

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE**



1. **Référence :** HQD-2, document 1, page 7  
**Préambule :**

Le Plan d'approvisionnement est « *basé sur la prévision de la demande d'électricité d'août 2001* ».

**Demandes :**

- 1.1. Veuillez déposer une mise à jour de la prévision de la demande de court terme.

**Réponse :**

**Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation  
Scénario moyen**

<i>Révision d'octobre 2001 (TWh)</i>	<b>2001 <sup>1</sup></b>	<b>2002</b>
Domestique et Agricole	52,5	52,8
Général et Institutionnel	30,7	30,4
Industriel PME	9,6	9,6
Industriel Grandes entreprises	56,8	57,3
Autres	4,7	4,6
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>154,3</b>	<b>154,8</b>

<sup>1</sup> Incluant les ventes publiées de janvier à septembre 2001, normalisées pour les conditions climatiques.

**Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final**  
**Scénario moyen**

<i>Révision d'octobre 2001 (MW)</i>	<b>2001-2002</b>
Chauffage domestique et Agricole	10 270
Chauffage général et Institutionnel	3 410
Bi-énergie CII (tarif BT)	370
Eau chaude domestique et agricole	1 510
Industriel PME	1 590
Industriel Grandes entreprises	6 920
Autres usages	7 790
<b>BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC</b>	<b>31 860</b>

- 1.2. Veuillez indiquer l'impact de cette révision de court terme sur les besoins requis en 2006-2007 en énergie et en puissance.

**Réponse :**

Selon les premières analyses, ce nouveau scénario conjoncturel de court terme ne remet pas en cause le positionnement structurel de long terme. À première vue, il aurait peu ou pas d'impact sur les besoins requis en 2006-2007 en énergie et en puissance.

La prévision à court terme (2 ans), dite conjoncturelle, et la prévision à moyen et long terme (au-delà de 2 ans), dite structurelle, reposent sur des hypothèses et des méthodologies différentes. La prévision structurelle reflète les tendances lourdes de la croissance de la demande d'électricité telles la croissance démographique, l'évaluation du PIB potentiel, la position concurrentielle de l'électricité, etc.

À court terme, la prévision de la demande d'électricité prend également en compte l'effet de la conjoncture économique. Plusieurs scénarios conjoncturels sont possibles, le scénario moyen considère les événements les plus probables. Au cours d'une année, la prévision à court terme est révisée régulièrement. Ces révisions conjoncturelles ne remettent

généralement pas en cause le positionnement de la prévision structurelle à moyen et long terme.

Les scénarios structurels de long terme ne sont revus qu'annuellement. Lors de la prochaine révision à long terme, soit en avril 2002, les trois scénarios de la prévision seront réévalués sur l'ensemble de l'horizon. À cette occasion, la pertinence d'ajuster la prévision à moyen terme (2003-2006) sera évidemment évaluée.

2. **Référence :** HQD-2, document 1, page 5

**Préambule :**

Le tableau 1.1 présente les principaux intrants de la prévision de la demande d'électricité au Québec.

**Demandes :**

2.1. Veuillez préciser si les variables économiques sont exprimées en termes réels ou nominaux.

**Réponse :**

**Les variables économiques sont exprimées en termes réels.**

2.2. Veuillez fournir les taux d'inflation de 2001 à 2011 utilisés pour effectuer les prévisions.

**Réponse :**

<i>Taux d'inflation - Révision d'août 2001</i>											
<i>Scénario moyen</i>											
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Taux d'inflation (%)	2,2	1,7	1,6	1,5	1,6	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

2.3 Veuillez expliquer la forte augmentation prévue dans la formation des ménages entre 2003 et 2004 ainsi que la diminution entre 2006 et 2007.

**Réponse :**

La prévision de formation de ménages découle d'abord d'un modèle de long terme qui prend en compte les changements tendanciels de la démographie. La diminution observée entre 2006 et 2007 dans la formation de ménages résulte donc de l'hypothèse que le vieillissement de la population québécoise entraîne sur l'ensemble de l'horizon de prévision un ralentissement de la croissance de la population et de la formation de ménages résultante.

À court terme, la prévision de formation de ménages reflète les impacts de la conjoncture et plus particulièrement, l'évolution du marché de l'habitation. L'augmentation observée entre 2003 et 2004 résulte du scénario économique conjoncturel retenu à court terme : le ralentissement économique important de 2001 devrait conduire à une reprise de l'activité en 2002 qui stimulera la construction résidentielle et la formation de ménages des années subséquentes.

