

Réponses aux questions du BAPE adressées le 28 juin 2016

1. D'ici la mise en service potentielle de la centrale de TCE (décembre 2019), comment allez-vous combler d'éventuels besoins de pointes hivernales?

Réponse :

Ce sont les infrastructures d'entreposage et de vaporisation du gaz naturel liquéfié (GNL) qui ne seront pas disponibles avant l'hiver 2019-2020 (au plus tard le 1^{er} décembre 2019).

Des travaux de mise à niveau de la centrale de TCE sont nécessaires pour assurer que la centrale puisse fonctionner en mode « peaker » (i.e. arrêts et démarrages fréquents) plutôt qu'en mode « base » (i.e. 8760 heures par an).

D'ici à ce que les infrastructures d'entreposage et de vaporisation soient disponibles, Hydro-Québec Distribution (HQD) pourrait procéder à des achats de gaz naturel de réseau auprès de courtiers afin d'assurer la production de la centrale de TCE.

2. Les montants présentés au tableau de l'onglet 22 des documents confidentiels représentent-ils la totalité des déboursés prévus dans le scénario 2006-2026 et dans le scénario 2018-2036?

Réponse :

Les montants présentés au tableau de l'onglet 22 des documents confidentiels transmis au BAPE le 10 juin 2016 représentent la totalité des déboursés prévus dans le scénario 2006-2026 et dans le scénario 2018-2036.

- Le cas échéant, détaillez les principaux postes.

Réponse :

La première colonne présente les coûts annuels prévus pour la période 2016 à 2026 associés au contrat de « base » avec TCE.

La deuxième colonne présente les coûts annuels prévus pour la période 2016 à 2036 associés à l'utilisation en périodes de pointe hivernale de la centrale de TCE (environ 67% du coût total) et les coûts des infrastructures d'entreposage et de vaporisation du GNL, incluant les frais de liquéfaction (environ 25% du coût total) ainsi que les coûts d'opération et de maintenance (environ 8% du coût total).

- Sinon, complétez en donnant le portrait complet des déboursés et des principaux postes.

Réponse :

Sans objet.

La commission gardera ces informations confidentielles jusqu'à une décision complète sur l'ensemble des documents confidentiels.

3. Sur quelles prévisions et analyses de besoins à court et moyen termes, incluant les besoins en pointe hivernale, se basait votre décision de ne plus avoir recours à la centrale de TCE, comme il était prévu en 2006?

Réponse :

La centrale de TCE a produit de l'énergie en mode « base » de septembre 2006 à décembre 2007.

Le détail des prévisions et des analyses des besoins est présenté dans chacune des requêtes déposées à la Régie de l'énergie et qui, dans le cadre de la présente commission, ont été transmises au BAPE. Chaque décision de suspension s'est appuyée sur la prévision des besoins la plus récente au moment de la décision. À titre d'exemple, la demande de suspension des livraisons de 2008 et de 2009 s'appuyait sur les besoins identifiés dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017, déposé à la Régie de l'énergie en novembre 2007 (voir à cet effet la page 5 de http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-1-HQD-01-01_3648_01nov07.pdf).

Pour les autres décisions de suspension voir les documents #6, #9, #11 et #13 transmis au BAPE le 10 juin 2016.

4. Avez-vous donné votre accord à TCE pour que cette société mette fin à son contrat d'approvisionnement en gaz naturel (molécule et distribution) de sa centrale de Bécancour et le cède à une autre société?

Réponse :

Hydro-Québec n'assume aucun coût d'achat de la molécule nécessaire pour de la production d'électricité lorsque la centrale ne produit pas d'électricité.

Par ailleurs, tel que présenté à l'article 20 de l'entente de suspension de 2014 (document #11 transmis au BAPE le 10 juin 2016), la décision de revendre le contrat de transport permettait une diminution du coût annuel de suspension de 10 M\$ à 14 M\$.

5. Aurait-il été possible de conserver le contrat annuel d'approvisionnement en gaz pour satisfaire les besoins en pointe hivernale et de revendre le surplus?

Réponse :

HQD ne possédait aucun contrat annuel d'approvisionnement en gaz naturel. Dans le contrat de base, l'approvisionnement en gaz naturel était sous la responsabilité de TCE.

6. Quand TCE n'utilisait pas le gaz acheté dans le cadre du contrat initial, est-ce qu'Hydro-Québec assumait financièrement la totalité de l'achat annuel de la molécule ou seulement la partie invendue, le cas échéant?

Réponse :

Hydro-Québec n'assume aucun coût d'achat de la molécule nécessaire pour de la production d'électricité lorsque la centrale ne produit pas d'électricité.

