien ne justifie donc la baisse des rappels d'énergie pour l'hiver 2018-2019.

---

<sup>12</sup> A-0062, page 182.

<sup>13</sup> B-0082, HQD-6, document 2, page 2.

<sup>14</sup> B-0100, HQD-9, document 1, page 6, réponse 1.1.

<sup>15</sup> A-0062, pages 232 à 234.

<sup>16</sup> A-0062, page 234.

**Le Distributeur n'a donc pas, selon nous, fourni une justification suffisante de la nécessité de baisser des rappels d'énergie en 2018-2019 et, par conséquent, nous recommandons que la valeur de 1000 MW apparaisse de nouveau au bilan de puissance de la figure E-4 pour l'hiver 2018-2019.**

### Électricité Interruptible

Dans le cadre du dossier R-3891-2014, le Distributeur a procédé à une bonification des modalités des programmes d'électricité interruptible afin de pouvoir hausser au-delà de 850 MW la quantité puissance apparaissant aux tableaux ci-dessus.

Suite aux offres faites par les divers clients des programmes d'électricité interruptible au 1<sup>er</sup> octobre 2014, une telle tendance à la hausse s'est confirmée alors que le Distributeur a reçu des offres pour plus que 1000 MW<sup>17</sup>. Ce dernier a toutefois indiqué que des vérifications devaient être faites sur l'acceptabilité des offres<sup>18</sup> et qu'il préférerait être prudent avant de changer sa prévision de 850 MW trop rapidement<sup>19</sup>.

**Nous notons quand même qu'une quantité additionnelle de 150 MW d'électricité interruptible est probable.**

### Contribution des marchés de court terme

Tel que mentionné plus haut, la contribution des marchés de court terme jusqu'à concurrence de 1500 MW aurait dû apparaître au tableau E-4, réduisant d'autant les besoins de puissance additionnelle requise du tableau E-4. Même s'il a d'abord omis de mentionner ce moyen dans sa présentation initiale du 8 octobre

---

<sup>17</sup> A-0062, pages 40 et 110.

<sup>18</sup> A-0062, pages 39 et 110.

<sup>19</sup> A-0062, pages 40, 112 et 113.

2014<sup>20</sup>, le Distributeur a par la suite confirmé notre interprétation selon laquelle la contribution des marchés de court terme devrait être prise en compte<sup>21</sup>.

Nous constatons toutefois que la Régie s'est dite préoccupée vis-à-vis une telle quantité<sup>22</sup>. Nous désirons toutefois attirer l'attention de la Régie sur la démonstration qui a été faite dans notre rapport d'expertise<sup>23</sup> et notamment sur le fait que le NPCC reconnaît que la zone du Québec pourrait compter dans ses bilans sur un partage de réserve variant entre 2892 et 3747 MW avec ses marchés limitrophes pour 2015<sup>24</sup>, ce qui devrait, selon nous, rassurer la Régie sur le potentiel offert par les marchés de court terme.

#### Bilan avec les autres moyens à la disposition du Distributeur

En comptant sur les autres moyens à la disposition du Distributeur, tels que décrits dans cette section, soit la puissance de TCE pour un minimum de 300 MW, les rappels d'énergie de 200 MW additionnels en 2018-2019 et la contribution de 1500 MW des marchés de court terme, nous avons préparé le tableau 1 qui indique les moyens additionnels du Distributeur.

---

<sup>20</sup> A-0062, page 23, lignes 6 à 23.

<sup>21</sup> A-0062, pages 237 et 238.

<sup>22</sup> B-0100, HQD-9, document 1, page 8.

<sup>23</sup> C-AHQ-ARQ-0011, pages 69 à 74.

<sup>24</sup> NPCC - Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, June 1, 2011, page i, table EX-1.