- 2.4 Veuillez expliquer pourquoi la croissance du revenu personnel disponible passe de 2,4 % entre 2004 et 2006 à 2,1 % pour l'année 2007.

**Réponse :**

La prévision du revenu personnel disponible fait également appel à une méthodologie de long terme pour l'ensemble de l'horizon à laquelle s'ajoute un scénario conjoncturel pour les premières années. À long terme (après 2003), le ralentissement de la croissance du revenu personnel disponible découle des hypothèses structurelles retenues quant à la croissance du PIB potentiel au Québec. Ainsi, notre scénario moyen repose sur un ralentissement de la croissance de la population. Celui-ci réduit à la fois la croissance de la demande intérieure de biens et services et l'offre de main-d'oeuvre disponible pour accroître la production. Il en résulte une progression plus lente des revenus générés dans l'ensemble de l'économie québécoise.

3. **Référence :** HQD-2, document 1, page 10

**Préambule :**

Le Plan prend en compte que trois usines de pâtes et papier auparavant alimentées par Alcan seront transférées à Hydro-Québec Distribution.

**Demandes :**

3.1 Veuillez préciser quand ces trois usines seront alimentées par le Distributeur.

**Réponse :**

**Ces trois usines sont déjà alimentées par Hydro-Québec Distribution : la première, depuis octobre 2000 et les deux autres, depuis mai 2001.**

3.2 Veuillez fournir le volume de ventes et le besoin en puissance de ces trois usines.

**Réponse :**

**La consommation annuelle totale de ces trois usines avoisine 1,3 TWh avec une puissance maximale appelée de 200 MW.**

4. **Référence :** HQD-2, document 1, page 15

**Préambule :**

Le tableau 2.2 présente la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final en fonction d'un scénario de croissance moyen.

**Demande :**

4.1. Veuillez expliquer l'augmentation de 430 MW entre les hivers 2001-2002 et 2002-2003 pour les clients « Industriel Grandes entreprises ».

**Réponse :**

**L'augmentation de 430 MW entre les hivers 2001-2002 et 2002-2003 pour les clients « Industriel Grandes Entreprises » s'explique aux deux tiers par la croissance du sous-secteur fonte et affinage. L'essentiel de la croissance de ce sous-secteur provient de l'accroissement des ventes à Alcan suite à l'implantation de sa nouvelle usine d'Alma.**

5. **Références :** (i) HQD-2, document 1, page 8  
(ii) HQD-2, document 1, pages 5, 11, 15 et 21  
(iii) HQD-2, document 2, page 4

**Préambule :**

La référence i présente une comparaison du taux annuel moyen de croissance prévu entre 2001 et 2011 avec celui observé sur la période 1991-2001.

**Demandes :**

5.1. Veuillez présenter l'historique pour la période 1991-2001 des ventes régulières par secteur de consommation à conditions climatiques normales (tableau 2.1 de la référence ii) et des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final (tableau 2.2 de la référence ii).

**Réponse :**

**Historique des ventes régulières normalisées au Québec par secteur de consommation (TWh)**

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 <sup>1</sup>
Domestique et Agricole	47,6	49,0	48,8	49,5	49,3	50,3	50,6	50,8	51,4	52,1	52,6
Général et Institutionnel	28,5	28,1	28,1	27,5	29,0	29,1	28,6	29,4	29,3	30,5	30,8
Industriel PME	6,9	7,1	7,2	8,0	8,1	8,3	8,6	8,3	9,0	9,5	9,6
Industriel Grandes entreprises	41,2	42,5	47,4	49,3	51,2	51,3	53,3	53,7	55,2	56,3	57,0
Autres	4,7	4,8	4,7	4,7	4,8	5,3	5,3	4,7	4,6	4,7	4,7
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>128,8</b>	<b>131,6</b>	<b>136,1</b>	<b>138,9</b>	<b>142,3</b>	<b>144,4</b>	<b>146,4</b>	<b>146,9</b>	<b>149,4</b>	<b>153,0</b>	<b>154,6</b>

<sup>1</sup> Révision d'août 2001 incluant les ventes publiées de janvier à août, normalisées pour les conditions climatiques.