Conséquemment, HQD n'avait pas et n'est pas intervenue auprès de TCE en regard du contrat d'approvisionnement en gaz naturel.

- Qui revendait la molécule, le cas échéant : TCE ou Hydro-Québec?

Réponse :

Sans objet.

7. En audience vous mentionniez pouvoir utiliser la centrale de TCE après les premières cent heures « dans l'éventualité où Hydro-Québec est capable d'amener du gaz ». (DT1 page 122)
- Comment Hydro-Québec envisage-t-elle d'acquérir le gaz nécessaire pour faire fonctionner la centrale au-delà des 100 premières heures et potentiellement jusqu'aux 300 heures permises.

Réponse :

Pour des besoins de production au-delà des 100 premières heures, HQD disposera de deux sources d'approvisionnement en gaz naturel pour la production d'électricité :

- 1. Approvisionnement en GNL ;**
- 2. Approvisionnement en gaz naturel de réseau.**

- Des fournisseurs ont-ils été approchés à cet effet?

Réponse :

Oui.

- Si oui, lesquels et où en sont vos discussions.

Réponse :

D'une part, l'entente avec Gaz Métro GNL, S.E.C. permet des approvisionnements additionnels en GNL et, d'autre part, des discussions ont été engagées avec des courtiers indépendants afin de se procurer des approvisionnements en gaz naturel de réseau.

8. Avez-vous estimé les coûts de l'approvisionnement en gaz naturel (capacité de transport, molécule, distribution, etc.) nécessaire à une utilisation de 100 heures de la centrale TCE en période de pointe, et ce, même si cela implique un contrat annuel?

Réponse :

Oui.

- Si oui, indiquez les coûts de cette option.

Réponse :

Sur la base des tarifs du gaz naturel de Gaz Métro de 2015 (incluant la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et la SPEDE), HQD estime à 65 \$/MWh le coût variable de produire de l'électricité en période de pointe durant 100 heures, ce qui représenterait un coût annuel de 3,7 M\$.

- Sinon, veuillez réaliser cette estimation.
 - Indiquez également le coût estimé pour un approvisionnement en gaz naturel pour une durée de fonctionnement de 300 heures.

Réponse :

Au-delà des 100 premières heures, le coût d'utilisation dépendra des conditions de marché du gaz naturel qui prévaudront et sera fonction :

- 1. du prix du gaz naturel, incluant la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et le SPEDE ;**
- 2. des frais supplémentaires définis à la section 9.3 de l'Entente finale entre TCE et HQ.**

NB : Voir à cet effet les documents #13 et #14 transmis au BAPE le 10 juin 2016.

9. Avez-vous envisagé d'acquérir un approvisionnement annuel pour la centrale en contractant en partenariat avec une ou des entreprises pour une capacité de gaz suffisante pour faire fonctionner la centrale de TCE en pointe hivernale, mais qui serait utilisée principalement par ce ou ces partenaires le reste de l'année?

Réponse

HQD a envisagé cette possibilité. Le coût d'approvisionnement en gaz naturel est fonction de l'offre et de la demande de la molécule et de la capacité de transport. La demande pour le gaz naturel et le transport du gaz naturel est extrêmement élevée en périodes de pointe hivernale. Le prix de la molécule et celui du transport par gazoduc, au cours des périodes de pointe hivernale, sont donc extrêmement élevés au point où l'économie d'un modèle d'affaires basé sur des achats en périodes de pointe n'est pas avantageuse par rapport à la solution du GNL qui permet des approvisionnements de long terme fiables et à moindre coût.

- Si oui, quelles entreprises ont été approchées et pourquoi cette option n'a-t-elle pas été retenue?

Réponse

HQD s'est adressé à des spécialistes indépendants à ce sujet.

10. Quels sont les potentiels résiduels (énergie et puissance) identifiés par Hydro-Québec à ce jour pour les secteurs ou initiatives suivantes, le coût moyen en MWh sur 20 ans ainsi que le délai pour les rendre opérationnels?

- La puissance interruptible encore disponible du côté commercial et industriel (distinguer);

Réponse

HQD tire le maximum, année après année, de l'option tarifaire d'électricité interruptible et la planification à long terme de HQD intègre la contribution maximale de cette option tarifaire. Par ailleurs, fort des résultats positifs d'un projet-pilote réalisé en 2015, HQD a lancé le 1^{er} avril 2016 un nouveau programme de gestion de la demande en puissance pour les marchés Commercial, institutionnel et petite industrie (CII) duquel HQD compte retirer 70 MW dès le premier hiver. Ainsi, l'ensemble des marchés que ce soit CII ou de la Grande puissance contribuent aux besoins en puissance du Distributeur.

