

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

DQ31.1

329

Projet de stockage de gaz naturel liquéfié  
et de regazéification à Bécancour  
6211-19-025

## Préambule D'Hydro-Québec aux questions du BAPE :

Les activités d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec Distribution (HQD) font l'objet d'une surveillance effectuée par la Régie de l'énergie (la Régie) en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie en vertu de la compétence exclusive confiée à la Régie par cette loi. De plus, le Plan d'approvisionnement en électricité d'HQD, couvrant une période de 10 ans, est examiné et approuvé par la Régie aux trois ans et un État d'avancement est déposé à chaque année intermédiaire. La Régie approuve également une procédure d'appel d'offres et d'octroi, de même que tous les contrats d'approvisionnement en électricité conclus par HQD, comme le prévoit la Loi sur la Régie de l'énergie. Les activités liées aux approvisionnements énergétiques font l'objet de nombreux suivis (critères de fiabilité, transactions de court terme, entente d'intégration éolienne, appels d'offres, etc.), en plus de faire l'objet d'une reddition de compte à l'occasion des dossiers tarifaires et des rapports annuels du Distributeur.

Ces examens et approbations se déroulent dans le cadre d'audiences publiques auxquelles participent de nombreuses associations de clients de toutes les catégories et des groupes de défense de l'environnement, notamment. La Régie et les participants soumettent des demandes de renseignements écrites à HQD et peuvent contre-interroger ses représentants lorsque ces audiences publiques se déroulent oralement. À moins d'une ordonnance de confidentialité émise par la Régie, tous les documents sont publics et apparaissent sur le site Web de la Régie.

Il s'agit de dossiers généralement complexes qui requièrent l'échange d'une documentation volumineuse comprenant notamment la preuve d'HQD, les demandes de renseignements et leurs réponses, la preuve des intervenants, les rapports d'experts, les notes sténographiques des audiences et les argumentations des participants. HQD fait appel à ses employés spécialisés et des experts afin de traiter ces dossiers, tout comme la Régie et les autres participants à ces travaux.

Dans le cadre des travaux de la Commission d'enquête et d'audience publique du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), HQ a répondu de nouveau à toutes les questions concernant les activités, contrats et plans d'approvisionnement ayant déjà fait l'objet de débats devant la Régie au cours des dernières années. Hydro-Québec a également fourni toute l'information pertinente aux questions par les références aux documents apparaissant sur le site Web de la Régie de l'énergie. Dans un contexte où l'efficacité est au cœur de nos préoccupations, Hydro-Québec tient à souligner qu'elle s'étonne de la nature, de l'ampleur et de l'étendue des thèmes couverts par les questions qui lui sont adressées en regard du projet de stockage et de vaporisation de GNL dans le

---

A

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

parc industriel de Bécancour mais tient néanmoins à réitérer son entière collaboration aux travaux du BAPE.

---

## Questions du BAPE :

### Question 1

Au tableau 3, page 9, du document Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance Réseau intégré<sup>1</sup>, on peut voir que plusieurs mesures exclues du PTÉ comportent un coût en \$ / kW / hiver inférieur au coût de 106 \$ / kW / an du dernier appel d'offres de 500 MW et que ces mesures totalisent un potentiel de réduction des besoins en puissance de 2 670 MW (chauffe-eau – contrôle à distance, biénergie additionnelle – plex, uni, PAC appoint – gaz).

De plus, deux autres mesures exclues du PTÉ dans ce rapport de 2012 (gestion des points de consigne – plinthes et chauffe-eau à stockage accru – contrôle) ayant un coût en \$ / kW / hiver à peine supérieur (112 et 115 \$ / kW respectivement) au prix du dernier appel d'offres de puissance (106 \$ / kW) totalisent un potentiel de réduction des besoins en puissance de 3 130 MW.

**1.1** Parmi l'ensemble des mesures incluses dans le PTÉ reconnu au rapport de 2012, lesquelles ont été déployées au cours des 4 dernières années et quelle portion de leur potentiel en réduction de puissance (pour chacune d'elles) a été réalisé jusqu'à présent?