**Historique des besoins en puissance normalisés à la pointe d'hiver par usage (MW)**

	1991-1992	1992-1993	1993-1994	1994-1995	1995-1996	1996-1997	1997-1998	1998-1999	1999-2000	2000-2001
Chauffage domestique et agricole	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	10 040	10 170
Chauffage général et Institutionnel	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	3 400	3 410
Bi-énergie CII (tarif BT)	110	80	110	360	520	460	370	300	350	440
Eau chaude domestique et agricole	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	1 460	1 480
Industriel PME	1 300	1 230	1 330	1 230	1 200	1 310	1 350	1 390	1 620	1 520
Industriel Grandes entreprises	5 070	5 970	5 990	6 490	6 650	6 750	6 890	6 860	6 980	7 230
Autres usages	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	7 690	7 630
<b>BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC</b>	<b>27 940</b>	<b>28 960</b>	<b>29 050</b>	<b>29 640</b>	<b>30 320</b>	<b>30 420</b>	<b>30 540</b>	<b>30 990</b>	<b>31 540</b>	<b>31 880</b>

- 5.2. Veuillez présenter l'historique pour les années 1999, 2000 et 2001 des principales variables démographiques, économiques et énergétiques (tableau 1.1 de la référence ii), de la consommation et des besoins en puissance visés par le Plan (tableaux 2.6 et 2.7 de la référence ii) et des ventes au tarif BT (tableau 2.1 de la référence iii).

**Réponse :**

**Principales variables démographiques, économiques et énergétiques**

Révision d'août 2001	1999	2000	2001
Population (milliers)	7 349	7 373	7 405
Âge moyen (années)	37,9	38,2	38,6
Mises en chantier (milliers)	25,7	24,7	25,7
Croissance du PIB (%)	4,9	3,7	1,5
Croissance du PIB manufacturier (%)	6,9	7,3	-1,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,8	3,4	2,7
Revenu personnel disponible (%)	2,1	2,4	1,0
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	3,00	5,10	6,50
Pétrole brut WTI (\$ÉU/baril)	19,23	30,31	27,17

**Historique de la consommation visée par le Plan (TWh)**

	1999	2000	2001 <sup>1</sup>
Ventes normalisées (TWh)	149,4	153,0	154,6
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3
+ Usage interne	0,3	0,4	0,4
<b>= Consommation visée par le Plan</b>	<b>149,4</b>	<b>153,1</b>	<b>154,7</b>

<sup>1</sup> Révision d'août 2001 incluant les ventes publiées de janvier à août, normalisées pour les conditions climatiques.

**Historique des besoins en puissance visés par le Plan**

En MW	1999-2000	2000-2001
Besoins réguliers au Québec	31 540	31 880
- Besoins des réseaux autonomes coïncidents avec le réseau intégré	50	50
<b>= Besoins en puissance visés par le Plan</b>	<b>31 490</b>	<b>31 830</b>

**Historique des ventes au tarif BT - Bi-énergie CII**

<b>En TWh</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001 <sup>1</sup></b>
Ventes au tarif BT	1,0	1,5	1,6
+ Pertes de transport et de distribution	0,1	0,2	0,2
<b>= Besoins d'approvisionnement</b>	<b>1,1</b>	<b>1,6</b>	<b>1,8</b>
<b>En MW</b>	<b>1999-2000</b>	<b>2000-2001</b>	
Besoins d'approvisionnement	350	440	

<sup>1</sup> Révision d'août 2001 incluant les ventes publiées de janvier à août.

5.3. Veuillez produire un sommaire de l'analyse de la performance des prévisions de 1 à 5 ans pour la période 1991-2001.

**Réponse :**

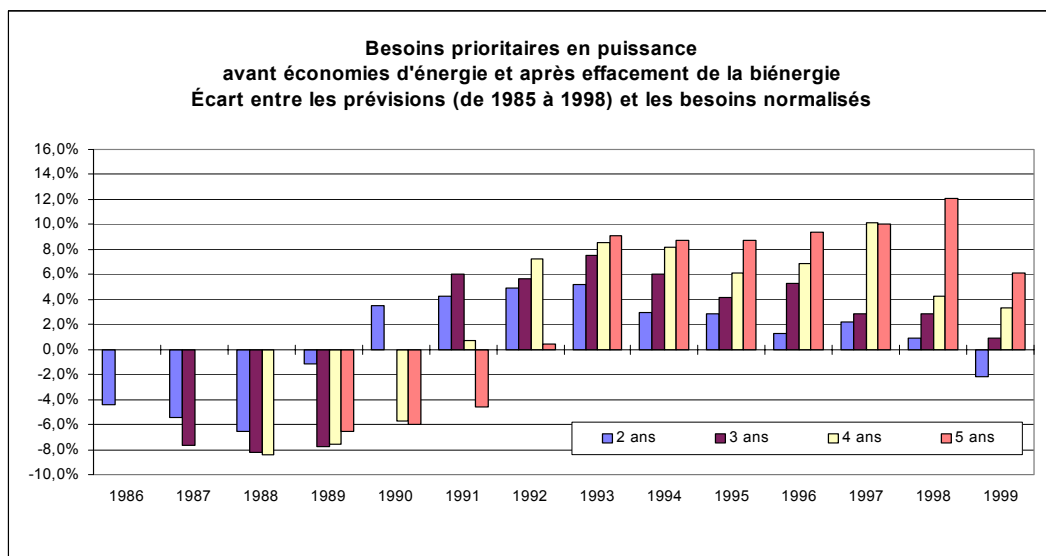
**Écart entre les prévisions des besoins prioritaires en puissance et les besoins normalisés**

