

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1
DE OPTION CONSOMMATEURS**

1. Reference: HQD-3, Doc 2, p 12, Table 2.2, footnote 1; HQD-3, Doc 2, p 9, lines 4-8.

Questions:

- 1.1 Please explain the basis for the additional 40 MW of capacity attributed to the TransCanada Energy plant in the months of December, January and February.

Réponse:

La puissance additionnelle de 40 MW constitue une quantité de puissance que le fournisseur TCE s'engage à rendre disponible au Distributeur lorsque la température est inférieure à 4,4°C. Cela découle de la capacité additionnelle des turbines en période de froid.

- 1.2 What type of product is this additional 40 MW of capacity? (E.g., base, modular, cyclable, peak.)

Réponse:

La puissance additionnelle de 40 MW peut être utilisée en base ou en pointe.

2. Reference: HQD-1, Doc 2, pp 6-10.

Question:

- 2.1 In the 2001-2004 History of the Supply Plan Context described on pp 6-10, there is no specific reference to A/O 2004-01. Was there an A/O 2004-01? If so, was it the short-term call for tender, which resulted in five transactions being signed with the Constellation Group for 250 MW in May 2004 (p 8, lines 3 – 7)?

Réponse:

L'appel d'offres 2004-01, lancé le 27 avril 2004, portait sur un approvisionnement de 250 MW en produits de base avec option de réduction des quantités pour la période de livraison allant du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2005. Le soumissionnaire retenu en mai 2004 fut Constellation Commodities Group Inc.

- 3 Reference: HQD-1, Doc 2, p 10, lines 3-6; HQD-3, Doc 2, p 9, lines 25-27

Questions:

Regarding A/O 2004-03, launched in October 2004:

3.1 What is the current status of this call for tender?

Réponse:

Le 4 novembre 2004, le Distributeur a attribué des contrats pour une quantité de 800 GWh couvrant les mois de janvier à avril 2005. Le prix moyen est de 7,2 ¢/kWh (\$US)

3.2 Has HQD received any responses as of yet from the call for tender?

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1, plus haut.

3.3 If yes, what is the total number of qualifying submissions received and the total MW tendered?

Réponse:

Ces informations ne sont pas publiques.

3.4 How many MW does HQD anticipate seeking approval for and when?

Réponse:

Le Distributeur n'a pas à faire approuver ce type de contrat.

3.5 What are the energy deliveries are associated with A/O 2004-03?

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1, plus haut.

3.6 Are the 100-400 MW monthly quantities needed to meet power requirements during 2005? If so, for which months?

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.1, plus haut.

4 Reference: HQD-1, Doc 2, p 10, lines 6-12; HQD-3, Doc 2, p 10, lines 15-20

Question:

4.1 Regarding A/O 2004-02, launched in October 2004, please confirm that the cogeneration contracted under this call for tender, will be operated as base load facilities.

Réponse:

L'appel d'offres A/O 2004-02 porte sur un produit de base.

5 Reference: HQD-3, Doc 2, p 12, Table 2.2, footnote 3

Question:

5.1 According to footnote 3, the power associated with the short-term contracts and calls for tender for 2005 cannot be used to meet the power reliability criteria given the terms of the contracts. Please explain why this is the case.

Réponse:

Les produits demandés pour 2005 ne nécessitaient pas de garantie de puissance pour la pointe de 2004-2005 puisque le Distributeur disposait déjà d'une marge de manœuvre à cet égard.

6 Reference: HQD-3, Doc 2, p 12, Table 2.2, footnote 4

Question:

6.1 What is the basis for the 36.5% load factor attributed to wind power?

Réponse:

Le facteur d'utilisation de 36,5 % est conforme aux résultats obtenus dans l'A/O 2003-02.

7 Reference: HQD-1, Doc 1, p 4, Table entitled *Approvisionnement additionnels requis*; HQD-3, Doc 3, p 21, Table 3.1 entitled *Approvisionnement additionnels requis 2009-2014 (avant déploiement du Plan)*

Questions:

With respect to both tables:

7.1 Please confirm that the additional energy requirements defined in the first line item are all the additional energy requirements above the heritage pool supply.

Réponse:

Non. Les approvisionnements additionnels requis qui apparaissent aux tableaux cités en référence ne correspondent pas aux approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale puisqu'ils tiennent compte des approvisionnements existants (autres que patrimoniaux) et en cours d'acquisition. Voir HQD-3, Document 3, section 1.

7.2 If not, please explain what these additional energy requirements represent.

Réponse:

Sans objet.

7.3 Please confirm that the additional power requirements at the peak refer to additional requirements above both the heritage pool and the contracts for additional supply as a result of past calls for tender.

Réponse:

La puissance additionnelle requise présentée aux tableaux cités en référence tient également compte de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance du Distributeur.

7.4 If not, please explain what these additional power requirements represent.

Réponse:

Sans objet.

7.5 Please provide a revised table for the years 2005-2014 that sets out additional requirements for both energy and peak power over and above both the heritage pool and the contracts for additional supply as a result

of past calls for tender.

Réponse:

Ces informations sont déjà présentées dans la preuve. Voir HQD-3, Document 3, section 1).

8 Reference: HQD-1, Doc 2, p 8, lines 3-7; HQD-3, Doc 3, p 5, Table 1.1

Questions:

In reference to the 3.0 TWh of short-term contracts for 2005 as shown in Table 1.1:

8.1 How much of the 3.0 TWh is accounted for by the 250 MW associated with the 5 contracts signed with the Constellation Group in May 2004?

Réponse:

1,3 TWh. Voir R-3541-2004, HQD-14, Document 1.1, page 42, tableau 20.2.

8.2 Will the call for tender A/O 2004-03 make up the balance of the 3.0 TWh of short-term contracts for 2005?

Réponse:

Non, le reste des 3 TWh provient des appels d'offres de court terme A/O 2004-03 et A/O 2004-04

8.3 If not, when and how will the balance of the 3.0 TWh required be addressed through calls for tender?

Réponse:

Sans objet.

9 Reference: HQD-3, Doc 3, p 6, Table 1.2

Questions:

9.1 Please confirm that the additional power requirements shown for 2005-06 through to 2007-2008 will all be met through short-term contracts.

Réponse:

Les besoins additionnels en puissance pour les pointes de 2005-2006 à 2007-2008 seront comblés sur les marchés de court terme, soit par appels d'offres, soit par transactions bilatérales dans le cadre de la dispense obtenu à cet effet, soit par une combinaison des deux. Le Distributeur pourrait aussi acheter directement un produit de puissance du type UCAP sur le marché du NYISO.

9.2 For the years 2008-2009 and beyond, how much, if any, of the additional power requirements shown does HQD anticipate being met through short-term contracts?

Réponse:

Sur l'horizon de long terme, seuls les besoins prévus pour la pointe de 2008-2009 pourront difficilement être comblés par des approvisionnements de long terme, compte tenu des délais d'acquisition. Par conséquent, les besoins additionnels en puissance pour la pointe de 2008-2009 seront comblés sur les marchés de court terme.

10 Reference: HQD-3, Doc 3, p 21, Table 3.1

Question:

10.1 Based strictly on the load characteristics of additional supply requirements, please provide a breakdown of the additional peak power for each year as to how much should be provided by: (i) base load; (ii) modular capacity; (iii) cyclable capacity; and (iv) peak capacity.

Réponse:

Ces informations sont présentées dans la preuve (HQD-3, Document 3, p. 26, tableau 3.4).

11 Reference: HQD-3, Doc 3, p 21, Table 3.1; HQD-3, Doc 3, p 13, lines 17-29; HQD-3, Doc 2, p 10, lines 10-14

Questions:

11.1 Please provide more details on the purpose behind the load balancing service.

Réponse:

Le service d'équilibrage permet de compenser l'intermittence de production des éoliennes, grâce à un produit offrant de l'énergie et de la puissance. Le service d'équilibrage permet donc d'établir la contribution effective en puissance pouvant être incorporée dans le bilan en puissance du Distributeur.

- 11.2 Please indicate the types and quantity of load balancing services required to support the planned 1990 MW wind capacity and how HQD expects these services will be provided.

Réponse:

Selon les hypothèses retenues par le Distributeur dans le présent Plan, le service d'équilibrage nécessiterait une quantité de puissance disponible d'environ 700 MW, soit 1990 MW à un facteur d'utilisation approximatif de 35 %. Quant au type de service d'équilibrage requis, le Distributeur précisera ses besoins au cours de l'année 2005 afin de conclure les ententes d'équilibrage appropriées. Aucune discussion avec des fournisseurs de ce service n'a été entreprise à ce jour.

- 11.3 Given that HQD will have contracted for approximately 1990 MW of installed capacity of wind power at the end of the Plan period, do the requirements for load balancing service impact the amount of base load, modular capacity, cyclable capacity and peak capacity, based strictly on load requirements (as outlined in IR 10.1)?

Réponse:

Le Distributeur rappelle que le gouvernement n'a toujours pas adopté de décret quant à un deuxième bloc d'énergie éolienne. Par conséquent, seules les soumissions retenues (990 MW) dans le cadre du premier appel d'offres sur l'énergie éolienne (A/O 2003-02) peuvent être considérées avec certitude. À cet effet, les contrats sont toujours en préparation et seront déposés à la Régie pour approbation dès leur conclusion.