**Réponse : Hydro-Québec Distribution (HQD) tient à apporter certaines précisions concernant l'évaluation du potentiel technico-économique (PTÉ) présenté dans le rapport de 2012.**

- 1. D'abord, l'évaluation du PTÉ ne considère que les technologies existantes pour lesquelles un potentiel technique est identifié et dont la rentabilité économique est démontrée. La rentabilité économique d'une technologie est déterminée par le coût évité en puissance. Coût évité en puissance qui correspond au coût d'achat de puissance qui serait évité du fait de déployer une intervention commerciale qui permettrait de réduire les besoins de puissance au moment de la pointe hivernale. À chaque année, le coût évité de la puissance doit faire l'objet d'une décision de la Régie de l'énergie.**

---

<sup>1</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162\\_PlanAppro\\_2011-2020/HQD\\_RapportPTE\\_01nov2012.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf)

---

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

2. Le coût évité en puissance s'exprime en \$/kW. L'évaluation du PTÉ présenté dans le rapport de 2012 a été établit sur la base d'un coût évité de 40\$/kW-hiver. Coût évité qui a été entériné par la Régie de l'énergie. La plus récente décision de la Régie concernant le coût évité en puissance date du 7 mars 2016 (décision D-2016-033). Dans cette décision la Régie conclut que le coût évité de la puissance sera de 53\$/kW-hiver à compter de l'hiver 2018-2019. Par cette décision, une réévaluation du PTÉ devrait donc considérée un palier de 53\$/kW-hiver, plutôt que le palier de 40\$/kW-hiver utilisé lors de l'évaluation de 2012.
3. L'évaluation du PTÉ ne tient pas compte non plus des facteurs suivants : l'acceptation des mesures potentielles par les clients, les barrières de nature commerciale et financières.
4. Le succès du déploiement des mesures repose aussi sur l'appui des intervenants du marché (ex. : propriétaires gestionnaires de bâtiments et organismes gouvernementaux).
5. Par ailleurs, il est important de souligner que l'évaluation du PTÉ ne tient compte que du coût matériel des interventions (ex. : prix d'un chauffe-eau 3 éléments) et de son coût d'installation. Les coûts liés à l'aide financière aux participants, aux frais de gestion et de commercialisation d'une intervention commerciale ainsi que les coûts associés au désistement des participants à un programme ne sont pas pris en compte.
6. Enfin, les données sur le PTÉ présenté dans le rapport de 2012 ne sont pas cumulatives. Ainsi, par exemple, l'impact que pourrait avoir l'installation de thermostats efficaces ne pourrait être cumulé à une autre mesure qui permettrait aussi de réduire les besoins de chauffage.
7. En conclusion, tous ces éléments font en sorte que le potentiel technico-économique qui est commercialement réalisable est nettement inférieur au PTÉ présenté dans le rapport de 2012.

Sur la base du PTÉ de 2012, les mesures jugées commercialement réalisables par HQD étaient les chauffe-eau 3 éléments, le contrôle à distance des chauffe-eau et la gestion des points de consigne des systèmes centraux.

Le chauffe-eau trois éléments fait l'objet d'un programme commercial d'HQD depuis 2010. Plus de 100 000 chauffe-eau 3 éléments sont installés

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

au Québec. À la fin de 2015, l'impact de ce parc de chauffe-eau sur les besoins en puissance d'HQD a été de 8 MW, ce qui représente 10 % du PTÉ de cette mesure.

**1.2** Pourquoi Hydro-Québec n'a-t-elle pas réalisé, au cours des quatre dernières années, les mesures (incluses ou exclues) qui comportaient un coût inférieur à celui de son dernier appel d'offres en puissance ?

- Qu'est-ce qui freine le déploiement de ces moyens?

**Réponse : Voir la réponse à la question 1.1.**

Dans les quatre prochaines années, quels sont les objectifs visés pour ce type de mesures?