- Via l'installation de chauffe-eau interruptible;

Réponse

Les interventions en efficacité énergétique, dont la gestion de la demande en puissance, constituent une source importante de réduction de besoin en puissance de HQD. Dans l'État d'avancement 2015 de son Plan d'approvisionnement 2014-2023, HQD évalue à 4 360 MW la contribution de ces interventions. Ces 4 360 MW se détaille comme suit : 850 MW en électricité interruptible, 570 MW en biénergie résidentielle, 300 MW en nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance et 2 640 MW en économies d'énergie.

Quant aux programmes de gestion de la demande en puissance spécifiques au marché résidentiel, le Distributeur est à élaborer sa stratégie de déploiement en s'assurant d'obtenir, au préalable, le soutien des différents intervenants dans le marché.

Pour plus de détails concernant les interventions en efficacité, voir les pages 12 à 14 du plus récent État d'avancement du Plan d'approvisionnement d'HQD (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf).

- Via l'installation de thermostat dont on peut diminuer le registre à distance;

Réponse

Voir la réponse à la question précédente.

- Via le rachat en cofinancement de puissance dans divers commerces, fermes, etc.

Réponse

Voir la réponse à la question précédente.

- Via les programmes d'isolation et de remplacement des fenêtres;

Réponse

Voir la réponse à la question précédente.

- Dans les autres bassins potentiels identifiés par Hydro-Québec.

Réponse

Voir la réponse à la question précédente.

11. Pourquoi dans votre bilan en puissance, déposé dans le cadre de l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, ne prévoyez-vous que 50 MW en puissance en 2017-18 et rien par la suite à la ligne « Transactions de court terme »?

Réponse

Il s'agit de puissance acquise par appel d'offres en 2014.

En 2014, HQD a lancé un appel d'offres pour l'acquisition de puissance sur un horizon de 4 ans. Les résultats de cet appel d'offres ont démontré que le marché de court terme est extrêmement restreint et que les fournisseurs potentiels hésitent à offrir des quantités de

puissance au-delà d'un horizon de court terme, soit parce qu'ils ne disposent pas de ressources suffisantes ou qu'ils préfèrent offrir ces quantités dans des marchés plus lucratifs.

Le tableau qui suit présente les résultats de l'appel d'offres de 2014.

	Hiver 1	Hiver 2	Hiver 3	Hiver 4
MW recherchés	750	500	500	500
MW offerts	900 à 1 300, selon le mois	600	300	50
MW acquis	750	500	300	50

12. Quel serait le prix du kWh pour la puissance obtenue de la centrale de TCE dans le scénario initial présenté dans l'étude d'impacts et dans le scénario récemment révisé avec la hausse du coût de réalisation à 75 M\$? (En référence aux prix cités de 51 \$ kW-an et de 55 \$ kW-an)

Réponse

Le prix de la puissance s'exprime en \$/kW alors que le prix de l'énergie s'exprime en \$/MWh.

Le coût des infrastructures d'entreposage et de vaporisation du GNL n'a pas d'impact sur le prix de l'énergie produite. Le prix de l'énergie est fonction des composantes de coût suivantes : la fourniture, le transport, la distribution, l'équilibrage et le SPEDE.

L'augmentation du coût des infrastructures d'entreposage et de vaporisation du GNL se répercute sur le prix de la puissance uniquement qui passe de 51 \$/kW-an à 55 \$/kW-an.

13. Dans votre réponse à une question (DQ4.1, p1, e), vous réferez la commission à un document dont elle a pris connaissance. Pouvez-vous fournir une réponse synthèse à cette question afin d'éclairer le public et les participants à l'audience qui consulteront la documentation de la commission?

Réponse :

La prévision des besoins à approvisionner est établit en fonction d'un ensemble de paramètres démographiques et économiques (Annexe A du document donné en référence à la question DQ4.1, Q f du BAPE).

Pour assurer l'approvisionnement des besoins de sa clientèle, le Distributeur dispose de divers moyens :

- **Contrat patrimonial;**
- **Contrats de long terme post-patrimoniaux (la liste de ces contrats est présentée à l'Annexe E du document donné en référence à la question DQ4.1, Q f du BAPE)**
- **Moyens de gestion de la demande en puissance (ex. option d'électricité interruptible, programme de GDP pour le marché CII, autres);**
- **Achats sur les marchés de court terme.**

Les bilans en énergie et en puissance présentent des situations différentes auquel HQD doit faire face dépendamment s'il s'agit d'énergie ou de puissance. Le bilan en énergie présente des

surplus sur l'ensemble de l'horizon de planification, alors que le bilan en puissance présente des déficits de puissance qui nécessite l'acquisition de moyens de long terme additionnels, tel que l'entente avec TCE.