D'autre part, la nécessité d'avoir recours à un service d'équilibrage ne change en rien au besoin d'acquérir un produit modulable, compte tenu de la nature des services rendus par les deux produits. L'un offrant des livraisons en base (éolien avec équilibrage) et l'autre offrant des livraisons sur demande. D'autre part, la nature du service d'équilibrage n'étant toujours pas

précisée, le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer quel en sera son impact sur l'utilisation des autres moyens qu'il a à sa disposition.

11.4 If the answer is no, please explain why not.

Réponse:

Voir réponse à la question 11.3.

11.5 If the answer is yes, please outline the impacts on base load, modular capacity, cyclable capacity and peak capacity required in order to accommodate the wind capacity.

Réponse:

Voir réponse à la question 11.3.

12 Reference: HQD-1, Doc 1, p 6, lines 1-10

Questions:

12.1 Please provide a yearly breakdown indicating how much of the variance in additional energy supply required between the 2003 Plan Progress Report and the current proposed Supply Plan is due to: (i) decreased demand due to economic and demographic factors; (ii) greater energy efficiency savings; (iii) better than expected results from the first call for tender for wind energy; and (iv) the recent call for tender for cogeneration (as per the factors outlined in lines 6-10).

Réponse:

	Énergie en TWh						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnement additionnels requis							
État d'avancement 2003	4,3	7,1	2,0	3,2	4,6	7,0	9,3
Plan d'approvisionnement 2005-2014	3,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7
Écart	-0,5	-0,7	-0,4	-0,3	-2,6	-5,1	-6,6
Dont :							
(i) Demande : Économie et démographie	-1,0	-1,0	-0,2	0,4	-0,1	-1,0	-2,1
(ii) Efficacité énergétique		-0,2	-0,4	-0,8	-1,1	-1,5	-1,8
(iii) Éolien - A/O 2003-02		-0,1	-0,2	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6
(iv) Cogénération - A/O 2004-02			0,0	-0,1	-1,7	-2,8	-2,8
(v) Autres A/O : TCE, HQP et Biomasse	-0,1	-0,2	-0,1	0,1	0,4	0,4	0,2
(vi) Gestion des appros en temps réel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3
(vii) Réserve requise							
(viii) Réserve requise - Patrimonial							

Références :

État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011, Tableau 4.3.1, page 24 de 39 et Tableau 6.3.1, page 31 de 39.
 Plan d'approvisionnement 2005-2014, Tableau 1.1 de HQD-3 Document 3 page 5 de 46 et Tableau 1,2 de HQD-3 Document 3 page 6 de 46.

12.2 Please provide a similar table and variance analysis for the change in additional power (i.e., MW) requirements between the 2003 Plan Progress Report and the current proposed Plan.

Réponse:

	Puissance en MW					
	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
Approvisionnement additionnels requis						
État d'avancement 2003	910	710	390	660	1 120	1 560
Plan d'approvisionnement 2005-2014	1 228	977	892	950	1 039	1 168
Écart	318	267	502	290	-81	-392
Dont :						
(i) Demande : Économie et démographie	442	424	531	582	462	279
(ii) Efficacité énergétique	-50	-110	-180	-260	-340	-430
(iii) Éolien - A/O 2003-02		-27	-51	-41	-58	-73
(iv) Cogénération - A/O 2004-02				-200	-350	-350
(v) Autres A/O : TCE, HQP et Biomasse	20	-17	-13	7	27	27
(vi) Gestion des appros en temps réel						
(vii) Réserve requise	-592	-501	-283	-296	-320	-343
(viii) Réserve requise - Patrimonial	500	500	500	500	500	500

Références :

État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011, Tableau 4.3.1, page 24 de 39 et Tableau 6.3.1, page 31 de 39.
 Plan d'approvisionnement 2005-2014, Tableau 1.1 de HQD-3 Document 3 page 5 de 46 et Tableau 1,2 de HQD-3 Document 3 page 6 de 46.

13 Reference: HQD-2, Doc 1, pp 7-9; p 13, Table 1.1

Question:

- 13.1 Please prepare a schedule that compares for the period of 2004-2011 the main economic and demographic assumptions underlying the load forecast for the first Supply Plan (as per R-3470-2001) with the current Supply Plan (as per the R-3550-2004).

Réponse:

Le tableau 1.1 à la page 5 de la pièce HQD-2, Document 1 (R-3470-2001) présente les principales variables économiques et démographiques sous-jacentes au premier plan d'approvisionnement, pour la période 2004-2011, sous une forme tout à fait comparable à celle du tableau 1.1 de la page 13 de la pièce HQD-2, Document 1 (R-3550-2004) du présent plan d'approvisionnement.

- 14 Reference: HQD-2, Doc 1, p 25; and p 26, Table 2.5

Questions:

- 14.1 Please indicate for the year 2011 how much of the 1.5 TWh in increased energy efficiency savings is attributed to each of the customer sectors as set out in Table 2.5.

Réponse:

Pour l'année 2011 l'augmentation de 1,5 TWh d'économies d'énergie découlant de l'application du PGEÉ se répartit comme suit :

- **0,7 TWh au secteur Domestique et Agricole ;**
- **0,8 TWh au secteur Général et Institutionnel ;**
- **0,1 TWh au secteur Industriel ;**

- 14.2 Please describe the factors other than improvements in energy efficiency that impact the load forecast in the current Plan (versus the 2003 Plan Progress Report) for General and Institutional Sector from 2004-2011.

Réponse:

En plus de l'effet des programmes d'économie d'énergie découlant de l'application du PGEÉ, deux autres facteurs

affectent principalement la prévision de la demande au secteur Général et Institutionnel du Plan d'approvisionnement 2005-2014.

Le principal facteur est la perte nette de ventes causée par l'abrogation du tarif BT.

En effet, dans la Révision d'août 2004, le Distributeur a pris en compte la perte de ventes au tarif BT au secteur Général et Institutionnel (plus de 1 TWh en 2006). Ainsi, l'impact net de cette décision, retirera en moyenne 0,9 TWh de ventes annuelles au secteur G&I entre 2006 et 2011.

Le second facteur important, mais de moindre envergure, concerne l'évolution de la position concurrentielle de l'électricité.

D'une part, lors de la Révision d'août 2003 les hypothèses de hausses tarifaires retenues ont réduit les ventes prévues au secteur Général et Institutionnel. Lors de la révision d'août 2004, le Distributeur a ajusté ces hypothèses de hausses tarifaires à la baisse ce qui a eu pour effet d'élever les ventes prévues par rapport à la Révision d'août 2003.

À cela s'est ajoutée la révision à la hausse des prix des combustibles qui a eu pour effet de favoriser les ventes d'électricité.

L'effet net de la prévision de l'évolution de la position concurrentielle de l'électricité engendre un impact à la hausse des ventes prévues d'électricité.

- 15 Reference: HQD-2, Doc 1, pp 26-27, Tables 2.5 and 2.6; and R-3541-2004, hearing transcript, Vol 1, p 252, lines 12-24.

Questions:

- 15.1 Why does the loss rate of 7.5% in the current Plan remain constant from 2005-2011 instead of improving given that HQD is currently studying ways to reduce its loss rate (as per HQD testimony in R-3541-2004)?

Réponse:

Voir la réponse aux questions 5.1 à 5.4 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

- 15.2 Please confirm whether sales of electricity to HQ units and construction sites by HQD (electricity for HQ internal use) are included in the load forecast for the 2005-2014 Plan. If so, please indicate where they are included in Tables 2.5 and 2.6.

Réponse:

La consommation d'électricité pour l'usage interne (électricité utilisée par Hydro-Québec dans ses bâtiments) et les chantiers est incluse dans la prévision de la demande du *Plan d'approvisionnement 2005 2014*. Toutefois, cette consommation n'est pas incluse dans la prévision des ventes régulières au Québec (tableau 2.5) étant donné que les résultats de consommation de cet usage ne sont pas comptabilisés dans les ventes régulières au Québec. La consommation d'électricité pour l'usage interne et les chantiers est plutôt incluse sous la rubrique «Consommation visée par le Plan» du tableau 2.6, tel que le montre le tableau 2.3 de la prévision des besoins en énergie du *Plan d'approvisionnement 2005 2014*.

- 15.3 Please confirm whether sales of electricity to HQ units and construction sites by HQD (electricity for HQ internal use) are included in the load forecast associated with the 2003 Plan Progress Report. If so, please indicate where they are included in Tables 2.5 and 2.6.

Réponse:

La consommation d'électricité pour l'usage interne (électricité utilisée par Hydro-Québec dans ses bâtiments) et les chantiers est incluse dans la prévision de la demande de l'*État d'avancement 2003* du Plan. Toutefois, cette consommation n'est pas incluse dans la prévision des ventes régulières au Québec (tableau 2.5) étant donné que les résultats de consommation de cet usage ne sont pas comptabilisés dans les ventes régulières au Québec. La consommation d'électricité pour l'usage interne et les chantiers est plutôt incluse sous la rubrique «Consommation visée par le Plan» du tableau 2.6.