**Réponse : Tel que présenté dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur déposé à la Régie de l'énergie, la contribution en puissance des interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) prévue pour les 4 prochains hivers est de 200 MW, 200 MW, 225 MW et 275 MW. Voir à cet effet le bilan de puissance présenté en réponse à la question « e » des réponses transmises au BAPE le 9 juin 2016.**

**1.3** Certaines des mesures de réduction des besoins en puissance qui étaient exclues du PTÉ reconnu en 2012 avaient un coût inférieur ou équivalent au prix payé dans le dernier appel d'offres de 500 MW.

- HQ Distribution a-t-elle amorcé leur déploiement au cours des quatre dernières années?

**Réponse : Tel que précisé en réponse à la question 1.1, le signal de coût évité utilisé par HQD dans son évaluation du PTÉ doit faire l'objet de l'approbation de la Régie de l'énergie.**

**La plus récente décision de la Régie concernant le coût évité en puissance date du 7 mars 2016. Dans sa décision, la Régie reconnaît l'utilisation d'un coût évité en puissance de 53\$/kW-hiver, à compter de l'hiver 2017-2018.**

- Quelle proportion, le cas échéant, a été réalisée?

**Réponse : Voir la réponse précédente.**

- Dans les quatre prochaines années, quels sont les objectifs visés pour ce type de mesures?

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

Réponse : Voir la réponse à la question 1.2.

## Question 2

Les prochaines questions réfèrent à votre document Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus pour l'année 2015

[http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/RappHQD2015/HQD-02-03\\_25avril16.pdf](http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/RappHQD2015/HQD-02-03_25avril16.pdf)

**2.1** Veuillez expliquer la révision à la baisse (prévision 2015 vs prévision 2014) des besoins en puissance pour les hivers 2015-2016 à 2018-2019 que l'on peut constater dans le rapport du NPCC tant pour le scénario de base que pour le scénario de forte croissance.

**Réponse : La baisse des besoins en puissance entre la prévision 2015 et la prévision 2014 découle essentiellement d'une diminution des ventes aux grandes entreprises du secteur industriel.**

**Le scénario fort du NPCC est un scénario d'encadrement du scénario de base avec une probabilité d'occurrence donnée. Si le scénario moyen varie à la baisse, le scénario fort va dans la même direction que celui-ci.**

**2.2** Veuillez expliquer la différence de croissance annuelle prévue des besoins en puissance entre le scénario de base du rapport du NPCC (0,2 %) et l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (0,82 %).

**Réponse : Dans les revues du NPCC, le niveau des besoins correspond à celui de la zone de réglage du Québec, c'est-à-dire les besoins de la clientèle d'HQD et les engagements fermes d'Hydro-Québec Production (HQP) sur les marchés externes, alors que le niveau des besoins présenté dans l'État d'avancement déposé à la Régie correspond uniquement à celui de la clientèle d'HQD.**

**La différence entre les taux de croissance annuelle prévue dans les deux évaluations (0,2% vs 0,82%) s'explique par la variation des engagements fermes d'HQP sur les marchés externes.**

**2.3** Veuillez expliquer pourquoi les besoins en puissance prévus diminuent à partir de l'hiver 2017-2018 dans le rapport du NPCC alors qu'ils continuent d'augmenter dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

**Réponse :** Dans le rapport du NPCC, la baisse des besoins en puissance prévus s'explique par la baisse des engagements fermes d'HQP sur les marchés externes à la pointe (voir aussi la réponse à la question 2.2).

**2.4** Veuillez expliquer pourquoi le taux de la *réserve pour respecter le critère de fiabilité* augmente de l'hiver 2015-2016 (9,42 %) à l'hiver 2018-2019 (10,44 %) dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

**Réponse :** La méthodologie d'établissement de la réserve requise est reconnue et entérinée par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).<sup>2</sup>

La réserve pour respecter le critère de fiabilité est associée à l'incertitude due à l'aléa climatique, à l'aléa sur la prévision des besoins et les aléas sur les moyens d'approvisionnements disponibles (ex. : taux de panne des équipements de production).

