

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS  
D'OPTION CONSOMMATEURS**



## 1. Interrogatories respecting the RFP process

The following interrogatories intend to explore how the tendering will work and what will be the outcome, in terms of regulatory treatment.

### Question 1.1:

Supposing the Régie accepts HQD's submission to initiate an RFP as of January 15<sup>th</sup>, 2002, what would be, in HQD's estimation, the schedule of the various RFP steps:

- filing of the bid document with the Régie;
- issuing of the call to tenders;
- reception of the registration forms;
- pre-bid conference;
- reception of the bids;
- opening of the bids;
- selection of the bids;
- announcement of the selected bids;
- preparation of the contracts;
- award of the contracts (Régie's approval).

### **Réponse:**

**Le Distributeur souhaite, en premier lieu, dissiper toute ambiguïté : ce qu'il lancera, ce sont des appels d'offres (*Call for Tenders*) et non pas des appels de propositions (*Requests for Proposals*).**

**Pour les délais, le Distributeur réfère l'intervenant à la procédure d'appel d'offres que la Régie a approuvée le 24 juillet 2001 par sa décision D-2001-191.**

### Question 1.2:

How many bidders does HQD expect will participate in the RFP under the proposed minimum requirements and selection criteria? State the names of the potential bidders and their potential supply option proposals.

### **Réponse:**

**Voir la réponse à la question 1.3 d'ARC-FACEF-CERQ (HQD-4, Document 3).**

Question 1.3:

What in HQD's view would be a reasonable threshold for a successful RFP in terms of number of bidders and/or resource options offered? Would the non-crossing of that "threshold" not be an indication to HQD that the RFP rules (e.g. the Call for Tender and Award Procedure, the minimum requirements, the selection criteria or any other rule approved that might exclude potential suppliers) do not allow for the emergence of a truly competitive marketplace in the electricity generation segment?

**Réponse:**

**Il n'y a pas de seuil de succès. Cependant, le nombre d'offres, la qualité de celles-ci et leur sérieux, le nombre de MW offerts sont des indications du succès d'un appel d'offres.**

**Il est évident par ailleurs que, puisque le Distributeur devrait être sur le marché des appels d'offres à chaque année, il sera important d'améliorer, au fil de l'expérience, chacune des facettes de ses pratiques et procédures. Une partie de la concurrence devrait provenir des firmes opérant à l'échelle nord-américaine. Il sera, par conséquent, important que les pratiques adoptées se rapprochent des normes généralement en vigueur ailleurs.**

Question 1.4:

Under section 74.1(4°) of the Act, in a combination of various contracts with various suppliers, the one supplier "*offering the required quantity of electric power may be invited to reduce the quantity offered without modifying the tendered unit price*". How will HQD determine which is this one incremental supplier whose electricity power offer crosses over the called-for power quantity, when various other combinations would also have been possible? Will HQD offer any justification to the Régie when requesting the approval of the contracts as to the choice of that particular supplier instead of another one?

**Réponse:**

**D'abord, la combinaison la plus intéressante sera identifiée. Si cette combinaison excède la quantité globale recherchée, la détermination du soumissionnaire dont l'électricité est en excédent devra prendre en compte les quantités recherchées de chacun des produits.**

**À l'approbation des contrats, Hydro-Québec Distribution remettra un rapport sur l'analyse des combinaisons expliquant la démarche qui a été suivie.**

Question 1.5:

Have some stakeholders (e.g. potential IPP tenders, large users with generating facilities) been consulted (formally or informally) for the determining of the products and quantities sought for in the 1,000 MW RFP or for any other issues pertaining to this proceeding?

If yes, indicate who those stakeholders are, whether or not they currently have generating facilities providing power to Hydro-Québec or self-generating units, and the kind of discussions that have been held between HQD and them.

**Réponse:**

**Non. Il aurait été inapproprié de discuter, avant le dépôt du plan d'approvisionnement, d'éléments majeurs de son contenu avec de potentiels soumissionnaires.**

## **2. Interrogatories on exhibit HQD-2, Document 1**

Question 2.1:

Table 1.1 (page 5) sets out the forecasted values for principal demographic, economic and energy inputs used by Hydro-Québec-Distribution in preparing its electricity demand forecast.

- a) Did Hydro-Québec-Distribution use the services of any external consultants or forecasting services in developing these demographic, economic and energy forecasts? If so, who, what role did they play and what forecasts did they provide if any?

**Réponse:**

**Pour la réalisation de ses prévisions démographique et économique québécoises ainsi que pour la réalisation de sa prévision énergétique, Hydro-Québec Distribution n'a pas recours à des consultants externes ou des services de prévision. Elle ne fait appel qu'à ses experts internes.**

**Il faut toutefois noter que la prévision économique du Québec et la prévision énergétique reposent sur des hypothèses quant aux environnements économique et monétaire canadien,**

**américain et mondial qui proviennent de la firme de prévision DRI-WEFA.**

- b) Has Hydro-Québec-Distribution tested the reasonableness of their demographic, economic or energy input forecasts by comparing them with forecasts prepared by other parties (e.g. Government, private forecasting services, etc.) ? If so, please provide the results of any such comparisons?