Le tableau qui suit présente l'écart moyen et l'écart absolu de la prévision à divers horizons. L'écart moyen est la moyenne de la différence entre les prévisions et les observations. L'écart absolu est la moyenne de la valeur absolue de la différence entre les prévisions et les observations.

<b>Écart des prévisions (de 1985 à 1998) des besoins prioritaires en puissance avant économies d'énergie et après effacement de la biénergie</b>			
%			
	<i>nombre de prévisions</i>	Écart moyen	Écart absolu
1 an	<i>n. d.</i>	n. d.	n. d.
2 ans	14	0,6	3,4
3 ans	13	1,3	5,0
4 ans	12	2,8	6,4
5 ans	11	4,3	7,4

Note : pour la plupart des prévisions établies avant 1997, il n'est pas possible d'évaluer la performance de la pointe d'hiver de l'an 1 parce qu'au moment où la version finale de la prévision était diffusée, la prévision de l'an 1 était remplacée par une donnée préliminaire de pointe réelle. En conséquence, l'horizon le plus court pour lequel la prévision de pointe peut être évaluée est l'horizon 2 ans.

Le graphique qui suit présente, pour les prévisions réalisées entre 1985 et 1998 et portant sur différents horizons de prévision, l'écart entre la prévision et les besoins normalisés de l'année indiquée. Les écarts négatifs signifient que les prévisions sont inférieures aux besoins observés.



---

**Voir également la réponse à la question 11.2 d'ARC-FACEF-CERQ (HQD-4, Document 3)**

6. **Référence :** Liste des informations additionnelles suite à la rencontre Technique des 14 et 15 novembre 2001, page 13

**Préambule :**

Le tableau en référence présente les coûts évités qui serviront d'hypothèses à l'estimation du potentiel présenté dans le Plan d'approvisionnement.

**Demandes :**

- 6.1. Veuillez ventiler les coûts évités estimés présentés dans ce tableau par composante (fourniture, transport et distribution) ainsi que pour chacun des usages suivants par composante également :

Tarif D : Chauffage de l'eau;  
Chauffage des locaux;

Tarif G : Chauffage de l'eau;  
Chauffage des locaux;  
Éclairage;  
Climatisation;  
Procédés;

Tarif M : Chauffage de l'eau;  
Chauffage des locaux;  
Éclairage;  
Climatisation;  
Procédés.

**Réponse :**

**Les tableaux suivants ventilent les coûts évités par composante et par usage présentant un potentiel technique intéressant pour Hydro-Québec Distribution. C'est la raison pour laquelle, dans le cas des catégories tarifaires G et M, les usages de chauffage des locaux, de climatisation - ventilation - chauffage (CVC) et de force motrice font seuls l'objet d'une analyse détaillée des coûts évités.**

**Par ailleurs, il ne s'avère pas possible de séparer la composante fourniture de la composante transport lorsque la limite de l'électricité patrimoniale aura été atteinte. Aussi ces**

composantes n'ont pas été séparées dans le tableau. À ce stade-ci, on ne peut présumer des résultats détaillés de l'appel d'offres pour combler les nouveaux besoins associés à l'augmentation des besoins québécois. Par conséquent, à compter de 2005, les coûts que le Distributeur s'éviterait en développant des programmes d'efficacité énergétique ne sont pas encore connus. À cet horizon, suite à la réception des offres, le Distributeur devrait retrouver diverses situations, à titre d'exemple, un approvisionnement par une centrale thermique au gaz naturel située près de la charge. Dans ce cas, les investissements requis en transport seraient faibles, mais les coûts en fourniture plus élevés. Inversement la production hydraulique pourrait combiner un coût de transport plus élevé et un coût de fourniture plus faible.