La croissance annuelle du taux de la réserve tient principalement à l'effet de l'aléa sur la prévision des besoins. De fait, plus la réalisation d'une prévision est éloignée dans le temps, plus l'incertitude reliée à la probabilité de réalisation de cette prévision s'accroît d'où l'ajustement à la hausse du niveau de la réserve pour refléter cette situation.

## Questions 3

Dans le résumé de votre étude d'impacts du projet de la TAG de Bécancour, publié en janvier 1991, Hydro-Québec écrivait à la page 8 : «Les équipements destinés à répondre aux besoins de pointe sont appelés à être exploités peu fréquemment au cours d'une année, les périodes de pointes étant rares et de courtes durée. Les équipements généralement utilisés pour répondre à ces besoins sont les centrales à turbines à gaz, les suréquipements de centrales hydro-électriques et les centrales de pompage.»

- i. Lesquels de ces moyens sont actuellement utilisés par Hydro-Québec pour répondre à ses besoins de puissance en pointe?

**Réponse :** Parmi ces moyens identifiés en 1991, le moyen de la centrale à turbine à gaz et le moyen des suréquipements de centrales (augmentation de la capacité

---

<sup>2</sup> Le NPCC développe des critères, des directives et des procédures visant à promouvoir et à répondre aux questions de fiabilité dans les zones de contrôle de ses membres. Aussi, le NPCC élabore et applique des normes de fiabilité régionales qui sont sous l'autorité du NERC

---

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

de centrales existantes sans ajout de turbine) sont actuellement utilisés par HQP.

- ii. Quelle proportion des besoins de puissance post patrimoniale ces moyens couvrent-ils?

**Réponse :** HQD ne possède aucun moyen de production. HQD dispose de contrats d'approvisionnement. Selon l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, HQD doit procéder par appel d'offres pour acquérir des approvisionnements post-patrimoniaux.

HQD dispose de trois (3) contrats pour répondre spécifiquement aux besoins de puissance en périodes de pointe. Acquis par appel d'offres en 2015, ils totalisent 500 MW. Ces contrats, qui prendront effet à l'hiver 2018-2019, correspondront, à cette date, à environ 10% des besoins post-patrimoniaux. Voir à cet effet le bilan de puissance présenté en réponse à la question « e » des réponses transmises au BAPE le 9 juin 2016.

Par ailleurs, HQD disposent d'autres contrats de long terme pour des approvisionnements post patrimoniaux (biomasse, hydraulique, ...) qui, même s'ils ne représentent pas des moyens d'approvisionnement spécifiques pour la pointe d'hiver au même titre qu'un « peaker », procurent de la puissance en périodes de pointe hivernale.

- iii. Quel est le coût moyen du kW/h-an de chacun de ces moyens?

**Réponse :** Le coût moyen des trois contrats, acquis spécifiquement pour approvisionner des besoins de puissance en périodes de pointe, est de 106 \$/kW-an pour le volet puissance et de 56 \$/MWh pour le volet énergie.

Le tableau qui suit présente les MW et les prix pour le volet puissance et le volet énergie de chacun des trois contrats. (NB : Tous les coûts sont exprimés en \$ de 2016)

Nom du contrat	Système de puissance HQP-1	Système de puissance HQP-2	Système de puissance HQP-3
MW	100	200	200

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

\$/kW-an	60,9	106,6	128,5
\$/MWh	55,83	55,83	55,83

- iv. Quel a été le coût moyen de construction pour la mise en place des infrastructures nécessaires à chacun de ces moyens?

**Réponse : Voir les réponses aux questions 3 i) et 3 ii).**

- i. Pourquoi ces moyens n'ont-ils pas été retenus pour rencontrer les récents besoins en puissance?