**Réponse:**

**Oui.**

**Les hypothèses des prévisions d'Hydro-Québec sont régulièrement comparées à celles d'autres prévisionnistes. Les tableaux suivants montrent des exemples de ces comparaisons.**

**Comparaison des prévisions utilisées pour la révision d'août 2001 à celles faites par d'autres prévisionnistes :**

**POPULATION**

**Les deux principaux organismes qui présentent des prévisions à long terme de la population du Québec sont l'Institut de la statistique du Québec et Statistique Canada. À long terme (2004-2011), la prévision d'Hydro-Québec se situe entre les prévisions de ces deux organismes.**

<b>Comparaison des prévisions</b>											
<b>Population du Québec (en milliers)</b>											
	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Prévision Hydro-Québec (août 2001)	7 405	7 432	7 458	7 483	7 507	7 529	7 551	7 571	7 590	7 608	7 624
Prévision Institut de la Statistique du Québec* (septembre 2000)	7 400	7 428	7 456	7 483	7 510	7 535	7 559	7 583	7 605	7 625	7 645
Prévision Statistique Canada** (mars 2001)	7 389	7 404	7 421	7 437	7 454	7 472	7 488	7 505	7 520	7 536	7 552

\* scénario A de référence

\*\* scénario moyen, projection 3

### **CROISSANCE DU PIB**

**Le tableau suivant présente une comparaison de la prévision d'Hydro-Québec avec une moyenne des autres prévisions disponibles (à moyen et court terme).**

<b>Comparaison des prévisions</b>				
<b>Produit intérieur brut - Croissance en %</b>				
<b>Québec</b>				
	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
Conference board of Canada (avril 2001)	2,8	3,3	3,0	3,4
Caisse de dépôt et de placement (décembre 2000)	3,2			
Mouvement Desjardins (mai 2001)	2,7	3,6	2,5	4,0
Banque de Montréal (avril 2001)	2,9	3,5	3,3	3,2
Banque TD (juillet 2001)	2,2	3,2		
Banque Royale du Canada (mai 2001)	2,7	3,3	3,0	3,0
Banque Nationale du Canada (juin 2001)	2,7	3,5		
Banque Scotia (juillet 2001)	1,9	2,8		
CIBC (juin 2001)	2,7	3,5		
Ministère des Finances du Québec (mars 2001)	2,7	2,6		
<b>Moyenne des prévisions</b>	<b>2,7</b>	<b>3,3</b>	<b>3,0</b>	<b>3,4</b>
Prévision Hydro-Québec (août 2001)	1,5	2,7	3,0	2,5

**PRIX DU GAZ NATUREL À LA FRONTIÈRE DE L'ALBERTA (\$CAN/MPC)**

La firme Enerdata Ltd publie une prévision de prix pour le gaz naturel à la frontière de l'Alberta. Pour sa revue de juin 2001, sa prévision pour les six derniers mois de l'année est supérieure à la nôtre de 2 \$CAN/MPC. Pour 2002, nos prévisions sont similaires et pour 2003, leur prévision est de 0,40 \$CAN/MPC supérieure à la nôtre.

**Prévision du gaz naturel à la frontière de l'Alberta  
(\$CAN/MPC)**

	<b>Hydro-Québec</b>	<b>Enerdata - juin 2001</b>
<b>2001</b>	6,49	7,34
<b>2002</b>	5,50	5,66
<b>2003</b>	5,50	5,90
<b>2004</b>	5,25	5,62
<b>2005</b>	5,00	5,36
<b>2006</b>	5,00	5,30

**PRIX DU PÉTROLE BRUT WTI (\$US/BARIL)**

L'agence gouvernementale américaine "Energy Information Administration" ainsi que le groupe WEFA publient régulièrement des prévisions de prix du pétrole WTI.

Pour les derniers mois de l'année 2001, la prévision faite par l'EIA est supérieure d'environ 5 \$US/baril à la nôtre. Pour 2002, l'écart passe à près de 6 \$US/baril. Une prévision de la demande mondiale de pétrole brut plus élevée que la nôtre explique cette différence.

La prévision du groupe WEFA pour les derniers mois de 2001 est également supérieure à la nôtre. L'écart entre les deux prévisions est de 1,16 \$US/baril et de 2,25 \$US/baril pour l'ensemble de 2001 et 2002.

Hydro-Québec s'efforce également de comparer les résultats de sa prévision de la demande d'électricité à ceux d'autres prévisionnistes. Cependant, cet exercice n'est pas facile puisque peu d'organismes effectuent des prévisions de

demande d'électricité et les rares disponibles ne se comparent pas directement à la prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec.

Le ministère des Ressources naturelles du Québec (MRN) a publié en mai dernier sa prévision dans le document « *Évolution de la demande d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre au Québec : scénario de référence 1996-2021* ». Pour la période 1996-2011, la prévision du MRN est nettement supérieure à celle d'Hydro-Québec. Ainsi, alors que le MRN prévoit pour cette période un taux de croissance annuel moyen de 1,6 % de la demande d'électricité au Québec, Hydro-Québec prévoit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 % pour l'ensemble de ses ventes.

Enfin, des travaux de prévision de demande d'électricité sont réalisés de façon sporadique au Groupe de recherche en économie de l'énergie (GREEN) de l'Université Laval. Bien que le GREEN n'ait publié aucun résultat récent sur ce sujet, le professeur Bernard, affilié à cet organisme, a, à maintes reprises, mentionné que la prévision de la demande d'électricité d'Hydro-Québec était trop faible. Plus récemment, dans « *Le Soleil du 3 novembre 2001* », il a exprimé « une réserve sur le scénario de prévision des ventes privilégié par les économistes d'Hydro-Québec. Ceux-ci prédisent une augmentation moyenne d'électricité de 1,2 % par année jusqu'en 2011. C'est peu compte tenu que nous avons enregistré des taux de croissance de 2 à 3 % ces dernières années. Le spécialiste ne serait pas surpris d'assister à des dépassements. Le ministère des Ressources naturelles du Québec table lui-même sur une croissance de la demande de 1,6 % »

Question 2.2:

Please provide whatever information/analyses Hydro-Québec-Distribution has supporting the assumption that electricity prices will increase at the same rate as inflation after 2004 (Reference: HQD-2, Document 1, page 4, lines 21-23).

**Réponse:**

**Cette hypothèse reflète les engagements du Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec déposé auprès du gouvernement du Québec le 31 octobre 2001.**

Question 2.3:

- a) Please provide details (i.e., documentation, equations, etc.) regarding the methodology used by Hydro-Québec-Distribution to forecast future electricity requirements.