Globalement, la somme du coût de la fourniture patrimoniale et du coût moyen de transport constitue, de l'avis du Distributeur, une estimation raisonnable du coût évité post patrimoine. C'est ce qui a été utilisé dans les analyses.

**Coûts évités**  
Clients au tarif D  
(En ¢ / kWh)

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
(\$ courants)											
<b>Domestique - tarif D</b>											
<b>Chauffage de l'eau</b>	3,72	3,11	3,11	3,11	3,27	3,57	4,04	4,53	4,56	4,60	4,63
Fourniture et Transport	3,46	2,87	2,87	2,87	3,02	3,32	3,78	4,26	4,29	4,32	4,35
Distribution	0,25	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26	0,27	0,27	0,28
<b>Chauffage des locaux</b>	5,76	4,45	4,46	4,47	4,80	5,44	6,44	7,49	7,56	7,64	7,71
Fourniture et Transport	5,22	3,95	3,95	3,95	4,27	4,90	5,89	6,93	6,99	7,05	7,12
Distribution	0,54	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59
<b>Tous les usages</b>	4,41	3,56	3,57	3,57	3,79	4,20	4,85	5,53	5,58	5,63	5,68
Fourniture et Transport	4,06	3,24	3,24	3,24	3,44	3,85	4,49	5,17	5,21	5,25	5,29
Distribution	0,35	0,32	0,33	0,34	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39

<sup>1</sup> Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 8,0%

**Coûts évités**  
Clients au tarif G  
(En ¢ / kWh)

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Général - tarif G</b>		(\$ courants)									
<b>Chauffage des locaux</b>	<b>6,04</b>	<b>4,63</b>	<b>4,64</b>	<b>4,65</b>	<b>5,00</b>	<b>5,70</b>	<b>6,78</b>	<b>7,91</b>	<b>7,98</b>	<b>8,07</b>	<b>8,15</b>
Fourniture et Transport	5,46	4,09	4,09	4,09	4,43	5,11	6,18	7,30	7,37	7,44	7,51
Distribution	0,58	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,64
<b>CVC</b>	<b>5,28</b>	<b>4,13</b>	<b>4,14</b>	<b>4,15</b>	<b>4,44</b>	<b>5,00</b>	<b>5,89</b>	<b>6,81</b>	<b>6,87</b>	<b>6,94</b>	<b>7,01</b>
Fourniture et Transport	4,81	3,69	3,69	3,69	3,97	4,53	5,40	6,31	6,37	6,43	6,48
Distribution	0,48	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,49	0,50	0,51	0,52
<b>Force Motrice</b>	<b>4,64</b>	<b>3,71</b>	<b>3,71</b>	<b>3,72</b>	<b>3,95</b>	<b>4,41</b>	<b>5,13</b>	<b>5,87</b>	<b>5,92</b>	<b>5,98</b>	<b>6,03</b>
Fourniture et Transport	4,25	3,35	3,35	3,35	3,58	4,03	4,73	5,47	5,52	5,56	5,61
Distribution	0,38	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,42
<b>Tous les usages</b>	<b>3,87</b>	<b>3,20</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,38</b>	<b>3,71</b>	<b>4,22</b>	<b>4,75</b>	<b>4,79</b>	<b>4,83</b>	<b>4,86</b>
Fourniture et Transport	3,59	2,95	2,95	2,95	3,11	3,43	3,94	4,46	4,50	4,53	4,56
Distribution	0,28	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,30