**Réponse : Voir les réponses aux questions 3 i) et 3 ii).**

## Question 4

Veuillez remplir le tableau suivant :

**Réponse : (NB : Tous les coûts sont exprimés en \$ de 2016)**

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

	Utilisation nulle (0 heures)	Utilisation de 1 à 100 heures		Utilisation de 101 heures à 300 heures	
	Coûts totaux (fixes)*	Coûts fixes \$/kW/an	Coûts variables \$/kWh	Coûts fixes \$/kW/an	Coûts variables \$/kWh
<i>Projet GMSE-TCE</i>	TCE : Confidentiel <sup>3</sup> ----- ---- GMSE : Confidentiel <sup>4</sup>	55	0,065	55	Confidentiel <sup>5</sup>
<i>Centrale TAG<sup>6</sup></i>	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel
<i>Appel d'offre de puissance de 2015 HQP (106\$/kw-an)</i>	106 \$/kW-an	106	0,056	106	0,056

\* coûts fixes :

Dans l'éventualité où la centrale n'est pas utilisée à pleine puissance, quel sera l'impact sur les coûts fixes et variables? Sont-ils les mêmes que lors d'une utilisation à pleine puissance?

**Réponse : Peu importe le niveau d'utilisation de la centrale, les coûts fixes demeurent à 55\$/kW-an. Les coûts variables varieront en fonction du niveau de production de la centrale.**

Si non, veuillez donner un exemple de calcul, ex : utilisation de la centrale à 50% de sa puissance, durant 50 heures et utilisation de la centrale à 100% de sa capacité durant une autre 50 heures. Les coûts fixes seront-ils les mêmes que lorsque la centrale est utilisée à 100% de la sa puissance durant 100 heures?

<sup>3</sup> Cette information ne peut être rendue publique. Le détail des coûts a été transmis au BAPE sous pli confidentiel, le 21 juin 2016.

<sup>4</sup> Idem.

<sup>5</sup> Idem.

<sup>6</sup> Cette information ne peut être rendue publique. Le détail des coûts est transmis au BAPE sous pli séparé et confidentiel en format papier uniquement.

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

Réponse : L'exemple qui suit est basé sur une capacité de production de 570 MW.

(NB : Tous les coûts sont exprimés en \$ de 2016)

	Utilisation de la centrale à 100% de sa puissance durant 50 heures	Utilisation de la centrale à 50% <sup>7</sup> de sa puissance durant 50 heures	Utilisation de la centrale à 100% de sa puissance durant 100 heures
MW utilisés	570	285	570
MWh produits	28 500	14 250	57 000
Prix de la puissance en \$/kW-an	55	55	55
Prix de l'énergie en \$/MWh	65	65	65
Coût fixe en M\$	31,4 = 570 MW x 55 \$/kW-an	31,4 = 570 MW x 55 \$/kW-an	31,4 = 570 MW x 55 \$/kW-an
Coût variable en M\$	1,8 = 28 500 MWh x 65 \$/MWh	0,9 = 14 250 MWh x 65 \$/MWh	3,7 = 57 000 MWh x 65 \$/MWh

## Question 5

Quels sont, à ce jour, les projets hydroélectriques projetés d'ici 15 ans

- Préciser la date d'entrée en fonction, la puissance et l'énergie anticipées.

Réponse : Tel que présenté dans le plus récent Plan stratégique d'HQ, les projets hydroélectriques d'HQP au cours des 15 prochaines seront :

- La mise en service de la centrale de la Romaine-3 (395 MW) en 2017 ;
- La mise en service de la centrale de la Romaine-4 (245 MW) en 2020 ;

<sup>7</sup> Ce cas est totalement hypothétique puisque, selon l'entente, la centrale aura deux modes de fonctionnement : soit elle sera en arrêt complet, soit elle fonctionnera à pleine capacité.

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

- Des ajouts de puissance à certaines installations de production (environ 500 MW) à l'horizon 2025.

## Question 6

Quelle est la capacité totale des interconnexions avec les territoires voisins (USA, Ontario, Labrador, Provinces maritimes, autres)?

- Préciser le nom de chaque territoire et la capacité d'importation de puissance en hiver;

**Réponse :** Le tableau qui suit est extrait du plus récent Plan d'approvisionnement d'HQD.<sup>8</sup> Il présente la capacité d'importation des interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec Transport (HQT) et les réseaux voisins.