**Réponse:**

**Voir la pièce HQT-4, Document 2 de la cause R-3401-98.**

- b) Please ensure there is sufficient detail to clearly indicate how the following factors are captured by the models/methodology:
- Changes in electricity prices
  - Changes in the basic demographic and economic assumptions
  - Changes in the impact of energy efficiency programs – either new or existing.

**Réponse:**

**Voir la pièce HQT-4, Document 2 de la cause R-3401-98.**

- c) Is this the same methodology that Hydro-Québec has used in previous years and was discussed during the latest Transmission tariff hearing (HQT-4, Document 2 of R-3401-98)?

**Réponse:**

**Oui**

- d) If yes, have any changes been made to address the apparent tendency of the methodology to over-forecast future requirements (exhibit HQT-4, Document 2.5.1 of R-3401-98 referred to in HQD's evidence)?

**Réponse:**

**Afin d'améliorer continuellement la qualité et la justesse de sa prévision de la demande d'électricité et des prévisions démographiques, économiques et énergétiques qui la sous-tendent, Hydro-Québec est à l'affût des développements qui affectent les méthodes, modèles et techniques de prévisions. Ainsi, non seulement les modèles existants sont régulièrement améliorés et réestimés, mais de nouveaux modèles intégrant les plus récentes techniques quantitatives sont développés.**

Par ailleurs, le sommaire de l'analyse de la performance des prévisions de 1 à 5 ans pour la période 1991-2001 déposé en réponse à la question 5.3 de la Régie (HQD-4, Document 1), de même que la réponse à la question 11.2 d'ARC-FACEF-CERQ (HQD-4, Document 3), montrent que la méthodologie de prévision d'Hydro-Québec ne surestime pas toujours les besoins futurs.

- e) If no, what analysis was undertaken to test the accuracy of the methodology?

**Réponse:**

**Sans objet.**

Question 2.4:

With reference to the economic forecast prepared a year ago for the Transmission Tariff Application (HQT-4, Document 2, page 15):

- a) Please explain why the short-term forecasted increases (i.e., 2002-2003) in inflation and disposable income are higher in this Application than in the Transmission Application.

**Réponse:**

**Hydro-Québec Distribution utilise la prévision d'inflation au Canada de DRI-WEFA, son consultant en matière de prévisions économique et monétaire pour le Canada, les États-Unis et l'environnement international. Ce dernier révisé périodiquement ces prévisions. La prévision d'inflation qui a servi au plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur et celle qui a servi à la cause tarifaire du Transporteur ne sont pas tirées des mêmes versions de prévision de notre consultant DRI-WEFA.**

**Lors de la révision d'août 2001 de la prévision, la prévision du revenu personnel disponible a été revue à la hausse parce que l'emploi et les revenus étaient en forte progression et que les gouvernements, dans leur dernier budget, annonçaient des baisses des taux d'imposition plus rapides.**

- b) Please explain why the forecasted prices for oil and natural gas are higher than those prepared last year.

**Réponse:****Prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI)**

Le prix moyen observé du pétrole brut West Texas Intermediate a été de 30,31 \$US/baril en 2000, soit 58 % de plus que l'année précédente et environ 5 \$US de plus que ce qui avait été prévu lors de la révision d'avril 2000 (qui avait servi à la préparation de la cause du Transporteur). La vigueur de l'activité économique mondiale a exercé une pression à la hausse sur les prix.

En dépit de la baisse amorcée à la fin de 2000, le prix du pétrole brut au début de l'année 2001 reste à un niveau historiquement élevé et gonfle le prix moyen pour l'ensemble de l'année.

À plus long terme, c'est essentiellement la légère révision à la hausse de l'IPC qui explique que les prix du pétrole brut WTI soient 1 à 2 \$US/baril plus élevés dans la prévision d'août 2001 que dans celle d'avril 2000.

**PRIX DU GAZ NATUREL À LA FRONTIÈRE DE L'ALBERTA**

En moyenne, en 2000, le prix du gaz naturel canadien à la frontière de l'Alberta a été de 5,10 \$CAN/mpc, soit 70 % de plus que le prix moyen de 1999 et plus de 2 \$CAN/mpc que la prévision d'avril 2000 du Distributeur. Cette flambée des prix résulte de plusieurs facteurs : le faible niveau des réserves au sortir de l'hiver 2000, la forte demande des producteurs d'électricité pour la climatisation, la vigueur de l'économie nord-américaine, la production limitée de gaz naturel tant aux États-Unis qu'au Canada et le prix élevé du pétrole brut. Par ailleurs, le Nord-Est américain a connu l'hiver le plus rigoureux depuis un siècle, ce qui s'est traduit par une demande très forte et des retraits massifs des stocks de gaz naturel aux mois de novembre et décembre.

Bien qu'en forte baisse au début de l'année 2001, les prix sont demeurés à des niveaux historiquement élevés durant presque tout le premier semestre, ce qui vient gonfler la moyenne annuelle. Le Distributeur prévoit donc un prix plus élevé que lors de la révision d'avril 2000 (qui a servi à la préparation de la cause du transporteur).

À moyen terme, il est supposé que la disponibilité de gaz naturel sera restreinte et fera augmenter son prix relatif.

À plus long terme, la demande américaine de gaz naturel devrait être plus élevée que ce que le Distributeur a prévu lors de la révision d'avril 2000, principalement en raison de l'utilisation accrue du gaz naturel pour produire de l'électricité. Pour être en mesure de répondre à cette demande, les producteurs devront exploiter de nouveaux puits de plus en plus petits et coûteux à mettre en valeur.