- 15.4 If the treatment of electricity for internal use is different for the current Supply Plan versus the 2003 Plan Progress Report, please indicate how this difference impacts on the variances shown in Tables 2.5 and 2.6.

Réponse:

Le traitement de la consommation d'électricité pour l'usage interne et les chantiers dans le présent Plan est le même que dans l'*État d'avancement 2003* du Plan.

- 16 Reference: HQD-2, Doc 1, p 31, Table 2.8; and R-3541-2004, hearing transcript, Vol 1, p 252, lines 12-24.

Questions:

- 16.1 Please confirm whether sales of electricity to HQ units and construction sites by HQD (electricity for HQ internal use) are included in the load forecast associated with the 2002-2011 Plan. If so, please indicate where they are included in Table 2.8.

Réponse:

La consommation d'électricité pour l'usage interne (électricité utilisée par Hydro-Québec dans ses bâtiments) est incluse dans la prévision de la demande du *Plan d'approvisionnement 2002-2011*. Toutefois, cette consommation n'est pas incluse dans la prévision des ventes régulières au Québec (tableau 2.8) étant donné que les résultats de consommation de cet usage ne sont pas comptabilisés dans les ventes régulières au Québec. La consommation d'électricité pour l'usage interne est plutôt incluse sous la rubrique «Consommation visée par le Plan» du tableau 2.9.

En ce qui concerne les chantiers, aucune prévision de consommation n'était incluse dans la prévision de la demande du *Plan d'approvisionnement 2002 2011*.

- 16.2 If the treatment of electricity for internal use is different for the current Supply Plan versus the 2002-2011 Plan, please indicate how this difference impacts on the variances shown in Table 2.8.

Réponse:

Le traitement de la consommation d'électricité pour l'usage interne dans le présent Plan est le même que dans le *Plan d'approvisionnement 2002 2011*.

L'inclusion dans la prévision de la demande du présent Plan de la consommation des chantiers, alors qu'aucune prévision de consommation pour ces chantiers n'était incluse dans la

prévision de la demande du *Plan d'approvisionnement 2002 2011*, entraîne un écart sous la rubrique «*Consommation visée par le Plan*» du tableau 2.9, pouvant atteindre jusqu'à 0,1 TWh.

17 Reference: HQD-1, Doc 2, pp 8-9, HQD-3, Doc 3, Section 3.1.1, p 21

Questions:

17.1 In reference to the first 990 MW block of wind energy (contracted via A/O 2003-02), please set out a table with the anticipated MW and MWh of load balancing services required to support the first block of wind energy from 2006-07 through to 2013-14.

Réponse:

Contribution prévue du premier bloc d'énergie éolienne
Selon les résultats de l'A/O 2003-02

	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
En puissance (MW)								
Puissance installée	210	360	470	570	720	879	990	990
Puissance effective ⁽¹⁾	77	131	171	208	263	321	361	361
En énergie (MWh)								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	57	712	1 181	1 528	1 863	2 345	2 841	3 165

(1) Après équilibrage, selon un facteur d'utilisation de de 36,5 %.

17.2 In reference to the second 1000 MW block of wind energy to be contracted during the Plan, please set out a table with the anticipated MW and MWh of load balancing services required to support the second block of wind energy from 2007-08 through to 2013-14.

Réponse:

Contribution prévue du second bloc d'énergie éolienne
Selon les hypothèses retenues par le Distributeur

	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
En puissance (MW)								
Puissance installée	0	200	400	600	800	1000	1000	1000
Puissance effective ⁽¹⁾	0	70	140	210	280	350	350	350
En énergie (MWh)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	52	665	1 278	1 892	2 505	3 066	3 066

(1) Après équilibrage, selon un facteur d'utilisation de de 35 %.

17.3 For the first 990 MW block of wind energy, what are HQD's plans to meet load-balancing requirements?

Réponse:

Voir réponse à la question 24.1 de la Régie.

17.4 Please indicate the potential suppliers of load balancing services (i.e. names of companies and/or types of facilities). In particular, are there any potential suppliers of load balancing services other than HQP and what are their estimated capabilities?

Réponse:

Voir R-3526-2004, HQ-3, Document OC, réponse 2.3.

18 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 5-6, Tables 1.1 and 1.2; Section 3.1.1, p 21

Questions:

18.1 Are there any incremental energy requirements associated with load balancing services for wind energy? If so, are they incremental to the additional energy needs shown in Table 1.1 (i.e. are the load balancing requirements captured in the item *approvisionnement additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale*)?

Réponse:

Non.

18.2 Are there any incremental power requirements associated with load balancing services for wind energy? If so, are they incremental to the additional power needs shown in Table 1.2 (i.e. are load balancing

requirements captured in the item *puissance installée requise*)?

Réponse:

Non, ce sera au fournisseur du service d'équilibrage de s'assurer qu'il dispose de la puissance nécessaire pour rendre ce service.

18.3 How are any incremental capacity and energy required to provide load-balancing services for the first and second blocks of wind energy reflected in the Plan?

Réponse:

Voir les réponses aux questions 18.1 et 18.2.

19 Reference: HQD-2, Doc 1, p 26, Table 2.5 and p 29, Table 2.7

Question:

19.1 Please explain why for 2011 there is an increase in energy use over the 2003 Plan Progress Report of 1.3 TWh, but a decrease in power requirements for the residential and agricultural sector of 540 MW (i.e. – 680 MW + 140 MW).

Réponse:

Le secteur Domestique et Agricole est composé des usages suivants : le chauffage des locaux, l'eau chaude et les autres usages dont les électroménagers et l'éclairage.

La baisse des besoins en puissance de 540 MW mentionnée dans la question, puisqu'elle se rapporte uniquement au chauffage des locaux et à l'eau chaude et qu'elle n'inclut pas les variations des besoins pour les électroménagers et l'éclairage, ne représente pas le total du changement des besoins en puissance au secteur Domestique et Agricole. Comme le Distributeur n'a pas établi de prévision des besoins en puissance spécifiques aux électroménagers et à l'éclairage (voir la réponse à la demande 10.1 de la Régie, HQD-5 Document 1.1), l'écart du total des besoins en puissance pour le secteur Domestique et Agricole entre la prévision de l'actuel Plan et celle de l'*État d'avancement* 2003 du Plan ne peut être quantifié.

20 Reference: HQD-2, Doc 1, p 30 and p 31, Table 2.8

Question:

- 20.1 Please indicate for the years 2007 and 2011, how much of the variance between the two Plans in the Sales Forecast for *Industriel Grandes Entreprises* (2.4 TWh and 3.5 TWh respectively) is due to the expansion of the Alouette Plant (phase 2) in each of the years.

Réponse:

Le *Plan d'approvisionnement 2002-2011* ne considèrerait pas le projet d'expansion d'Alouette. Cet ajout représente une consommation additionnelle de plus de 4 TWh en 2007 et en 2011.

- 21 Reference: HQD-2, Doc 1, p 31, Table 2.8 and p 34, Table 2.10

Questions:

- 21.1 Please explain the basis for the increase in energy and power requirements for the line item Other Uses (*Autres usages*).

Réponse:

Pour les explications de la croissance et les détails sur la composition du secteur « Autres » du tableau 2.8, voir HQD-2, Document 1, page 18, lignes 4 à 13.

La composition de la catégorie «Autres usages» du tableau 2.10 est décrite à la pièce HQD-2, Document 1, page 23. Comme la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver de la catégorie «Autres usages» est établie globalement, la croissance de cet ensemble d'usages ne peut donc être détaillée par usage. Cependant, sur la base de la prévision par usage de la consommation d'énergie associée à la catégorie «Autres usages», et à titre indicatif de ce que pourrait être la composition de la croissance des besoins en puissance, la croissance de cette consommation d'énergie se répartit comme suit: les électroménagers (climatisation exclue) et l'éclairage du secteur Domestique et Agricole ainsi que les usages traditionnels (climatisation exclue) du secteur Général et Institutionnel contribuent chacun pour plus de 40% tandis que les réseaux de distribution municipaux expliquent 15% de cette croissance.

21.2 In particular, explain why, relative to the 2002-2011 Plan, the increase in Other Uses energy requirements for 2011 in the current forecast is less than 10% (i.e. 5.7 TWh vs. 5.2 TWh in Table 2.8), whereas the increase in power requirements is greater than 30% (i.e. 11,640 MW vs. 8660 MW in Table 2.10).

Réponse:

La définition de la demande associée au secteur Autres est très différente de la définition de la demande associée à la catégorie «Autres usages» (voir la réponse 21.1). Pour cette raison, la comparaison des écarts de demande telle que formulée dans la question est inappropriée.

Par ailleurs, pour les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2010-11 associés aux «Autres usages», la hausse de plus de 30 % entre le premier Plan d'approvisionnement et le présent Plan s'explique essentiellement par l'accroissement du niveau estimé de ces besoins dès l'année de départ du tableau 2.10, soit un accroissement de près de 30 %. Pour un historique donné de besoins réguliers du Distributeur à la pointe d'hiver, les besoins en puissance associés aux «Autres usages» sont estimés en complémentarité de l'estimation des besoins en puissance des usages spécifiques. Or, la révision de l'estimation historique de la consommation annuelle d'énergie des usages spécifiques et les changements dans les hypothèses de caractéristiques de consommation pour ces mêmes usages se sont soldés par une révision significativement à la hausse des besoins en puissance associés à la catégorie «Autres usages» (voir à cet effet, dans le cas des écarts apparaissant au tableau 2.7, la réponse à la question 2.3 de la Régie, HQD-5, Document1.1).