14. Dans le document, vous précisez que le critère de fiabilité en puissance vous oblige à équilibrer votre bilan « avant le début de chaque hiver ». Les règles du NPCC permettent-elles de miser sur la disponibilité historique du marché de court terme à cette période de l'année, autant du côté canadien qu'étasunien, pour combler les besoins supplémentaires en puissance que peuvent imposer les pointes hivernales?

Réponse

Les règles du NPCC exigent de démontrer un bilan de puissance qui respecte le critère de fiabilité basée sur la disponibilité de la ressource au moment de la pointe ainsi que sur les capacités de transport disponibles.

À cet effet, afin de répondre aux exigences du NPCC, HQD planifie et sécurise ses approvisionnements en puissance en fonction de l'état actuel et anticipé des marchés de puissance, non en fonction des années historiques.

15. Si l'historique des disponibilités indique qu'elles sont égales ou supérieures aux besoins de pointe de HQD, pourquoi n'est-il pas possible d'envisager de recourir à ce type d'achat de court terme au fur et à mesure des besoins?

Réponse

Voir la réponse à la question précédente.

16. Avez-vous déjà comblé des besoins de très court terme par des achats sur le marché de court terme?

Réponse

HQD procède au besoin à des achats d'énergie sur les marchés de court terme au gré de l'évolution des besoins en énergie à approvisionner au cours de l'hiver.

Lorsqu'il s'agit de puissance, l'approche est différente. HQD a l'obligation d'équilibrer son bilan dans un horizon de planification (avant le début de l'hiver). Une dernière évaluation des besoins en puissance est ainsi réalisée à l'automne pour l'hiver suivant. Au besoin, HQD procèdera à un appel d'offres de court terme, généralement en octobre, en vue de se procurer les quantités résiduelles pour équilibrer son bilan de puissance.

17. Quels sont les délais minimaux nécessaires pour s'assurer auprès d'un fournisseur d'une puissance donnée en pointe hivernale?

Réponse

Pour combler des approvisionnements importants et récurrents qui sont supérieurs aux capacités pouvant être acquises à court terme, HQD procède à des appels d'offres de long terme (15 à 20 ans) qui nécessitent un délai de 3 à 4 ans entre la date de lancement d'un appel d'offres et la mise en service de moyens.

Par ailleurs, pour le comblement de besoins de court terme, HQD procède à des appels d'offres au plus tard au cours de l'automne qui précède chaque pointe hivernale.

18. Dans le document DQ4.1, Q f, vous précisez que la capacité théorique des marchés de court terme est de 1100 MW durant la pointe hivernale.

- Est-il possible d'obtenir d'ici 5 ans sur ces marchés, en période de pointe, une puissance garantie de 500 MW pour faire face aux besoins du Québec, comme cela a été le cas d'après l'Annexe 2 de votre réponse?

Réponse

Tel qu'illustré au bilan de puissance (DQ4.1, Qe), HQD planifie ses moyens d'approvisionnement en fonction de la puissance additionnelle requise prévue au-delà des moyens déjà acquis, que ce soit par des contrats d'approvisionnement de long terme ou de court terme et par des moyens de gestion de la demande en puissance.

Lorsque le niveau de la puissance additionnelle prévue à approvisionner s'approche de la capacité théorique de 1 100 MW, HQD doit assurer la fiabilité de ses approvisionnements en se procurant de la puissance additionnelle sans cannibaliser la contribution des marchés court terme.

Voir aussi la réponse à la question 11.

- En référence à l'Annexe 2 de votre réponse, quelles sont les raisons qui expliquent que le prix moyen du kWh puisse accuser une hausse aussi subite que substantielle à compter de 2014?

Réponse

Dans le nord-est américain, le prix de l'électricité est fortement corrélé au prix du gaz naturel puisqu'une part importante de l'électricité est produite à partir de cette source d'énergie.

Un hiver particulièrement froid et des difficultés d'approvisionnement en gaz naturel chez les producteurs du nord-est américain ont eu un impact sur le niveau des prix de l'hiver 2014.

19. L'alimentation de la centrale avec du gaz naturel comprimé a-t-elle été envisagée? Si oui, veuillez détailler l'analyse de cette option et en fournir les conclusions, sinon pourquoi?

Réponse

Le scénario d’approvisionnement en gaz naturel de réseau nécessiterait l’acquisition d’une réservation de transport annuel de long terme et des achats de gaz naturel en période de pointe hivernale. Ces deux éléments, outre les risques liés à la disponibilité de l’un et de l’autre, entraîneraient des coûts élevés d’approvisionnement.

HQD a donc opté pour une solution qui sécurise les approvisionnements de la centrale en gaz naturel jusqu’à l’horizon 2036 et qui permet des achats de gaz naturel en dehors de la pointe hivernale.