Question 2.5:

Please explain why there is no forecasted increase in the load reductions attainable through the dual-fuel residential program (tariff DT) after 2002-2003 (Reference: HQD-2, Document 1, Table 2.5).

**Réponse:**

**Se référer à la réponse à la question ACÉE-SÉ-GS-31 (HQD-4, Document 2).**

Question 2.6:

Please clarify what the "usage interne" referred to in Table 2.6 is and why it is not captured in the initial load forecast?

**Réponse:**

**Tel qu'indiqué à la pièce HQD-1, Document 3, page 3, l'usage interne correspond à l'électricité utilisée dans les bâtiments qui appartiennent à Hydro-Québec, à l'exclusion de la consommation des centrales.**

**Étant donné que cette consommation n'est pas une vente, elle n'est pas incluse dans la prévision des ventes.**

Question 2.7:

- a) Please provide the demographic, economic and energy assumptions underlying the various scenarios developed in HQD-2, Document 1, Annexe 1B?

**Réponse:**

**En réponse à la question ACÉE-SÉ-GS-11 (HQD-4, Document 2), les tableaux des variables démographiques, économiques et énergétiques qui sous-tendent les scénarios moyen, fort et faible sont fournis.**

- b) Please indicate Hydro-Québec-Distribution's assessment of the risk that the various scenarios presented in Annexe 1B will occur? For example, what is the probability that the load for 2007 (under normal weather conditions) will:
- Exceed the 182.2 TWh attributed to the strong scenario
  - Exceed the value associated with the mid-strong scenario
  - Be less than the value associated with the mid-weak scenario?
  - Be less than the 157.5 TWh value associated with the weak scenario

**Réponse:**

**Cette information spécifique n'est pas disponible actuellement.**

**De façon générale, quant aux incertitudes sur la prévision de la demande, voir les réponses fournies aux questions 10.1 et 11.1 de la Régie (HQD-4, Document 1).**

Question 2.8:

Hydro-Québec-Distribution indicates that it considers the rate payer impact test (RIM), the total resource cost test (TRC) and the participant cost test (PCT) in evaluating the potential contribution of energy efficiency to reducing future demand (Reference: Hydro-Québec's Strategic Plan 2002-2006, pages 168-169).

- a) Which test (i.e. the RIM or TRC) was used to establish the economics associated with the 6 TWh/annum (Reference: HQD-2, Document 1, Annexe 1A, page 3, lines 11-12)?

**Réponse:**

**Les tests cités dans la question seront utilisés pour évaluer la rentabilité des interventions envisagées en efficacité énergétique et non pas pour évaluer le potentiel technico-économique en économie d'énergie. Aucun de ces tests n'a été utilisé pour déterminer le potentiel de 6 TWh.**

L'évaluation du potentiel technico-économique d'économies d'énergie repose sur un critère économique de sélection des mesures qui est le coût évité d'Hydro-Québec Distribution ou coût marginal de l'électricité. Voir la définition du potentiel technico-économique présentée dans l'Annexe 1A au plan d'approvisionnement (HQD-2, Document 1).

- b) Is it reasonable to assume that energy efficiency programs introduced after 2005 will have no impact on the level of power provided to Hydro-Québec-Distribution by the Heritage Pool, but rather impact entirely on the requirements for new contracted supplies?

**Réponse:**

Il s'agit d'une hypothèse reconnue que les économies d'énergie réduisent à la marge la demande d'électricité. Tant et aussi longtemps que le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh ne sera pas atteint, les économies d'énergie viendront réduire la demande à l'intérieur de ce volume patrimonial. Lorsque le volume d'énergie patrimoniale sera atteint, soit vers 2005 selon les prévisions du Distributeur, les économies d'énergie viendront réduire le recours à de nouveaux approvisionnements.

### **3. Interrogatories on exhibit HQD-2, DOCUMENT 2**

Question 3.1:

Based on Hydro-Québec-Distribution's Supply Plan, the electricity requirements of its customers will be met by supplies from both the Heritage Pool (owned/operated by Hydro-Québec Production) and, potentially, suppliers other than Hydro-Québec-Production by 2006/2007.

Who will be responsible (e.g. Hydro-Québec Production, Trans-Energie or Hydro-Québec-Distribution) for the determining which facilities (sources of supply) are to be dispatched in real-time to meet these electricity requirements and determining which facilities will be designated to provide the complementary services as described in HQD-2 doc. 2 Annexe 2B lines 3-19?

**Réponse:**

Hydro-Québec Distribution fera chaque jour un programme pour le lendemain dans lequel elle spécifiera la quantité d'électricité à être livrée à partir du portefeuille de contrats qu'elle aura.

**Les installations requises pour respecter le programme de livraison fixé par le Distributeur pour l'électricité patrimoniale seront déterminées par Hydro-Québec Production en tenant compte des exigences en vigueur émises par TransÉnergie.**

**Les services complémentaires correspondent à des exigences d'exploitation sécuritaire du réseau en temps réel formulées par le Transporteur. C'est Hydro-Québec Production qui devra fournir les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale et qui devra respecter ces exigences.**

**Hydro-Québec Distribution sera responsable d'établir la programmation de ses contrats. En temps réel, comme dans tous les réseaux, TransÉnergie sera responsable d'assurer la sécurité du réseau et aura toute latitude de changer la programmation pour cette raison. Dans un tel cas, le changement de programmation se fera à l'intérieur des balises données par le Distributeur.**

Question 3.2:

The Government of Québec's Order-in-Council (HQD-2, Document 2, Annexe A) outlines the characteristics of the Heritage Pool in terms of the MWs of load that will be served in each hour of the year – from the highest load available to the lowest load available.

How will the party responsible for dispatching facilities to meet load requirements on a hour to hour basis in real time know how much of the demand is to be presumed supplied by the Heritage Pool in each hour and, therefore, how much to direct other contracted suppliers to provide?