22 Reference: HQD-2, Doc 1, p 37, Tables 2.11 and 2.12

Question:

22.1 Provide Tables similar to 2.11 and 2.12 for the previous Supply Plan and please provide explanation of significant variances between the energy efficiently incorporated in the two Plans.

Réponse:

L'équivalent des tableaux 2.11 et 2.12 cités à la référence se retrouvent aux pages 18 et 19 (tableaux 2.3 et 2.4) de la pièce R-3470-2001, HQD-2, Document 1.

Les économies d'énergies tendanciennes du secteur industriel ne figurent pas dans le tableau 2.3 de la pièce R-3470-2001, HQD-2, Document 1 puisqu'elles n'étaient alors pas évaluées.

De plus, les tableaux 2.3 et 2.4 de la pièce R-3470-2001, HQD-2, Document 1 n'incluent pas les économies d'énergie découlant du Plan global en efficacité énergétique, ce dernier n'ayant pas encore été approuvée par la Régie. Les tableaux 2.3 et 2.4 du premier Plan d'approvisionnement incluaient plutôt une provision pour les programmes à venir, de l'ordre de 0,4 TWh à l'horizon 2011.

- 23 Reference: HQD-2, Doc 1, p 45, Table 2.16 and HQD-2, Doc 1, p 34, Table 2.10

Question:

- 23.1 Please confirm that the standard deviation and coefficient of variation shown in Table 2.16 for the years 2004-05 through to 2013-14 are based on the values for the same years shown in Table 2.10 in the line item *Plan d'approvisionnement 2005-2014* under BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (i.e. the 3rd last line item). If not, please explain.

Réponse:

Le Distributeur confirme que les statistiques du tableau 2.16 sont associées à la prévision des besoins réguliers du Distributeur du *Plan d'approvisionnement 2005-2014* montrée au tableau 2.10.

- 24 Reference: HQD-2, Doc 1, p 24, Table 2.4 and p 29, Table 2.7

Questions:

- 24.1 Please confirm that the differences in capacity requirements shown for the current Plan under BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR in Tables 2.4 and 2.7 are attributable to rounding.

Réponse:

Le Distributeur confirme que les différences entre les valeurs de besoins réguliers du Distributeur des tableaux 2.4 et 2.7 sont attribuables aux arrondis.

24.2 If not, please explain these differences.

Réponse:

Sans objet.

25 Reference: HQD-2, Doc 1, p 46, lines 17-20 and p 31, Table 2.8

Question:

25.1 _Please provide further explanation for the comment (p 46) that the impacts due to climate variation are practically the same for each year of the Plan given that the overall energy requirements are increasing for the duration of the period (as per Table 2.8).

Réponse:

L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Les besoins annuels de chauffage étant largement supérieurs à ceux de climatisation, l'aléa climatique des besoins annuels en énergie découle essentiellement de l'aléa des besoins de chauffage et l'évolution de ce dernier dépend directement de la croissance des besoins de chauffage.

Si le Distributeur affirme que l'aléa climatique sur les besoins annuels en énergie est pratiquement le même sur chacune des années du Plan, c'est que le total des besoins de chauffage (chauffage au tarif BT inclus) présente très peu de variation sur cette horizon. L'absence de croissance de ces besoins est entre autres attribuable à la disparition de la majeure partie de la consommation de chauffage au tarif BT suite à l'abrogation de ce tarif, à l'impact du réchauffement climatique et aux économies d'énergie.

26 Reference: HQD-2, Doc 1, p 46, lines 12-13

Question:

26.1 Please provide the standard deviation due to the impact of climate variation for 2014.

Réponse:

L'impact des conditions climatiques sur les besoins en énergie de l'année 2014 présente un écart-type d'un peu moins de 1,9 TWh.

27 Reference: HQD-2, Doc 1, p 24, Table 2.4

Question:

27.1 Please provide for 2007-08 and 2013-14 the standard deviation attributable to the impact of climate variation on power requirements as set out in Table 2.4.

Réponse:

L'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe des hivers 2007-2008 et 2013-2014 donne respectivement des écarts-types de 1220 MW et 1250 MW.

28 Reference: HQD-3, Doc 1, p 9, Table 2.2

Questions:

28.1 Confirm that the increase in reserve margin requirements shown in Table 2.2 from 2004-05 onward is due to an increase in load forecast uncertainty in the later years of the period.

Réponse:

Oui, la croissance est due aux incertitudes sur la demande.

28.2 If this is not the case, please explain why the reserve requirements are increasing through to 2007-08.

Réponse:

Sans objet.

29 Reference: HQD-3, Doc 1, p 6, HQD-2, Doc 1, p 48, Graph 2.6

Question

29.1 Is there an energy reliability criterion that considers the first four years of the forecast, given that there is a potential for variation from average load forecast due to variations in the weather (as per Graph 2.6).

Réponse:

Dans le Plan le Distributeur propose un critère de fiabilité en énergie qui consiste à satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen, à quatre (4) ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.

N'ayant pas en main de service modulable lui permettant de faire face à des scénarios de besoins plus forts, le Distributeur devra recourir davantage aux marchés de court terme.

29.2 If yes, please indicate what it is. If no, why not?

Réponse:

Un critère de fiabilité en énergie qui n'inclurait que l'aléa climatique serait incomplet.

Le tableau 2.15 de la page 43 de 55 de la pièce HQD-2, Document 1 présente l'estimation de l'écart-type obtenu pour l'aléa de la prévision de besoins annuels en énergie pour la période 2005 à 2014. Pour l'année 2008, l'écart-type est de 7,6 TWh.

30 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 5-6, Tables 1.1. and 1.2

Questions:

Regarding the line item *gestion des approvisionnements en temps réel* of 0.5

TWh in Table 1.1:

30.1 Please explain why this line item was not included in Table 1.2, which describes the additional power required.

Réponse:

Il s'agit d'un besoin en énergie et non un besoin de puissance à la pointe.

30.2 Please modify Table 1.2 to provide the additional power amounts for this line item for each year.

Réponse:

Voir réponse à la question 30.1.

31 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 5-6, Tables 1.1 and 1.2

Questions:

Regarding the line items *Marché de court terme* and *Marché de long terme*, which break down the additional supply in Table 1.1 between long-term and short-term markets:

31.1 Please explain why these line items are not included in Table 1.2, which describes the additional power required.

Réponse:

Les sections 2 et 3 de la pièce HQD-3, Document 3 présentent la stratégie d'approvisionnement et la mise en œuvre de la stratégie. Les tableaux 3.3 et 3.4 présentent la contribution attendue suite au déploiement de la stratégie.

31.2 Please modify Table 1.2 to break down the additional power amounts for each year between short-term and long-term markets.

Réponse:

	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
= Puissance additionnelle requise	668	417	331	390	478	607	781	999	1 242
Court terme	668	417	261	250					
Long terme	-	-	70	140	610	680	850	850	1 000
• Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	70	140	210	280	350	350	350
• Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	100	100	250
• Contribution du service modulable	-	-	-	-	400	400	400	400	400
Solde								149	242

32 Reference: HQD-3, Doc 1, p 12, Table 1A; R-3370-2001, p 13, lines 9-20, HQD-2, Doc 3, Annexe 3C, p 1

Questions:

32.1 Since the last Plan was filed, explain the increase in the maximum import capacity from 1200 MW to 1700 MW in summer for the Nouvelle Angleterre-Radisson-Nicolet-Sandy Pond and Des Cantons-Comerford Interconnection.

Réponse:

En fait, la capacité maximale avec la Nouvelle-Angleterre est de 1700 MW. En hiver, cette capacité diminue à 690 MW lorsque le poste de Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de LG2-A, au bénéfice de la charge locale. En été, la capacité est limitée à 1200 MW, pour tenir compte de la contrainte d'exportation qu'impose la Nouvelle-Angleterre afin de se prémunir contre l'éventualité de la perte de charge, en cas de défaillance de la phase 2 du RMCC.

32.2 Explain the increase in winter and in summer in the maximum import capacity of the Ontario – Chat Falls interconnection.

Réponse:

La capacité maximale de Chat Falls, sans aucune contrainte, est de 120 MW en été et de 140 MW en hiver. Dans le précédent Plan, la capacité maximale était de 120 MW, quelle que soit la saison. L'augmentation de 20 MW de la capacité de charge en période hivernale est attribuable à l'amélioration d'un transformateur au poste de Quyon.

Les capacités maximales sont diminuées des 90 MW utilisés pour recevoir une ressource désignée par le Distributeur qui est raccordée au réseau voisin.

- 32.3 Confirm that the situation described in HQD-3, Doc 1, p 13 to explain the significant decrease in the winter import capacity for the Nouvelle Angleterre-Radisson-Nicolet-Sandy Pond and Des Cantons-Comerford Interconnection has arisen since the last Supply Plan.