<sup>1</sup> Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 8,0%

**Coûts évités**  
Clients au tarif M  
(En ¢ / kWh)

	Annuité Constante <sup>1</sup> (10 ans)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Général - tarif M</b>		(\$ courants)									
<b>Chauffage des locaux</b>	<b>5,82</b>	<b>4,46</b>	<b>4,47</b>	<b>4,48</b>	<b>4,82</b>	<b>5,49</b>	<b>6,53</b>	<b>7,62</b>	<b>7,69</b>	<b>7,77</b>	<b>7,85</b>
Fourniture et Transport	5,26	3,95	3,95	3,95	4,27	4,93	5,97	7,04	7,11	7,17	7,24
Distribution	0,55	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,59	0,60	0,61
<b>CVC</b>	<b>5,21</b>	<b>4,06</b>	<b>4,07</b>	<b>4,08</b>	<b>4,37</b>	<b>4,94</b>	<b>5,82</b>	<b>6,74</b>	<b>6,81</b>	<b>6,87</b>	<b>6,94</b>
Fourniture et Transport	4,75	3,63	3,63	3,63	3,91	4,47	5,34	6,25	6,31	6,37	6,42
Distribution	0,47	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52
<b>Force Motrice</b>	<b>4,58</b>	<b>3,65</b>	<b>3,66</b>	<b>3,66</b>	<b>3,90</b>	<b>4,36</b>	<b>5,07</b>	<b>5,81</b>	<b>5,87</b>	<b>5,92</b>	<b>5,97</b>
Fourniture et Transport	4,20	3,30	3,30	3,30	3,53	3,98	4,68	5,42	5,47	5,51	5,56
Distribution	0,38	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42
<b>Tous les usages</b>	<b>3,48</b>	<b>2,93</b>	<b>2,93</b>	<b>2,94</b>	<b>3,08</b>	<b>3,35</b>	<b>3,77</b>	<b>4,21</b>	<b>4,24</b>	<b>4,27</b>	<b>4,31</b>
Fourniture et Transport	3,26	2,72	2,72	2,72	2,86	3,12	3,54	3,98	4,01	4,03	4,06
Distribution	0,22	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25

<sup>1</sup> Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 8,0%

6.2. Veuillez indiquer quel niveau d'investissement sera requis du Distributeur pour fournir un effort en efficacité énergétique de 400 GWh.

Réponse :

Étant donné que les travaux de mise à jour du potentiel technico-économique résiduel d'économies d'énergie avec l'AEÉ ne sont pas officiellement terminés (version finale début 2002), le Distributeur a procédé cet été, sur la base des résultats préliminaires, à l'élaboration de différents scénarios

d'interventions commerciales. La provision de 400 GWh est donc basée sur quelques scénarios préliminaires d'interventions visant à implanter les plus importantes mesures (en termes de volume énergétique), et ce, selon différentes approches commerciales. Il est trop tôt pour préciser le niveau d'investissements requis qui varie significativement selon les approches commerciales considérées.

7. **Référence :** Liste des informations additionnelles suite à la rencontre Technique des 14 et 15 novembre 2001, page 11

**Préambule :**

Le tableau en référence explique la baisse du potentiel technico-économique.

**Demandes :**

- 7.1. Une baisse d'économie d'énergie de 8,6 TWh est attribuable à d'autres raisons telles que la variation du taux d'adoption des mesures, du coût des mesures et des gains énergétique. Veuillez expliquer plus en détails cette baisse de 8,6 TWh.

**Réponse :**

Le tableau cité en référence apparaissant également à la réponse de la question 10.4 du RNCREQ (HQD-4, Document 7), présente une "estimation très préliminaire du poids des facteurs explicatifs". Hydro-Québec Distribution n'est pas en mesure de fournir plus de détails actuellement. Des précisions seront apportées lors des sessions d'échanges et d'information qui seront tenues en préparation du Plan global en efficacité énergétique, pour lequel la demande introductive sera déposée à la Régie dans les prochaines semaines.

- 7.2. Le potentiel technico-économique de 1992 reflète la consommation de la clientèle à cette année-là. De puis ce temps, soit il y a environ 10 ans, il y a eu croissance de la consommation. Veuillez expliquer pourquoi le potentiel additionnel associé à cette croissance de la consommation n'est pas pris en compte dans ce tableau.

**Réponse :**

Précisons que le potentiel technico-économique de 1992 de 27,6 TWh a été réalisé sur un horizon de 10 ans, donc

considérant l'évolution des ventes jusqu'en 2002. La mise à jour 2001 du potentiel technico-économique d'économies d'énergie (actuellement en validation) est basée sur la connaissance de l'évolution des ventes du Distributeur jusqu'en 2006, par conséquent sur un horizon de 5 ans. Rappelons que le potentiel technico-économique d'économies d'énergie représente la somme des mesures d'économies d'énergie dont le coût unitaire est inférieur au coût évité du distributeur, ce dernier modulé selon la charge évitée. L'explication de l'écart fournie dans le tableau cité en référence considère ainsi entre autres, la croissance réelle des ventes depuis 1992.

8. **Références :** (i) HQD-2, document 1, annexe 1A, pages 6 et 7  
(ii) HQD-2, document 1, page 18

**Préambule :**

À la référence i, la mise à jour du potentiel technico-économique identifie les mesures d'efficacité énergétique les plus prometteuses pour chacun des marchés. La majorité de ces mesures a déjà fait l'objet d'anciens programmes (le thermostat électronique, l'éclairage efficace au CII et le contrôle des procédés).

À la référence ii, la provision (en TWh) pour les programmes à venir ne commence qu'en 2004.