Worded another way, suppliers under contract to Hydro-Québec-Distribution must be dispatched to meet load on an hour to hour basis in real time. How will the amount required to be supplied by these other suppliers be determined by the system dispatcher?

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 3.1.**

Question 3.3:

It is our understanding that Hydro-Québec-Distribution (HQD-2, Document 2, page 5) has first call on the existing interruptible contracts and on any new interruptible load contracted for.

- a) Please confirm if this understanding is correct.

**Réponse:**

**Les contrats de puissance interruptible existants sont mis à la disposition d'Hydro-Québec Production par le décret sur les caractéristiques de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur aura priorité d'utilisation du potentiel additionnel de puissance interruptible.**

- b) Please indicate the MWs of interruptible load currently under contract.

**Réponse:**

**1024 MW coïncidents.**

- c) Please indicate the MWs of load reduction that is estimated would occur as a result of interrupting the load under contract.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question précédente 3.3 b).**

- d) Please confirm that all rate discounts/rebates payable to interruptible customers are "paid" by Hydro-Québec-Production – unless Hydro-Québec-Distribution decides to utilize the contracts for its own purposes.

**Réponse:**

**C'est exact.**

- e) Please indicate the annual cost (in terms of monthly rate discounts – prior to any rebate arising as a result of actual interruptions) associated with the interruptible load currently under contract.

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

- f) What is Hydro-Québec-Distribution's estimate of the potential additional interruptible load (Reference: HQD-2, Document 2, page 5, line 4)?

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

- g) How much would this potential change if the monthly rate discount was increased by 50%?

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

Question 3.4:

- a) Is Hydro-Québec-Production responsible for providing the reserves necessary to meet the NPCC requirements associated with the Heritage Pool loads (Reference HQD-2, Document 2, page 2, lines 6-14)?

**Réponse:**

**Oui.**

- b) If yes, please confirm whether Hydro-Québec-Distribution is only responsible for contracting for sufficient supply to ensure that the NCPP requirements are met for loads in excess of the Heritage Pool?

**Réponse:**

**Non. Hydro-Québec Distribution n'est pas uniquement responsable de s'assurer d'avoir assez de puissance installée pour couvrir le critère de fiabilité en puissance. Elle doit aussi s'assurer d'avoir les approvisionnements nécessaires pour les besoins en excédant du profil de l'électricité patrimoniale et les besoins résultant des aléas de la demande.**

- c) If no, please explain what NPCC requirements Hydro-Québec-Distribution is responsible for addressing.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 3.4 b).**

**Question 3.5:**

Similarly, please confirm if Hydro-Québec-Production is responsible for providing all of the complementary services associated with the Heritage Pool load and supporting generation and, as a result, Hydro-Québec-Distribution only needs to contract for additional supply to provide the complementary services associated with load in excess of the Heritage Pool (Reference: HQD-2, Document 2, Annexe 2B, page 1)?

If this is not the case, please explain what complementary service Hydro-Québec-Distribution is responsible for.

**Réponse:**

**Oui. Hydro-Québec Production est responsable de fournir les services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.**

**4. Interrogatories on exhibit HQD-2, document 3****Question 4.1:**

HQD-2, Document 1 (reference Table 2.5) indicates that the load forecast includes 880 MWs annually of load associated with the residential dual-fuel program.

a) Is this load served out of the Heritage Pool?

**Réponse:**

**Oui.**

b) If not, why is there not adjustment shown in Table 1.1 (HQD-2, Document 3)?

**Réponse:**

**Sans objet.**

**Question 4.2:**

Please explain why the maximum megawatt values reported in Graph 1.2 and Table 1.2 are the same for the years 2005, 2006, 2007 and 2011 – but different for the intervening years 2008-2010.

**Réponse:**

**L'explication est donnée à la page 6 (lignes 6 à 14) de la pièce HQD-2, Document 3.**

**Question 4.3:**

With reference to Graph 1.2, please explain why the incremental loads in the summer are higher in the initial years (i.e. 2005-2009), but the incremental winter loads are higher in the later years (i.e. 2010 and 2011).

**Réponse:**

**Le profil de l'ensemble des besoins du Distributeur est plus accentué en hiver qu'en été. Cette situation se poursuivra lors des prochaines années.**

**Par contre, jusqu'en 2010, selon le scénario moyen de la demande, les approvisionnements requis au-delà des approvisionnements patrimoniaux seront plus forts en été qu'en hiver. Cette situation est attribuable à un profil des approvisionnements patrimoniaux contenant proportionnellement plus de puissance en pointe que dans les heures intermédiaires lorsque comparé aux profils prévisionnels entre 2005 et 2009 (la raison en est expliquée dans la réponse à la question 12.1 de la Régie, HQD-4, Document 1).**

**Par la suite, (en 2010 et 2011) les approvisionnements additionnels redeviennent plus élevés en hiver puisque les nouveaux besoins qui s'ajoutent sont plus élevés en hiver qu'en été.**

**Question 4.4:**

With reference to Table 1.2, please explain why the load factor for the incremental load (in excess of the Heritage Pool) is increasing over the forecast period. In particular, please explain why the load factor at the end of the period exceeds the overall load factor for Hydro-Québec-Distribution's total requirements.

**Réponse:**

**Les explications fournies en réponse aux questions 4.2 et 4.3 sont également pertinentes pour expliquer la hausse du facteur d'utilisation des approvisionnements additionnels requis.**

Question 4.5:

With reference to Table 1.4, please provide Hydro-Québec-Distribution's estimate as to the probability that the incremental load requirements (in excess of the Heritage Pool) will exceed:

- a) The 1,670 MWs associated with the mid-strong scenario and normal climate conditions.