Réponse:

Le Distributeur confirme que cette situation est survenue, depuis la publication du précédent plan d'approvisionnement.

- 33 Reference: HQD-3, Doc 2, p 9, HQD-3, Doc 2, p 12, Table 2.2

Question:

- 33.1 Please reconcile the 39 MW reported for the total biomass contracts on page 9 with the 36 MW reported in the *Contrats de biomasse* line item in Table 2.2 for 2007-08 onward.

Réponse:

Les contrats signés pour l'achat d'électricité produite à partir de la biomasse présentent effectivement une capacité maximale de 39,4 MW. Le tableau 2.2 cité en référence, présente la contribution en puissance des approvisionnements existants et en cours d'acquisition à la pointe du réseau. Selon les modalités prévues aux contrats de biomasse, des livraisons mensuelles seront effectuées en sus des livraisons en base annuelle. Un des contrats de biomasse ne prévoit pas de livraisons mensuelles pendant la période d'hiver, ce qui explique la valeur de 36 MW au tableau 2.2.

- 34 Reference: HQD-3, Doc 2, p 9, lines 20-25

Questions:

- 34.1 What months of the year do each of the five contracts with Constellation Power Source cover?

Réponse:

Du 1er janvier 2005 au 31 décembre 2005.

34.2 What type of contract is each of the five (e.g. 5 x 16; 7 x 24)?

Réponse:

7 x 24 avec option de réduction des quantités.

35 Reference: HQD-3, Doc 1, p 14; R-3370-2001, HQD-4, Doc 1, pp 28-30, Q 17.1

Questions:

35.1 Please confirm whether the 15 TWh, identified in HQD-3, Doc 1, p 14, as the *capacité annuelle d'importation énergétique*, is determined on the same basis as the 20 TWh identified in HQD-4, Doc 1, p 30, as the *capacité annuelle d'importation énergétique avec contrainte de marché*.

Réponse:

La méthode de calcul est la même mais la base de calcul diffère puisque il est fait référence à deux sources d'informations distinctes.

35.2 If not, please explain the basis on which the 15 TWh was determined.

Réponse:

La base de calcul des 15 TWh intègre les informations disponibles dans le présent Plan. Elles sont décrites dans la pièce HQD-5, Document 1.

La base de calcul des 20 TWh fait référence aux informations disponibles dans le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*. Elles sont décrites dans la pièce R-3470-2004, HQD-4, Document 1.

35.3 Please provide the total annual import capacity without market constraints, as well as a breakdown by source of interconnection of the total import capacity of each interconnection without market constraints by peak and off-peak for both winter and summer, similar to the breakdown shown in HQD-4, Doc 1, p 30, Q 17.1.

Réponse:

Voir réponse à la question 3 de la Régie de l'énergie (HQD-5, Document 1)

35.4 Please provide the total annual import capacity with market constraints, as well as a breakdown by source of interconnection of the total import capacity of each interconnection with market constraints by peak and off-peak for both winter and summer, similar to the breakdown shown in HQD-4, Doc 1, p 30, Q 17.1.

Réponse:

Voir réponse à la question 3 de la Régie de l'énergie (HQD-5, Document 1)

35.5 Please describe more fully the market constraints limiting the import capacity of the interconnections.

Réponse:

Voir réponse à la question 3 de la Régie de l'énergie (HQD-5, Document 1)

36 Reference: HQD-3, Doc 1, p 14, lines 14-20

Questions:

36.1 Out of the 5 TWh annual maximum defined as the cap for dependence on short-term markets, what does HQD consider as the maximum amount of the 5 TWh cap that can be relied on to meet peak period requirements?

Réponse:

Cela dépendra du profil de la charge à satisfaire.

36.2 How does the maximum peak period reliance on a given portion of the 5 TWh cap take into account the potential requirements of HQP?

Réponse:

La situation énergétique d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. En effet, les dernières données qu'elle a soumises, dans le cadre de l'attestation de fiabilité énergétique du parc de production, permettent de constater

qu'elle disposera d'une marge de manœuvre pour les prochaines années.

Pour plus d'informations, voir dans R-3470-2001 :

HQD-4, Document 6, p. 23.
HQD-6, Document 8, p. 12.
HQD-9, Document 1, p. 9-11.

37 Reference: HQD-3, Doc 2, Annexe 2A, p 13

Questions:

37.1 Please confirm that there have been no changes in the reserve planning requirements of HQT since the Heritage Pool Decree.

Réponse:

Non, les exigences de réserve du Transporteur n'ont pas changé depuis l'adoption du Décret relatif à l'électricité patrimoniale.

37.2 If there have in fact been changes, please outline their impact on HQD's planning requirements.

Réponse:

Sans objet.

38 Reference: HQD-3, Doc 2, p 10, lines 2-9

Question:

38.1 Please confirm that the contracts for 990 MW of wind power from Cartier and Northland have been signed and please indicate any material changes in the contract quantities from what has been described in the current filing.

Réponse:

Les contrats n'ont pas encore été signés, en date des présentes réponses.

39 Reference: HQD-3, p 11, Section 2.6

Questions:

39.1 When does HQD anticipate finalization of the framework agreement (*entente-cadre*) with HQP?

Réponse:

Voir la réponse à la question 3 de l'UMQ (HQD-5, Document 11).

39.2 Please confirm whether it will be concluded in 2005.

Réponse:

Voir la réponse à la question 39.1.

39.3 Does HQD anticipate that the agreement will be finalized prior to exceeding the Heritage Pool volume?

Réponse:

Voir la réponse à la question 39.1.

39.4 Please discuss what other options are available to HQD for managing very short term variations, such as those described on p 11, lines 7-9.

Réponse:

Voir HQD-3, Document2, p. 11, lignes 7-13.

40 Reference: HQD-3, Doc 3, p 5, Table 1.1, lines 14-17

Questions:

40.1 Please provide a more detailed explanation of why an additional 0.5 TWh is required to manage supply in real time.

Réponse:

Ce sujet a été traité abondamment lors de la rencontre technique du 14 janvier 2004. Voir aussi la réponse à la question 1 de l'AIEQ (HQD-5, Document 2) de même que la réponse à la question 22.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

40.2 If possible, please support your explanation with a numerical example.

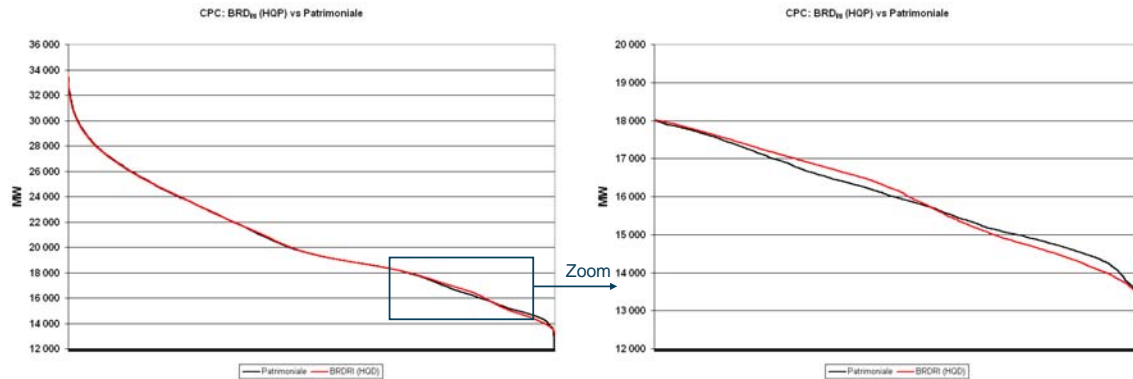
Réponse:

L'exemple ci-dessous présente un cas type où il peut y avoir, au cours d'une même année, des dépassements du profil de l'électricité patrimoniale et une portion de l'électricité patrimoniale qui ne pourrait être utilisée complètement.

	GWh												Total
	janv	févr	mars	avr	mai	juin	juil	août	sept	oct	nov	déc	
BRD _{RI}	19 835,809	17 348,115	17 430,542	14 906,244	13 763,951	12 599,399	13 133,481	13 281,941	12 669,145	14 334,297	16 128,737	19 352,515	184 784,176
+ Achat _{HQD}	265,200	260,400	338,400	376,800	564,000	546,000	555,600	558,000	537,600	530,400	418,800	307,200	5 258,400
+ Électricité interruptible	2,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
+ É. patrimoniale utilisée	19 562,958	17 079,874	17 076,488	14 499,568	13 166,120	12 003,790	12 538,321	12 688,033	12 093,169	13 763,521	15 689,992	19 037,319	179 199,153
+ Dépassements	5,651	7,841	15,654	29,876	33,831	49,609	39,560	35,908	38,376	40,376	19,945	7,996	324,623
É. patrimoniale inutilisée	39,111	23,716	11,704	4,893	24,258	41,817	44,132	41,143	40,592	13,714	7,857	28,882	321,819

Le graphique suivant montre pour sa part la superposition des courbes de puissances classées (CPC) en fin d'année. L'une étant la CPC de l'électricité patrimoniale et l'autre étant la CPC associée à la contribution de Hydro-Québec Production à la satisfaction des besoins réguliers du Distributeur (BRD). Cette dernière est obtenue en soustrayant des BRD, pour chacune des heures de l'année, les achats d'électricité (non patrimoniaux) effectués par le Distributeur et la contribution de l'électricité interruptible, s'il y a lieu. Les valeurs positives sont des dépassements du profil de l'électricité patrimoniale, tandis que les valeurs positives sont de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Le graphique de droite présente un agrandissement de la zone de superposition où l'inadéquation entre les deux courbes est plus importante. Par analogie, quand la CPC patrimoniale est sous la « CPC Hydro-Québec Production », il y a dépassements. Dans la situation inverse, il y a de l'électricité patrimoniale inutilisée.