Tableau 1

## Évolution des besoins en puissance avec moyens additionnels

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance additionnelle requise (1)	(MW)	990	1100	1300	1550	1700	1900	2450	2750	3100
(-) retours d'énergie additionnels	(MW)					200				
(-) TCE	(MW)					300	400	500	500	500
(-) A/O 2014-01	(MW)	750	500	300	50					
(-) marchés de court terme	(MW)	750	1000	1200	1500	1500	1500	1500	1500	1500
(=) Puissance additionnelle requise	(MW)				0		0	<b>450</b>	<b>750</b>	<b>1100</b>
ou (=) Surplus	(MW)	510	400	200		300				

(1) Avant contribution des marchés de court terme. B-0095, HQD-8, document 1, page 3.

### 3.3. Autres moyens probables

Le Distributeur a indiqué qu'il ne comptait, dans ses bilans de puissance, sur aucune puissance en provenance de l'utilisation des compteurs de nouvelle génération<sup>25</sup> malgré le fait qu'il ait annoncé qu'il mettrait éventuellement en place des programmes de gestion de la consommation en utilisant les fonctionnalités avancées offertes par ces mêmes compteurs<sup>26</sup>. Nous sommes convaincus qu'il existe un potentiel significatif de réduction de la consommation en pointe en mettant en place de tels programmes, d'autant plus que le Distributeur a annoncé qu'il devançait de deux ans la fin du déploiement des 3,8 millions de compteurs qui est maintenant prévu pour 2016<sup>27</sup>. Les résultats des divers appels au public faits par le Distributeur dans le passé démontrent d'ailleurs la bonne collaboration des clients par la réduction de leurs besoins lors des journées de forte pointe<sup>28</sup>.

<sup>25</sup> A-0062, pages 128 et 129.

<sup>26</sup> R-3770-2011, B-0098, HQD-6, document 1, page 16.

<sup>27</sup> R-3905-2014, B-0070, HQD-15, document 1, page 12, réponse 3.4.

<sup>28</sup> C-AHQ-ARQ-011, page 63.

De plus, nous avons démontré que d'autres moyens étaient à la disposition du Distributeur, soit 300 MW en provenance de l'appel au public (que l'on pourrait associer conjointement aux CNG pour l'instant), 500 MW additionnels en provenance des marchés de court terme et 400 MW pour des rappels d'énergie certaines années<sup>29</sup>. Il fait toutefois noter que l'approbation de tels moyens est toujours sujette à la décision de la Régie dans le cadre du dossier R-3864-2013. En ajoutant à ces moyens ceux décrits plus haut, soit le potentiel additionnel de 150 MW d'électricité interruptible et la puissance de TCE atteignant 547 MW en pointe, nous avons préparé le tableau 2 qui suit.

**Tableau 2**

**Évolution des besoins en puissance avec autres moyens probables**

		2014 2015	2015 2016	2016 2017	2017 2018	2018 2019	2019 2020	2020 2021	2021 2022	2022 2023
Puissance additionnelle requise (1)	(MW)	990	1100	1300	1550	1700	1900	2450	2750	3100
(-) retours d'énergie additionnels	(MW)	400	400	400	400	200				
(-) TCE	(MW)					547	547	547	547	547
(-) électricité interruptible additionnelle	(MW)	150	150	150	150	150	150	150	150	150
(-) A/O 2014-01	(MW)	750	500	300	50					
(-) marchés de court terme	(MW)	1250	1500	1700	2000	2000	2000	2000	2000	2000
(=) Puissance additionnelle requise	(MW)	0	0	0	0	0	0	0	53	403
ou (=) Surplus	(MW)	1560	1450	1250	1050	1197	797	247	0	0

**Avec les moyens à la disposition du Distributeur (tableau 1), nous montrons que ce dernier n'aurait pas de besoins de puissance additionnelle avant l'hiver 2020-2021. Avec les autres moyens que nous recommandons (tableau 2), ce besoin ne serait pas présent avant l'hiver 2021-2022.**

---

<sup>29</sup> C-AHQ-ARQ-011, pages 79 et 80, section 9.2.