**Réponse:**

**Cette information spécifique n'est pas disponible actuellement.**

**De façon générale, quant aux incertitudes sur la prévision de la demande, voir les réponses fournies aux questions 10.1 et 11.1 de la Régie.**

- b) The 3,040 MWs associated with the strong scenario and weather variations of one-standard deviation.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question précédente.**

Question 4.6:

Please provide greater details (i.e., names of possible suppliers and potential volumes, etc.), other than Hydro-Québec-Production, that Hydro-Québec-Distribution would see being able to contract with over the 2004-2005 time horizon (reference: HQD-2, Document 3, page 12).

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

Question 4.7:

- a) Does Hydro-Québec-Distribution consider interruptible contracts with customers to be a viable alternative means of providing peaking service – provided interruptions are limited to 300 hours or less per year (reference: HQD-2, Document 2, page 14)?

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

- b) When will Hydro-Québec's new real time interruptible pricing option be presented to the Régie?

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007.**

Question 4.8:

Apart from cost minimization and provision of reliable service, were any other goals/objectives considered in the development of the proposed supply strategy (Reference: HQD-2, Document 2, page 15)?

**Réponse:**

**Ces deux considérations étaient certainement les plus importantes. Une préoccupation complémentaire majeure est également de découper les besoins en produits susceptibles de favoriser une saine concurrence tout en respectant la Loi et la Procédure d'appel d'offres et d'octroi.**

Question 4.9:

With respect to the import capability of Hydro-Québec's inter-ties with other jurisdictions (reference: HQD-2, Document 3, pages 16-17 and Annexe 3C):

- a) Please confirm that the 20 TWh (5 TWh on-peak and 15 TWh off-peak) is the technical import capability associated with the 5,510 MW of interconnection that will be in place for 2006-2007 (i.e. assuming generation supplies were available to import). If this is not the case, please indicate what the 20 TWhs represents.

**Réponse:**

**Le 20 TWh n'est pas la capacité technique d'importation. Voir la réponse à la question 17.1 de la Régie (HQD-4, Document 1).**

- b) Please break the 20 TWh down by the various existing and new interconnection points shown in Annexe 3C, page 1.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 17.1 de la Régie (HQD-4, Document 1).**

- c) Please explain any major differences (i.e. greater than 10%) between the average MW of imports associated with each point (based on the results of (b)) and the maximum import potential reported for 2001 on page 1 of Annexe 3C.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 17.1 de la Régie (HQD-4, Document 1).**

- d) Please confirm that the 10 TWh referenced in Document 3, page 16 reflects Hydro-Québec-Distribution's estimate of the additional generation currently in-service and available in other jurisdictions for export to Québec.

**Réponse:**

**Non, le 10 TWh dont il est question à la pièce HQD-2, Document 3, page 16, est l'estimation du Distributeur du potentiel maximum d'énergie qu'il croit disponible d'année en année si les nouvelles interconnexions sont en place et s'il n'y a pas de contrainte commerciale à l'utilisation des interconnexions.**

- e) Please indicate the TWhs of import capacity that Hydro-Québec-Production relies upon to ensure supply of the Heritage Pool (reference: Annexe 3C, page 3).

**Réponse:**

**Les besoins d'importation par Hydro-Québec Production seront variables d'année en année. Historiquement, Hydro-Québec a toujours compté sur la présence des interconnexions pour garantir sa production et la sécurité d'approvisionnement de la charge locale. Hydro-Québec Distribution ignore sur combien compte Hydro-Québec Production actuellement ou dans le futur.**

- f) What steps (i.e. approval required, parties involved, commitments, timeframe) would be involved in:
- a. Expanding the capacity on an existing inter-tie
  - b. Constructing a new inter-tie?

**Réponse:**

Plusieurs facteurs sont déterminants dans la réalisation d'un projet de nouvelle interconnexion avec les réseaux voisins. Notamment, les délais peuvent varier grandement selon la nature de la demande, les approbations réglementaires requises, les solutions techniques applicables et la rentabilité du projet. C'est pourquoi les délais indiqués ci-dessous le sont à titre indicatif uniquement. Typiquement, un délai de quatre (4) années semble être le minimum pour construire une nouvelle interconnexion, alors qu'un délai de six (6) ans et plus est possible dans certains cas. Ces délais commencent à courir une fois que les réseaux impliqués ont convenu de procéder à l'analyse du projet de l'interconnexion.

Par exemple, au point de vue environnemental, un projet de construction d'une nouvelle interconnexion sera qualifié d'impact mineur ou de majeur, ce dernier cas s'appliquant aux interconnexions de 315 kV et plus. Une addition dans un poste existant peut réduire l'envergure du projet et les délais de réalisation s'il n'y a aucun agrandissement du poste et si aucune nouvelle ligne n'est requise. Il pourra être requis de faire tout de même une analyse environnementale pour démontrer l'impact de cette addition.

Par ailleurs, avant même de débiter l'analyse en profondeur d'un projet de nouvelle interconnexion, une étape préalable de conception du projet en collaboration avec les différents intervenants et le réseau voisin est nécessaire. Encore là, cette étape sera plus ou moins longue selon le projet.

Après avoir décidé de procéder à l'analyse du projet de nouvelle interconnexion, les étapes suivantes sont nécessaires :

1. Étude d'impact (3 à 6 mois)

Cette étape permet d'évaluer des variantes de réseau, leurs coûts et l'échéancier préliminaire de réalisation du projet. Selon l'ampleur du projet ou de l'interconnexion, il peut être requis de développer ces variantes en collaboration avec

les réseaux voisins, ce qui résulte en délai additionnel de réalisation et d'approbation.

- a. Demande du client
- b. Revue et développement du mandat d'étude
- c. Réalisation de l'étude
- d. Acceptation des résultats par le client et mandat pour poursuivre l'étude d'avant-projet

## 2. Étude d'avant projet (6 à 18 mois)

Cette étude vise à obtenir un engagement de coût de TransÉnergie pour la réalisation du projet.