41 Reference: HQD-3, Doc 3, p 5, Table 1.1

Questions:

41.1 Please explain the basis for the forecast post-2008 that 0.3 TWh/year should be provided through short-term contracts (i.e., why is this the appropriate amount to be provided by short term contracts?).

Réponse:

Selon la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, les besoins de long terme du Distributeur, soit ceux de 2009 et plus, doivent être comblés par des approvisionnements de long terme. Toutefois, le Distributeur a estimé qu'à cet horizon, des quantités d'environ 0,3 TWh devront être acquises sur les marchés de court terme pour la gestion des approvisionnements en temps réel. Par ailleurs, compte tenu de la nature de ces besoins (aléas de court terme), les produits standards disponibles sur les marchés de court terme pourront difficilement combler ces besoins. Ils seront plutôt comblés sur les marchés à très court terme (ex. DAM) ou par l'entente cadre. Pour les mêmes raisons, les besoins pour la période 2005-2008 ont été haussés de 0,5 TWh.

41.2 Please confirm that the short-term contracts anticipated for the years 2005-2008 are contracts for supply of a duration of 1 year or less.

Réponse:

Oui.

42 Reference: HQD-3, Doc 3, p 6, Table 1.2; HQD-3, Doc 3, pp 8-9, Graph 1.2 and Graph 1.3

Question:

42.1 Please provide the numerical derivation for the maximum power required for 2014 of 2826 MW and for 2006 on 1203 MW, as per Graph 1.2, p 8. In doing so, please reconcile with the values shown in Table 1.2, p 6. (E.g. Table 1.2 appears to indicate that the maximum power requirement for 2014 in excess of the Heritage Pool is 3023 MW (37,365 MW – 34,342 MW).

Réponse:

Les données des graphiques 1.2 et 1.3 présentent les courbes de puissance classées des approvisionnements additionnels requis. Ces courbes sont obtenues en faisant la différence entre la courbe de puissance classée du profil horaire d'une année donnée et la courbe de puissance classée de l'électricité patrimoniale, et classées en ordre décroissant. Ces valeurs se rapportent donc à une année en particulier. Pour leur part, les données présentées au tableau 1.2 cité en référence se rapportent aux besoins de puissance à la pointe, ce qui, par conséquent, ne correspond pas à la valeur maximale résultant de l'écart des courbes de puissance classées d'une année donnée, tel que le Distributeur l'a expliqué précédemment.

Par exemple, pour 2014, les valeurs associées à la valeur maximale de la courbe de puissances classées des approvisionnements additionnels requis (graphique 1.2 cité en référence) sont de 35 424 MW pour le profil de charge horaire de 2014 et de 32 598 MW pour le profil horaire de l'électricité patrimoniale.

43 Reference: HQD-3, Doc 3, p 6, Table 1.2

Question:

- 43.1 For the *Puissance additionnelle requise* identified for 2005-06 through 2013-14, please provide a breakdown for each year of quantity of the power required in excess of the Heritage Pool among: (i) base load product; (ii) modular product; (iii) cyclable product; (iv) peak service.

Réponse:

Les besoins en puissance à la pointe, de 2005-2006 à 2008-2009, seront comblés par des produits de court terme. Pour les besoins en puissance à la pointe de 2009-2010 et après, voir HQD-3, Document 3, p. 26, tableau 3.4.

- 44 Reference: HQD-3, Doc 3, p 8, Graph 1.2

Question:

- 44.1 Please provide an hourly load duration curve (*courbe de puissance classée*) for the years 2006 and 2014, respectively, for additional power requirements above those already contracted for and/or addressed in current calls for tender.

Réponse:

La courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis, après la prise en compte des contrats signés et en cours d'acquisition, est présentée dans la preuve (voir HQD-3, Document 3, p.30, graphique 3.2). Le Distributeur n'a pas fait l'évaluation de cette courbe pour l'année 2014.

- 45 Reference: HQD-3, Doc 1, p 14, lines 14-20, HQD-3, Doc 2, p 11, section 2.6

Question:

- 45.1 Has HQD confirmed with HQP that the proposed sharing of the interconnection capacity (i.e. HQD's plan to rely on a maximum of 5 TWh of interconnection capacity) provides HQP with sufficient interconnection capacity to meet its obligations (both to guarantee the volumes associated with the Heritage Pool supply and to meet short-term variations in anticipated supply requirements in the excess of the Heritage Pool as described in HQD-3, Doc 2, p 11, section 2.6)?

Réponse:

Voir dans R-3470-2001 :

HQD-4, Document 6, p. 23.

HQD-6, Document 8, p. 12.

46 Reference: HQD-3, Doc 3, p 13, lines 25-29

Questions:

46.1 Please fully describe the limitations on the load balancing capacity for wind power available from HQP (as indicated in HQD-3, Doc 3, p 13, lines 25-29). In the response, please discuss, as appropriate, both technical/physical limitations as well as market limitations (i.e. limitations due to HQP's existing obligations and export opportunities).

Réponse:

Voir les réponses aux questions 23.1 et 23.2 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

46.2 Please indicate the maximum amount of wind power capacity that can be supported by HQP's hydroelectric storage capacity.

Réponse:

Voir les réponses aux questions 23.1 et 23.2 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

47 Reference: HQD-3, Doc 3, p 14, lines 11-14

Question:

47.1 Other than HQP, please indicate the potential Quebec-based suppliers of short-term supply and their capabilities.

Réponse:

Voir la réponse à la question 17.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

48 Reference: HQD-3, Doc 3, p 15, Section 2.4.2; HQD-3, Doc 3, Annexe 3A, p 39-40

Questions:

48.1 Please confirm, based on HQD's long-term strategy to issue calls for tender for supply in-service 48-66 months later, that:

48.1.1 A medium-sized hydroelectric project requiring 78 months or more lead time would need to incur costs associated with authorization procedures prior to the granting of the contract (HQD-3, Doc 3, Annexe A, p 40, lines 1-9);

Réponse:

Pour un projet requérant 78 mois de délai de réalisation, tel que mentionné dans la question, le promoteur devrait engager des dépenses antérieurement à un appel d'offres qui serait lancé 48 à 66 mois avant le début des livraisons. Le délai de 78 mois mentionné à la pièce HQD-3, Document 3 est fourni à titre indicatif seulement et ne présume en rien des délais qui seront requis par un promoteur dans le cas d'un projet en particulier.

48.1.2 The lead times associated with small hydroelectric projects and combined cycle gas projects (HQD-3, Doc 3, Annexe A, p 40, lines 13-20) are tight relative to the long-term requirements.

Réponse:

Ces délais sont courts mais ils demeurent réalistes dans un contexte où des promoteurs auraient entrepris des démarches antérieures au lancement d'un appel d'offres.

48.2 Please comment on whether the above limitations are likely to restrict the number and types of resources responding to future calls for tender for long-term supply.

Réponse:

Voir la réponse à la question 29.2 de la Régie (HQD-5. Document 1.1).

49 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 16-17, HQD-1, Doc 2, pp 6-10

Questions:

49.1 Regarding the results of the A/O 2003-02 call for tender, how many of the 32 bids (HQD-1, Doc 2, p 8) received met the qualifying conditions for the call for tender, and what were the MW associated with the qualifying submissions?

Réponse:

Cette question dépasse le cadre de la présente demande. Les informations concernant l'A/O 2003-02 seront disponibles lors de la demande d'approbation des contrats.

49.2 Of the qualifying wind submissions, was there any duplication with respect to proposed development sites? If so, what were the qualifying MW involved?

Réponse:

Cette question dépasse le cadre de la présente demande. Les informations concernant l'A/O 2003-02 seront disponibles lors de la demande d'approbation des contrats.

49.3 Regarding the results of A/O 2002-01, what was the total MW associated with the 18 qualifying submissions (HQD-1, Doc 2, p 6)?

Réponse:

La puissance totale des 19 offres déposées dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01, fut de 4716 MW. Une soumission comportant une offre de 580 MW fut cependant rejetée à l'ouverture des soumissions.

49.4 Of the 18 qualifying submissions, how many were gas-fired combined cycle or single cycle facilities?

Réponse:

Des 18 soumissions admissibles, 6 proposaient des projets de centrale à cycle combiné au gaz naturel.

50 Reference: HQD-3, Doc 3, p 19, HQD-3, Doc 3, pp 5-6, Tables 1.1 and 1.2

Questions:

50.1 With respect to the strategy for meeting short-term increases in demand during the planning period:

50.1.1 Please clarify whether the strategy of increasing quantities of ongoing calls for tender refers to short-term calls for tender, long-term calls for tender or both (HQD-3, Doc 3, p 19, line 17).