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	150
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250
<b>TOTAL</b>	<b>3 830</b>

**Les seules capacités d'importation fermes sur lesquelles HQD peut compter pour assurer ses approvisionnements de court terme en période de pointe**

<sup>8</sup> Pour plus de détail à cet effet, voir les pages 43 à 50 du document « Annexes – Approvisionnement » du Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'HQD : [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-B-0008-Demande-Piece-2013\\_11\\_01.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-B-0008-Demande-Piece-2013_11_01.pdf)

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

hivernale sont celles des marchés de *New York (CRT) - Dennison (DEN)* et de *New York – Châteauguay*.

## Question 7

Pouvez-vous fournir à la commission une version en français de la communication suivante : <http://www.camput.org/wp-content/uploads/2016/05/Session-10-Richard.pdf>

**Réponse : Hydro-Québec ne dispose pas d'une version française de cette présentation.**

- Expliquer pourquoi la production anticipée de la centrale TCE n'y figure pas.

**Réponse : La centrale de TCE fait partie des moyens prévus pour approvisionner les 40 288 MW de besoins à l'horizon 2022. Voir à cet effet le bilan de puissance présenté en réponse à la question « e » des réponses transmises au BAPE le 9 juin 2016.**

## Question 8

Dans le communiqué de presse d'Hydro-Québec du 16 juin 2015, la société d'État précisait qu'Hydro-Québec Distribution avait retenu les trois soumissions d'Hydro-Québec Production pour un total de 500 MW dans le cadre de l'appel d'offres du 4 mars 2015. On y précisait que : «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 cents/kWh.»

Compte tenu du fait que le prix serait de 55 \$/kW/an dans le projet soumis à la commission, soit près de la moitié, quel serait le prix moyen de l'énergie associée à ce projet?

**Réponse : Voir la réponse à la question 4.**

## Question 9

Veuillez déposer les accords intergouvernementaux et internationaux auxquels vous faites référence dans votre politique : Nos acquisitions de biens meubles et de services et les conditions de contrats.

**Réponse : Ces accords sont les suivants :**

***Accord économique et commercial global (AECG) :***

---

# Réponses d'Hydro-Québec aux questions DQ31 du BAPE

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour

---

Texte de l'accord : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?qid=1467909007204&uri=COM:2016:443:FIN#document2>

Cet accord est en voie de ratification.

*Accord de commerce et de coopération entre le Québec et l'Ontario (ACCQO) :*

Texte de l'accord (le texte ci-après est celui tel que modifié par le Deuxième protocole d'amendement de septembre 2015) :

[https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents\\_soutien/accords/quebec\\_ontario/signature\\_accord\\_quebec\\_ontario.pdf](https://www.economie.gouv.qc.ca/fileadmin/contenu/documents_soutien/accords/quebec_ontario/signature_accord_quebec_ontario.pdf)

*Accord sur le commerce intérieur (ACI) :*

Texte de l'accord le texte et ses modifications sont répertoriés dans le site ci-après : <http://www.ait-aci.ca/agreement-on-internal-trade/?lang=fr>

Toutefois, il faut noter deux aspects importants.

1. Actuellement les marchés d'Hydro-Québec ne sont pas couverts par l'ACI.
2. L'accord de principe des premiers ministres du 22 juillet 2016 en vue d'un nouvel Accord de libre-échange canadien (ALEC).
  - Le texte de l'accord de principe précise que «*l'accord proposé modernisera et remplacera l'actuel Accord sur le commerce intérieur (ACI)*».
  - Le texte de cet accord de principe, qui comporte un chapitre portant sur les marchés publics, peut être consulté ci-après : [http://www.pmprovinceterritoires.ca/phocadownload/newsroom-fr\\_2016/fr-internal\\_trade\\_july22.pdf](http://www.pmprovinceterritoires.ca/phocadownload/newsroom-fr_2016/fr-internal_trade_july22.pdf)