- a. Cahier des charges  
Il décrit les besoins de TransÉnergie pour la réalisation du projet selon les normes en vigueur. Il contient la justification du projet, les caractéristiques électriques et les exigences particulières, et le processus de suivi de projet. Dans le cas d'une interconnexion, il peut être requis de faire des études techniques plus poussées pour définir adéquatement les équipements, ce qui augmente les délais.
- b. Étude d'avant-projet (réalisé par la division IAC d'Hydro-Québec)  
L'étude d'avant-projet est une étude de pré-ingénierie qui définit le contenu technique du projet. Elle couvre aussi l'évaluation environnementale des variantes de postes et de lignes et justifie la localisation du poste ou le tracé de ligne retenu sur les plans techniques, économiques et environnementaux. Cette étape inclut un programme de communication qui vise à informer les organismes, les groupes d'intérêt et la population concernée, à entendre leurs préoccupations et à recueillir leurs commentaires.

## 3. Autorisations gouvernementales ( 6 mois à 15 mois)

Selon la nature du projet mineur ou majeur, le nombre d'autorisations requises pour permettre la réalisation du projet varie et les délais pour les obtenir sont plus ou moins longs. Les projets mineurs requièrent un certificat selon l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement et des permis de construction.

Dans le cas des projets majeurs, le début de l'étude d'avant-projet doit être précédé de l'obtention d'un premier décret du gouvernement du Québec.

De plus, les autorisations suivantes sont requises : un 2<sup>e</sup> décret du gouvernement du Québec, un décret de construction, une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) et d'autres certificats selon l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Dans certains cas, le ministre de l'Environnement peut exiger des audiences publiques du Bureau d'audience public sur l'environnement (BAPE) ce qui accroît les délais.

Par ailleurs, pour tous les projets de 25 M\$ et plus, une autorisation spécifique de la Régie de l'Énergie doit être obtenue.

#### 4. Ingénierie, approvisionnement et construction (2-3 ans)

Le réseau voisin auquel notre réseau serait interconnecté devra également passer au travers d'un processus semblable à celui décrit ci-haut. Les délais de réalisation des différentes étapes pourraient différer de ceux d'Hydro-Québec.

##### Question 4.10:

With reference to the reserve margin requirement of 15% discussed in Annexe 3D, page 2, please indicate which of the following factors/uncertainties the 15% is intended to cover:

- Allowance for generation equipment breakdowns/non-delivery by suppliers,
- Allowance for load forecast uncertainty due to changing economic conditions,
- Allowance for load forecast uncertainty due to variations in weather conditions.

##### **Réponse:**

La marge de réserve de 15 % calculée à la pointe sert entre autres à s'assurer qu'il y aura assez de puissance installée au Québec, en tenant compte d'Hydro-Québec Production, pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance. L'évaluation de cette réserve tient compte entre autres des taux de pannes des équipements et des aléas de la demande. Le Distributeur doit

**s'approvisionner pour ce qui excédera le profil de l'électricité patrimoniale. De plus, le Distributeur doit avoir accès à suffisamment de capacité de production énergétique pour satisfaire les besoins identifiés en énergie.**

Question 4.11:

Please explain why the incremental MWs of load over and above those to be met by the Heritage Pool reported on page 3 of Annexe 3D differ from the values reported in Table 1.4 of Document 3 (page 9).

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 4.10 ainsi que la réponse à la question 20.1 de la Régie (HQD-4, Document 1).**

Question 4.12:

Please explain why the strategy calls for 400MWs of reserves, when the additional reserve requirements shown on page 3 of Annexe 3D range from 20 MWs in 2006/2007 to 200 MWs in 2010-2011. Are the reserves planned for under the strategy greater than those required to meet NCPP standards?

**Réponse:**

**Il n'y a aucune relation entre la marge de manœuvre de 400 MW et la réserve en puissance identifiée à la page 3 de l'Annexe 3D. La marge de manœuvre de 400 MW est une capacité de production énergétique pour faire face à des scénarios de croissance de la demande plus élevés que le scénario moyen en conjonction avec les marchés de court terme. Cette marge de manœuvre permet cependant, entre autres, de couvrir à l'horizon du Plan la réserve en puissance identifiée à l'Annexe 3D. Aucun critère du NPCC ne traite du type de contrainte associée à l'électricité patrimoniale.**

Question 4.13:

Document 3, page 19 suggests that the 400 MW is not really adequate for 2006-2007. What is Hydro-Québec-Distribution's view as to the MWs of reserve required during for this period?

**Réponse:**

Comme indiqué à la page 19 de la pièce HQD-2, Document 3, le Distributeur croit que 550 MW de capacité de production énergétique, au lieu de 400 MW, serait requis pour réduire la dépendance des marchés de court terme à 5 TWh.

Question 4.14:

Please explain why Hydro-Québec believes that 1,200 MW of reserve are required in the short term to address load forecast uncertainties (Document 3, page 33, line 9); while only 400 MW is required in the longer term.

**Réponse:**

La marge de manœuvre de 400 MW ne résulte pas des besoins pour couvrir les aléas climatiques. Comme expliqué, les aléas climatiques seront couverts par des appels d'offres de court terme qui seront en sus des capacités acquises par les appels d'offres de long terme. Pour couvrir un écart-type d'aléa climatique, l'appel d'offres de court terme devra couvrir des besoins de 1,9 TWh et 1200 MW.

Question 4.15:

With respect to Annexe 3B, please indicate what parties, other than Hydro-Québec-Production, are likely to develop hydraulic or gas-fired generation within the province of Québec for 2006-2007.

**Réponse:**

Certains sites hydrauliques privés pourraient encore être développés pour 2007.