**Demandes :**

- 8.1. Dans le cas où le programme d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec était approuvé par la Régie en 2002, veuillez expliquer pourquoi ses effets ne pourraient pas se faire sentir dès la fin de 2002 ou au plus tard en 2003.

**Réponse :**

Lorsque le Distributeur déposera son Plan global en efficacité énergétique en 2002, celui-ci sera constitué d'un ensemble de recommandations de programmes. Chacune de ces recommandations présentera les objectifs commercial et énergétique poursuivis par chacun de ces programmes, les produits et services retenus, formules commerciales (financement et partenariat) privilégiées, ainsi que les coûts de développement, de gestion et de commercialisation implicites à cette recommandation. Les résultats des analyses

économiques et financières requises par la Régie seront présentés pour chacun de ces programmes.

Étant donné le calendrier des travaux et la démarche d'information et d'échanges avec les intervenants, ce n'est qu'au deuxième semestre de 2002 qu'il sera possible de déposer le Plan en efficacité énergétique à la Régie.

Ainsi, c'est seulement une fois approuvés par la Régie que le développement de ces programmes pourra être entamé. On entend par développement :

- finalisation des ententes de partenariat autant au niveau du choix définitif de produits et de services, de leurs caractéristiques techniques et de leurs prix ;
- développement des plans de commercialisation (publicité, promotion, sensibilisation, information)
- développement et livraison de la formation (dans certains cas, de partenaires ou des agents de livraison), et
- développement et rodage des outils informatiques et des systèmes administratifs requis.

Compte tenu du temps de réalisation de chacune de ces étapes de développement, préalable à tout lancement de programmes, il a été retenu comme prémisse à la provision du 0,4 TWh, que le premier lancement officiel de programmes ne serait effectué qu'à l'été 2003. Considérant que la première année en est une de démarrage, les premières estimations indiquent que les impacts énergétiques réels mensualisés en 2003 seraient inférieurs à 50 GWh, soit moins de 0,1 TWh.

8.2. Veuillez expliquer pourquoi Hydro-Québec limite son programme d'efficacité énergétique à une durée de trois ans, alors que son besoin d'approvisionnement croît jusqu'en 2011.

**Réponse :**

Hydro-Québec Distribution a limité volontairement à une durée de 3 ans l'offre de ses nouveaux programmes d'économies d'énergie par le biais de son futur Plan global en efficacité énergétique pour les raisons suivantes:

- Horizon commercial raisonnable, c'est-à-dire qu'il permet à un programme commercial d'atteindre une bonne notoriété, et aux clients intéressés de planifier leurs investissements.

- Horizon qui permet une prévision de l'impact des programmes commerciaux plus réaliste. L'expérience de la décennie précédente a démontré qu'il serait également plus facile de fixer des cibles commerciales sur un horizon de 3 ans, où l'identification des besoins et opportunités de marché, l'évolution technologique, des coûts économiques et de la réglementation seraient plus faciles à cerner.
- Dans ce processus régi, Hydro-Québec Distribution s'engagera à réaliser des suivis périodiques de ses nouveaux programmes. Ces suivis pourront permettre, à une fréquence à déterminer (environ une fois par année), des ajustements aux programmes offerts, voire même l'ajout de nouveaux. Donc, la provision de 0,4 TWh pourra croître lors de ces révisions annuelles et ce, en fixant de nouvelles cibles pour les années additionnelles.
- Ce même horizon a aussi été retenu par SCGM dans ses récentes versions de Plan global en efficacité énergétique.

9. **Références :** (i) R-3471-2001, HQD-1, document 1, page 2  
(ii) R-3470-2001, HQD-2, document 2, page 3

**Préambule :**

À la référence i, Hydro-Québec mentionne que « *En raison du caractère non patrimonial du tarif BT, le Distributeur devrait procéder par appels d'offres pour approvisionner cette clientèle* ».

À la référence ii, Hydro-Québec indique que « *Par contre, il y a un engagement d'Hydro-Québec Production pour l'alimentation des charges inscrites au tarif BT. Cet engagement se terminera en 2003, avec la date proposée d'abrogation du tarif.* »

**Demandes :**

- 9.1. Dans le cas où le tarif BT n'était pas abrogé par la Régie, veuillez préciser quelle serait la demande de cette clientèle en puissance et en énergie pour les années 2002 à 2007.