**Nous recommandons donc à la Régie de ne pas approuver le lancement d'un appel d'offres de long terme au cours de la prochaine année et de revoir la situation dans 12 mois alors que la validité de certains moyens potentiels additionnels pourra être vérifiée et que la prévision de la demande aura évolué.**

Une telle recommandation est guidée par la prudence afin d'éviter d'engager le Distributeur trop tôt dans des décisions qui pourraient être regrettables (exemple le contrat avec TCE) et ainsi se priver de la flexibilité qu'il possède de ne devoir se commettre que 3 ou 4 ans d'avance pour rechercher de la puissance additionnelle.

#### 4. Modalités de l'appel d'offres

Subsidiairement, si la Régie décidait d'approuver le lancement dès cette année de l'appel d'offres de long terme proposé par le Distributeur, nous soumettons certains commentaires sur les modalités d'un tel appel d'offres.

##### Investissements dans des moyens non requis

Le Distributeur a indiqué qu'il prévoyait accorder des points supplémentaires à un fournisseur potentiel qui pourrait lui assurer une mise en service et l'accès à de la puissance plus tôt que la date visée de 2018-2019<sup>30</sup>. Voyant les bilans de puissance du Distributeur, nous avons été surpris d'une telle ouverture et avons voulu en savoir plus long lors de l'audience du 8 octobre. Effectivement, le Distributeur a précisé qu'il était même disposé à offrir des points supplémentaires à un fournisseur éventuel qui pourrait lui offrir de la puissance dès l'hiver 2017-2018<sup>31</sup>. Une telle affirmation suggère, selon nous, que le Distributeur ne comprend pas la suffisance de respecter les critères de fiabilité et qu'il souhaite acquérir, au détriment des clients via les tarifs, de la puissance dont il n'a pas besoin pour satisfaire ses critères de fiabilité.

**Nous recommandons à la Régie de ne pas permettre au Distributeur d'accorder des points supplémentaires pour le critère de flexibilité et de lui demander de définir comment il entend distribuer les cinq points prévus pour ce critère.**

##### Cannibalisation des moyens existants

Le Distributeur a indiqué que les contrats qu'il conclura éventuellement avec les fournisseurs suite à l'appel d'offres de long terme qu'il propose ne doivent pas

---

<sup>30</sup> A-0062, pages 98 et 99.

<sup>31</sup> A-0062, pages 231 et 232.

avoir pour effet de cannibaliser les moyens dont il dispose présentement dont la contribution des marchés de court terme jusqu'à concurrence de 1500 MW. C'est pourquoi il exigerait que les offres ne proviennent que du Réseau Québec qu'il définit ainsi<sup>32</sup> :

*« Les installations de production devront être situées dans la zone d'équilibrage Québec. Elles pourront toutefois être situées à l'extérieur de cette zone dans la mesure où elles n'affectent pas la capacité d'importation des interconnexions existantes. Une centrale située à l'extérieur du Québec serait donc admissible mais devrait être raccordée au réseau au moyen d'une ligne de transport dédiée. Cette exigence vise à garantir la disponibilité du transport pour les fournisseurs tout en maintenant à 1 500 MW le potentiel d'approvisionnement en provenance des marchés de court terme. »*

Nous sommes en accord avec une telle condition du Distributeur. Ce dernier ajoute par ailleurs<sup>33</sup> :

*« Ce qu'il faut qu'ils démontrent, c'est qu'ils ont de la puissance qui est disponible et qui est non commise ailleurs par d'autres contrats, donc qui n'est pas commise ni pour Hydro-Québec Distribution ni pour d'autres producteurs. Il faut que ce soit vraiment... »*

En lien avec ce principe, nous avons porté une attention particulière aux Conventions d'énergie différée conclues avec le Producteur. En vertu de celles-ci, le Distributeur peut disposer de retours d'énergie avec une puissance garantie pouvant aller jusqu'à 800 MW en hiver, les derniers 400 MW étant à la discrétion du Producteur<sup>34</sup>.