En ce qui concerne les centrales à cycle combiné au gaz naturel, plusieurs promoteurs d'envergure nord-américaine pourraient se montrer intéressés à ajouter à leur portefeuille une centrale dont une partie ou la totalité de la production serait sous contrat avec un acheteur d'excellente réputation comme Hydro-Québec.

Question 4.16:

Annexe 3B describes the timeframes for developing typical hydraulic and gas-fired generation facilities with a view to demonstrating that they both can be completed within the 2006/2007 timeframe to meet new requirements.

Are there other potential sources/new generation projects that could be developed in Québec but would require a longer timeframe than 66 months? What are those sources or projects and their typical timeframe?

**Réponse:**

**Cette question dépasse le cadre de l'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007**

Question 4.17:

HQD-2, Document 3 (page 11, line 12) indicates that one of the objectives driving its supply planning strategy is to minimize costs.

- a) Please clarify how Hydro-Québec-Distribution defines "costs" within this context.

**Réponse:**

**Le Distributeur désigne par coûts l'ensemble des dépenses que le Distributeur devra encourir pour assurer la sécurité d'approvisionnement et qui seront répercutés sur la facture du consommateur. Le Distributeur ne tire aucun profit des activités d'approvisionnement en électricité.**

- b) In those instances where cost minimization does not necessarily result in the lowest long term electricity rates – is "cost minimization" still the overriding objective?

**Réponse:**

**Tous les calculs de coûts comparatifs sont faits sur la base des coûts actualisés encourus sur la durée de vie des contrats. Selon le Distributeur, il y a donc convergence entre les deux concepts.**

Question 4.18:

HQD-2, Document 3 (page 21, lines 5-9) suggests that obtaining 400 MW of additional capacity reserves could reduce the dependence on short-term purchases in 2007 to 8-9 TWh.

- a) Which of the load growth scenarios shown in Table 1.3 (page 8) does this requirement relate to?

**Réponse:**

**Le scénario fort de demande couplé avec un aléa climatique d'un écart type.**

- b) What would the sources of the 8-9 TWhs of short-term purchases be (i.e. how much from Hydro-Québec Production, from Quebec-based suppliers and from imports)?

**Réponse:**

**Les achats sur les marchés de court terme seront effectués par appel d'offres. Il est donc impossible de savoir à l'avance quel concurrent remportera les appels d'offres. Toutes les sources mentionnées à la question 4.18b) peuvent contribuer aux approvisionnements à court terme du Distributeur.**

- c) How much capacity (in TWhs) does Hydro-Québec Production currently have on an annual basis to make available for short-term purchases?

**Réponse:**

**Hydro-Québec Distribution n'a pas cette information.**

- d) If the response to (a) is other than the strong scenario & weather effects of one positive standard deviation, please indicate how Québec-Hydro would meet load requirements of 20.8 TWhs in 2007 (i.e. how much from new contracted supply options, how much from short-term purchases, etc.).

**Réponse:**

**Sans objet.**

- e) What is the maximum incremental demand (both MWs and MWhs) that Hydro-Québec-Distribution believes it would be able to meet under the

proposed supply plan for 2007, when short-term supply options and interruptible contracts are also taken into account? Again, please indicate in the response the contribution (in terms of MWs and MWhs that would be made by supply contracts, short-term purchases from Hydro-Québec-Production, short-term imports, interruptible power customers, etc.

**Réponse:**

**La combinaison du scénario fort et d'un aléa d'un écart type est probablement le maximum de ce que le Distributeur pourrait atteindre, sans s'exposer à des risques importants sur le plan de la sécurité d'approvisionnement. Déjà, des achats de 8,9 TWh sur les marchés de court terme pourraient s'avérer difficiles à réaliser.**

**Contribution de chacune des sources d'approvisionnement :**

<b>– Portefeuille de moyens actuellement défini =</b>	<b>7,3 TWh 1000 MW</b>
<b>– Achats de court terme =</b>	<b>8,9 TWh 1410 MW</b>
<b>– Nouveaux moyens après ajustement du portefeuille* =</b>	<b><u>4,6 TWh 630 MW</u></b>
<b>Besoins totaux</b>	<b>20,8 TWh 3040 MW</b>

**En pareille circonstance, les 1410 MW d'achats de court terme devraient inclure de la puissance interruptible. La quantité exacte de ce type de moyen sera déterminée plus tard en fonction des opportunités qui se présenteront.**

**\* Si le Distributeur avait l'évidence que l'évolution de la demande suivait la trajectoire du scénario fort, il devrait contracter 630 MW additionnels, lors de la conclusion du premier appel d'offres, pour être en mesure d'éviter une dépendance trop forte vis-à-vis des marchés de court terme.**

**5. Interrogatories on exhibit HQD-2, document 4**Question 5.1:

Please describe the financial criterion that will be used to assess the cost of electricity (Reference: HQD-2, Document 4, page 14) and the basic assumptions (e.g. will the evaluation be done on a net present value basis and, if so, what discount rate will be used).

**Réponse:**

**Les évaluations monétaires de l'étape 3 viseront à déterminer la combinaison d'offres présentant le coût espéré le moindre compte tenu des besoins à satisfaire et des options offertes.**

**Les différentes combinaisons seront évaluées selon plusieurs scénarios de demande.**

**La valeur actuelle nette espérée sera calculée en utilisant un ensemble de paramètres économiques cohérents au moment où les évaluations seront faites. Le taux d'actualisation retenu sera basé sur le coût pondéré du capital du Distributeur prenant en compte le coût de la dette et le rendement normal du Distributeur.**

Question 5.2:

Will the “cost of electricity” criterion (Document 4, page 14) include any consideration of the cost of the options under the alternative operating modes/in-service dates that may be required to address the uncertainty associated with future electricity requirements?

**Réponse:**

**Le coût des options ainsi que leur valeur seront évalués en simulant leur utilisation dans divers scénarios d'évolution de la demande lors de l'étape 3 de l'analyse des offres.**