Réponse:

Les deux cas sont possibles. Le recours à un appel d'offres de court terme ou de long terme dépendra de l'horizon de prévision des besoins à combler.

50.1.2 Does the proposed Plan include a margin to reduce dependence on short-term markets (HQD-3, Doc 3, p 19, lines 18-19) for the years beyond 2008? If so, please indicate where and how this margin has been incorporated in future requirements. If not, why not?

Réponse:

Oui, le Distributeur propose de se doter d'une telle marge de manœuvre afin de faire face à des scénarios de demande plus élevée et ainsi réduire sa dépendance face aux marchés de court terme. Cette marge de manœuvre peut être assurée par un moyen d'approvisionnement correspondant à un produit modulable (voir HQD-3, Document 3, p. 22-23.). Selon le déploiement proposé du Plan, cette marge de manœuvre pourrait être disponible à la fin de l'année 2009 compte tenu des délais d'acquisition pour des approvisionnements de long terme.

Puisqu'il s'agit d'un moyen d'approvisionnement répondant à des scénarios de demande plus élevée (besoins au-delà du scénario moyen), son utilisation est présentée dans la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie (voir HQD-3, Document 3, p. 35-37.). Évidemment, dès son acquisition, ce moyen apporterait une contribution en puissance importante à la pointe (dans le scénario moyen) afin de respecter le critère de fiabilité en puissance du Distributeur (voir HQD-3, Document 3, section 3.1.4).

50.1.3 Is there any opportunity to meet short-term increases in demand by increasing the energy/output available from resources under contract as a result of past calls for tender (HQD-3, Doc 3, pp 5-6,

Tables 1.1 and 1.2)? In the response, please comment separately on the opportunities for the periods 2005-2008 and 2009-2014.

Réponse:

La contribution du produit cyclable pourrait être augmentée pour répondre à une portion des besoins de court terme associés à une demande plus élevée. Dans l'éventualité où certains fournisseurs déjà sous contrat avec le Distributeur possèderaient des capacités excédentaires disponibles, le Distributeur pourrait envisager la possibilité de négocier des ententes afin d'acquérir des approvisionnements additionnels. Pour le moment, le Distributeur n'a pas connaissance de telles capacités excédentaires.

51 Reference: HQD-3, Doc 3, p 20, HQD-3, Doc 3, pp 5-6, Tables 1.1 and 1.2

Questions:

With respect to the strategy for meeting short-term decreases in demand during the planning period:

51.1 The options listed do not include the resale of surplus power HQD has contracted for. Is this option available to HQD? If so, please indicate the potential buyers of such surplus power.

Réponse:

Le Distributeur pourrait effectivement revendre des surplus, le cas échéant. Ces surplus seraient vraisemblablement écoulés sur les marchés de court terme. Toutefois, le Distributeur tentera dans la mesure du possible de conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons.

51.2 With reference to the existing new supply sources set out in Table 1.1, please discuss the scope for reducing the forecast energy quantities associated with each resource.

Réponse:

En ce qui concerne les contrats d'approvisionnement offrant des livraisons en base, le Distributeur pourrait tenter de négocier des ententes afin de réduire les livraisons. Par ailleurs, la

contribution du produit modulable pourrait aussi être réduite au minimum.

52 Reference: HQD-3, Doc 3, p 22, Table 3.2 and lines 16-20

Questions:

52.1 What other types of capacity (besides base capacity) are required in 2012 and 2014 respectively?

Réponse:

Pour le moment, le Distributeur retient l'hypothèse que les besoins de long terme qui apparaissent à l'horizon 2012-2013 (voir HQD-3, Document 3, p. 22, tableau 3.2) seraient comblés par des produits de base. Toutefois, ces besoins de même que les produits envisagés pour les satisfaire seront réévalués à la lumière des prochaines prévisions de la demande. Cela est possible car le Distributeur dispose de la marge de manœuvre nécessaire, quant au délai d'acquisition (84 mois), avant de procéder à un appel d'offres pour combler ces besoins.

Par ailleurs, le Distributeur a mentionné dans sa preuve (HQD-3, Document 3, section 3.1.3) qu'il examinait la possibilité d'accroître la proportion des livraisons cyclables dans son portefeuille d'approvisionnement. À cet égard, le Distributeur estime qu'il pourrait être intéressant d'adapter le service d'équilibrage éolien afin qu'il puisse répondre à des besoins de nature cyclable. Le Distributeur procèdera à l'analyse de ce besoin au cours de l'année 2005, afin de conclure des ententes d'équilibrage appropriées.

52.2 Please indicate the MW requirements associated with each type of capacity.

Réponse:

Voir la réponse à la question 52.1.

52.3 For the additional energy requirements after the deployment of the 2nd wind block (as per Table 3.2), please indicate how much of the energy required for each year (2009-2014) will be met respectively through: (i) the base load cogeneration facilities; (ii) the 400 MW of modular capacity; and (iii) cyclable capacity.

Réponse:

Voir la réponse à la question 52.1.

53 Reference: HQD-3, Doc 3, p 23, lines 3-7

Question:

53.1 Please outline HQD's plans for meeting the balance of the 8 TWh of additional energy supply required to meet its energy reliability criteria.

Réponse:

Des achats sur les marchés de court terme.

54 Reference: HQD-3, Doc 3, p 24, lines 9-13 and HQD-3, Doc 3, p 26, Table 3.4

Questions:

54.1 Please reconcile the statement on p 24, lines 9-13, that new cyclable capacity is required in 2010-2011 with Table 3.4, which indicates a surplus of capacity in the same period after the addition of the 2nd block of wind power and the 400 MW of modular capacity.

Réponse:

Le Distributeur n'envisage pas d'acquérir un nouveau produit cyclable, mais plutôt d'adapter le service d'équilibrage pour l'énergie éolienne pour qu'il puisse répondre à des besoins de nature cyclable. Pour le moment, le Distributeur a toujours considéré dans ses analyses que le service d'équilibrage offrait des livraisons uniformes tout au long de l'année (livraisons en base). Par conséquent, un service d'équilibrage – éolien adapté aux besoins cyclables aurait pour effet de modifier la contribution en puissance de l'éolien. Dans l'hypothèse où toute la production éolienne serait assujettie à ce service d'équilibrage cyclable, sa contribution en puissance serait supérieure et le facteur d'utilisation serait réduit. La contribution en énergie serait la même.

54.2 Is the need for cyclable product as discussed on p 24 addressed in Table 3.4 in the line item *Autres appels d'offres de long terme* (totaling 250 MW in 2013-14)?

Réponse:

Non. L'impact du nouveau service cyclable envisagé par le Distributeur n'est pas pris en compte dans le présent Plan. Le Distributeur précisera ses besoins à cet égard au cours de l'année 2005 afin de conclure les ententes d'équilibrage appropriées. Pour le moment, aucune discussion n'a été entreprise avec des fournisseurs pouvant offrir un service d'équilibrage.

54.3 If not, where are these requirements captured in the Plan?

Réponse:

Voir réponse précédente.

55 Reference: HQD-3, Doc 3, p 25, Table 3.3 and p 27, lines 7-15

Questions:

55.1 Please provide details of the analysis undertaken by HQD to determine that the appropriate amount of the additional energy required for 2005 (3.8 TWh) to be provided by very short term contracts (under 3 months) is 0.8 TWh.

Réponse:

Le niveau est simplement établi par différence entre les approvisionnements additionnels requis, au-delà du volume patrimonial, et les approvisionnements de court terme. Pour une description des modalités d'établissement du court terme, voir la réponse à la question 4 de la Régie (HQD-5, Document 1).

55.2 If no such analysis was undertaken, please provide the rationale for the split between very short-term contracts (0.8 TWh) versus short-term contracts requiring call for tender (3.0 TWh).

Réponse:

Le détail des appels d'offre de court terme pour l'année 2005 est présenté à R-3541-2004, HQD-14, Document 1.1, question 7.3.

55.3 Does HQD anticipate relying on the framework agreement with HQP to meet its medium forecast requirements for 2005? If no, will HQD rely on the framework agreement only to meet upward variations from the medium load forecast and under what conditions would it do so?

Réponse:

Oui, le Distributeur peut avoir recours à l'entente-cadre en 2005. Voir, entre autres, la réponse à la question 22.1 de la Régie (HQD-5, Document 1.1).

56 Reference: HQD-3, Doc 3, p 27, lines 16-20 and Table 3.5

Question:

56.1 The text on p 27 indicates that the short-term contracts for 2005 do not require a guarantee for peak load for winter 2004-2005. Will the contracts for December 2005 require a guarantee for peak power to meet the needs for 2005-2006 (668 MW)?

Réponse:

Oui.

57 Reference: HQD-3, Doc 3, p 28

Questions:

57.1 Based on the current forecast, what is HQD's expectation as to the amount of the 6.4 TWh of additional energy required in 2006 that will be provided for through very short-term contracts (less than 3 months) versus short-term contracts (more than 3 months)?

Réponse:

Les quantités et les produits spécifiques seront déterminés au cours de l'année 2005.

57.2 Please indicate the principles and types of analysis applied to establish the split between additional supply provided by short-term contracts and that provided by very short-term contracts.