**Nous sommes d'avis que le Distributeur devrait s'assurer que des offres éventuelles du Producteur dans le cadre de l'appel d'offres proposé dans le**

---

<sup>32</sup> B-0100, HQD-9, document 1, pages 11 et 12, réponse 6.1.

<sup>33</sup> A-0062, page 228.



**présent dossier ne cannibaliserait pas la puissance totale de 800 MW associée aux rappels d'énergie des Conventions et nous recommandons à la Régie de s'assurer que les offres reçues par le Distributeur comportent une démonstration en ce sens, le cas échéant.**

Option de ne pas retenir la totalité de la puissance visée

Le Distributeur a évoqué qu'il se gardait la possibilité de ne retenir qu'une partie de la puissance visée de 1000 MW pour une année donnée. Il aurait même la possibilité de refuser toutes les offres<sup>35</sup>.

**Nous recommandons à la Régie de s'assurer que les documents d'appel d'offres permettent au Distributeur de ne pas retenir la totalité de la puissance visée.**

---

<sup>34</sup> R-3726-2010, HQD-1, document 1, pages 7 et 8, section 2.3.3 et 2.3.4; et page 21.

<sup>35</sup> A-0062, page 244.

## 5. Conclusion

Dans ce rapport, nous avons démontré qu'avec les moyens à la disposition du Distributeur, ce dernier n'aurait pas de besoins de puissance additionnelle avant l'hiver 2020-2021. De plus, avec les autres moyens que nous recommandons, ce besoin ne serait pas présent avant l'hiver 2021-2022.

En effet, nous sommes d'avis que le Distributeur peut ajouter à son bilan de puissance l'utilisation de la centrale TCE en pointe, et ce, dès l'hiver 2018-2019.

Même avec seulement 300 MW en provenance de la centrale de TCE pour l'hiver 2018-2019, le Distributeur disposerait de suffisamment de puissance pour rencontrer ses critères de fiabilité et, par conséquent, n'aurait pas à recourir à un appel d'offres de long terme pour cette période.

En comptant sur la puissance installée de 547 MW de la centrale TCE, le Distributeur n'aurait pas non plus à recourir à un appel d'offres pour l'hiver 2019-2020.

De plus, le Distributeur n'a pas, selon nous, fourni une justification suffisante de la baisse des rappels d'énergie en 2018-2019 et, par conséquent, nous recommandons que la valeur de 1000 MW apparaisse de nouveau au bilan de puissance de la figure E-4 pour l'hiver 2018-2019.

Nous notons aussi qu'une quantité additionnelle de 150 MW d'électricité interruptible est probable.

**Nous recommandons donc à la Régie de ne pas approuver le lancement d'un appel d'offres de long terme au cours de la prochaine année et de revoir la situation dans 12 mois alors que la validité de certains moyens**

**potentiels additionnels pourra être vérifiée et que la prévision de la demande aura évolué.**

Subsidiairement, si la Régie devait approuver le lancement de l'appel d'offres proposé par le Distributeur, nous recommandons à la Régie

- de ne pas permettre au Distributeur d'accorder des points supplémentaires pour le critère de flexibilité et de lui demander de définir comment il entend distribuer les cinq points prévus pour ce critère.
- de s'assurer que les offres retenues par le Distributeur dans le processus ne viennent pas cannibaliser les moyens sous contrat et que cette condition couvre aussi la puissance associée aux rappels d'énergie des Conventions jusqu'à concurrence des 800 MW prévus par celles-ci et nous recommandons à la Régie de s'assurer que les offres reçues par le Distributeur comportent une démonstration en ce sens, le cas échéant.
- de s'assurer que les documents d'appel d'offres permettent au Distributeur de ne pas retenir la totalité de la puissance visée.