Réponse:

Voir la réponse à la question 55.1.

57.3 Please discuss whether the reliance of the short-term markets for 6.4 TWh of supply in 2006 is problematic given that this amount exceeds the 5 TWh cap that HQD has imposed as a cap for reliance of short-term markets.

Réponse:

La situation énergétique de court terme d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. Dans l'hypothèse où Hydro-Québec Production devait faire face à une situation de faible hydraulité, elle ne devrait recourir qu'à des importations modestes, par rapport à la capacité maximale d'importation de 15 TWh. Le Distributeur peut donc considérer de façon raisonnable qu'il pourra compter sur plus de 5 TWh d'achats d'électricité sur les marchés de court terme, pour l'année 2006.

57.4 Has HQD confirmed with HQP that HQD's forecast to rely on 6.4 TWh of interconnection capacity does not jeopardize HQP's ability to obtain sufficient interconnection capacity to meet its obligations (both to guarantee the volumes associated with the Heritage Pool supply and to meet short-term variations in anticipated supply requirements in excess of the Heritage Pool as described in HQD-3, Doc 2, p 11, Section 2.6)?

Réponse:

Oui, le Distributeur a confirmé au Producteur le niveau de ses besoins de court terme pour l'année 2006, afin qu'il en tienne compte dans l'établissement de ses moyens afin de satisfaire à ses ententes et ses obligations.

Le document déposé par le Producteur, présenté à l'Annexe 3B de HQD-3 Document 3 faisant état de la réserve énergétique ainsi que de la fiabilité énergétique, démontre que le Producteur a peu ou pas besoin de recourir aux importations pour satisfaire le critère de gestion.

58 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 30-32

Question:

58.1 Based on the current forecast, what is HQD's expectation as to the amount of the 1.5 TWh of additional energy required in 2007 that will be provided for through very short-term contracts (less than 3 months)

versus short-term contracts (based on calls for tender)?

Réponse:

Les quantités et les produits spécifiques seront déterminés au cours de l'année 2006.

59 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 26-27, Tables 3.4 and 3.5; and p 35, Table 3.6

Questions:

59.1 Please confirm that the additional power requirements for 2008-2009 of 250 MW will have to be met through short-term contracts.

Réponse:

Le Distributeur confirme que la puissance additionnelle requise à la pointe 2008-2009 devra être acquise sur les marchés de court terme.

59.2 What are HQD's plans for meeting the shortfalls in power requirements still shown for 2012-2013 and 2013-2014 (Table 3.4)?

Réponse:

« Ces besoins additionnels pourraient être couverts par la contribution d'un service d'équilibrage offrant une plus grande contribution en puissance et par un produit cyclable. » (HQD-3, Document 3, page 26).

59.3 Please add a 5th column to Table 3.6 addressing the additional short-term purchase needs for 2009.

Réponse:

	2005	2006	2007	2008	2009
<i>En TWh</i>					
Approvisionnements additionnels requis avant déploiement de long terme	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0
Moins : Contribution du second bloc éolien sur l'horizon 2005-2008		-	0,1	0,7	1,3
Approvisionnements additionnels requis après déploiement de long terme	0,8	6,4	1,5	2,2	0,8
	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009
Puissance aditionnelle requise à la pointe (MW)	0	668	417	261	250

60 Reference: HQD-3, Doc 3, p 35; and p 38, Table 3.7

Questions:

60.1 Please confirm that under the current Plan, the energy reliability criteria cannot be met in 2009 without exceeding the 5 TWh per year cap on short-market reliance.

Réponse:

Compte tenu qu'il ne pourra compter sur le service modulable avant la fin de l'année 2009, le Distributeur confirme qu'il devra recourir aux marchés de court terme au-delà des 5 TWh de dépendance du critère de fiabilité en énergie.

60.2 Are there additional actions available to HQD that would allow it to meet the 5 TWh cap in 2009 (and thus meet the energy reliability criteria)? Please describe.

Réponse:

Le Distributeur pourrait envisager de procéder au devancement de la période d'approvisionnement de la cogénération ou du service modulable.

61 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 35-37

Questions:

61.1 Please clarify the requirements of the energy reliability criteria. Specifically, the text on page 35 (lines 5-8) seems to indicate that the criteria requires four years' notice, whereas the subsequent text which discusses the years 2006-2008, seems to suggest that the criteria applies to all future years.

Réponse:

Le Distributeur s'est doté d'un critère de fiabilité en énergie qui vise à s'assurer d'avoir les moyens nécessaires pour faire face à des scénarios plus forts que le scénario moyen de la demande.

Dans le présent Plan d'approvisionnement, le critère de fiabilité en énergie stipule qu'à quatre ans d'avis, c'est-à-dire à l'horizon 2008, le Distributeur doit être en mesure de satisfaire un scénario de besoins qui se situe à un (1) écart-type au-delà du scénario moyen, tout en maintenant une dépendance maximale de 5 TWh par année envers les marchés de court terme.

Le tableau 2.17 de la pièce HQD-2, Document 1 présente l'évaluation de l'impact des aléas climatique et de demande associés à un écart-type. L'impact évolue de 5 TWh à 7,8 TWh, de 2005 à 2008. À compter de l'année 2009, l'impact des aléas climatique et de demande est maintenu au niveau de l'évaluation de l'année 2008, soit 7,8 TWh.

61.2 Is this discrepancy reconciled by the fact that while energy reliability criteria applies for all years, the 5 TWh cap for the medium load plus a standard deviation only applies after 4 years?

Réponse:

Voir la réponse à la question 61.1.

62 Reference: HQD-3, Doc 3, pp 36, lines 7-19

Questions:

62.1 Please provide a breakdown of the 11.7 TWh in short-term purchases required for 2006 between the peak and off-peak periods.

Réponse:

Ce traitement n'a pas été fait.

62.2 With reference to IR response 66.1, please discuss the availability of peak period interconnection capacity to meet the peak period portion of the 11.7 TWh.

Réponse:

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à la question car il ne trouve pas la référence.

63 Reference: HQD-3, Doc 3, p 43

Questions:

63.1 Please explain the 2% probability used to determine the 98.4 TWh.

Réponse:

Le chiffre de 98,4 TWh correspond à un déficit cumulé en apport d'eau sur une période de 4 ans, pour une probabilité de 2 %. De la même façon, le chiffre de 64 TWh correspond à un déficit cumulé en apport d'eau sur une période de 2 ans, pour une probabilité de 2 %.

Hydro-Québec Production a déjà présenté la méthodologie et une justification démontrant l'utilisation d'un critère de – 64 TWh sur deux années consécutives pour une probabilité de 2 %, voir R-3526-2004, HQP-3, Document 1, p. 27 et 28.

63.2 Please provide the sources for each of the annual quantities associated with the reserve margin (*marge de manoeuvre*) of 34,0 TWh (line 26).

Réponse:

La production disponible non engagée (marge de manoeuvre) est constituée des ressources actuelles d'Hydro-Québec Production et des projets de développements en cours de construction, à hydraulicité moyenne, le tout réduit des engagements contractuels d'Hydro-Québec Production.

64 Reference: HQD-3, Doc 4, pp 15-16, HQD-1, Doc 2, pp 6-13

Questions:

64.1 With respect to the 18 submissions received in response to A/O 2002-01 (HQD-1, Doc 2, p 6), was each of the 18 submissions from a different party? If not, how many individual parties were represented by the 18 submissions?

Réponse:

Les 18 soumissions admissibles étaient proposées par 11 entités différentes.

64.2 With respect to the 18 submissions received in response to A/O 2002-01 (HQD-1, Doc 2, p 6), how many portfolios were constructed and analyzed prior to the granting of the contracts to HQP and the TransCanada Energy?

Réponse:

À l'étape 3 de l'analyse des soumissions, 31 combinaisons furent formées.

64.3 How many of these portfolios included suppliers other than HQP?

Réponse:

Ces informations ne sont pas publiques.

64.4 With respect to the 32 submissions received in response to A/O 2003-02 (HQD-1, Doc 2, p 8), was each of the 32 submissions from a different party? If not, how many parties were represented by the 32 submissions?

Réponse:

Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02, 9 soumissionnaires différents ont déposé 32 soumissions, pour un total d'environ 4000 MW.

64.5 With respect to the 32 submissions received in response to A/O 2003-02 (HQD-1, Doc 2, p 8), how many portfolios were constructed and analyzed prior to the final granting of the contracts?

Réponse:

Les informations concernant l'A/O 2003-02 seront disponibles lors de la demande d'approbation des contrats.

64.6 Is a similar portfolio analysis as detailed in HQD-3, Doc 4, pp 15-16, undertaken in the assessment of submissions in response to calls for tender for short-term contracts?

Réponse:

Le Distributeur a appliqué la procédure d'appel d'offres approuvée par la Régie de l'énergie et a formé des combinaisons pour les appels d'offres de court terme.

64.7 If yes, with respect to the submissions received in response to the first short-term call for tender launched in April 2004, (i) how many qualified submissions were received? and (ii) how many portfolios were constructed and analyzed prior to the final granting of the contracts to the Constellation Group (HQD-1, Doc 2, p 8)?

Réponse:

Ces informations ne sont pas publiques.