**Réponse :**

**Dans le cas où le tarif BT ne serait pas abrogé, le Distributeur devrait normalement s'approvisionner au prix de marché afin de maintenir le service bi-énergie. Les prix de marché risquent d'être tels que tout tarif bi-énergie qui pourrait être**

maintenu ne serait tout simplement plus attrayant pour la clientèle. Les choix énergétiques de la clientèle affectée seraient les mêmes mais devraient être faits plus tôt car l'engagement d'Hydro-Québec Production de maintenir le coût de fourniture actuel jusqu'au 31 décembre 2003 est conditionnel à l'abrogation du BT. Ce scénario n'aurait donc pas d'impact sur les besoins et les produits recherchés à l'horizon 2006-2007.

- 9.2. Dans le cas où le tarif BT n'était pas abrogé par la Régie, veuillez préciser quels seraient les impacts sur Plan d'approvisionnement, concernant entre autres les éléments suivants :
- la prévision des ventes et des besoins en puissance jusqu'en 2007;
  - les produits recherchés pour le premier appel d'offres;
  - autres.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

10. **Référence :** HQD-2, document 3, page 7, lignes 10 à 12 et page 8

**Préambule :**

*« Les besoins en énergie, découlant de différents scénarios contrastés d'évolution de la demande et de différentes conditions climatiques possibles, sont représentés au tableau 1.3. »*

**Demande :**

- 10.1. Veuillez fournir la probabilité d'occurrence de chacun des impacts des aléas sur les besoins énergétiques figurant au tableau 1.3.

**Réponse :**

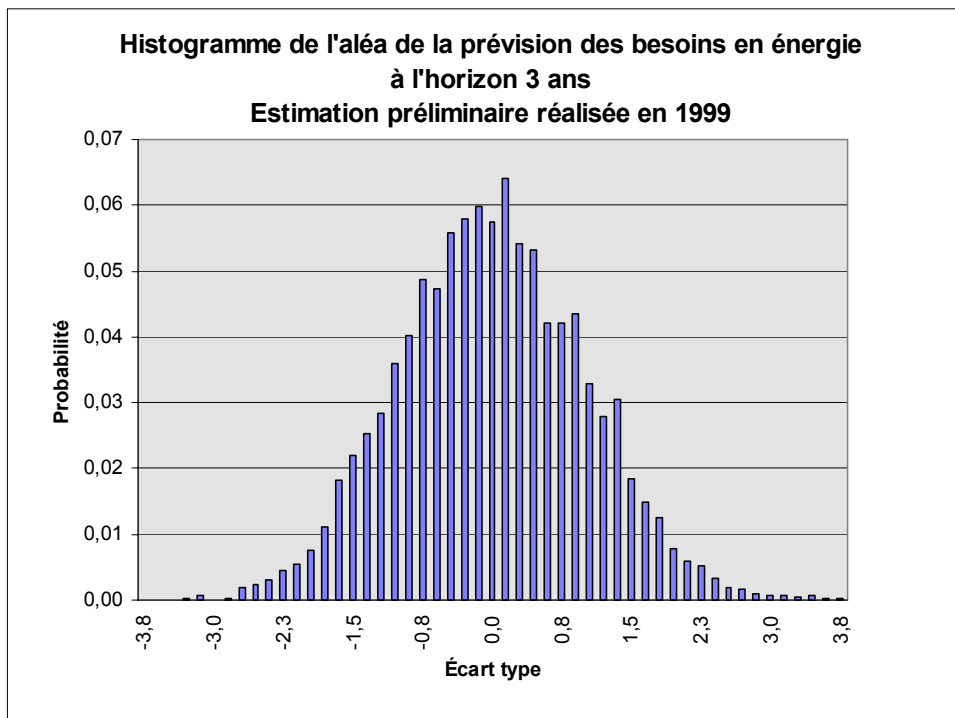
**L'information tel que demandée n'est pas disponible.**

**Sur la base des simulations réalisées en 1999, le Distributeur peut donner une indication de l'incertitude sur la prévision des besoins en énergie, excluant l'aléa climatique. En effet, ces analyses ont permis d'estimer une distribution de probabilité reliée à différentes évolutions possibles des besoins en énergie. Une telle distribution permet de quantifier, non pas la probabilité de réalisation d'un scénario**

précis parmi la multitude des cas possibles, mais plutôt la probabilité associée à des fourchettes de prévisions.

À partir de ces analyses, il a été possible de faire un certain rapprochement entre le scénario moyen plus ou moins un écart type et les scénarios d'encadrement fort et faible alors disponibles (HQD-2, Document 1, page 24, lignes 7 à 9).

Le graphique qui suit montre la distribution de probabilité qui résulte des simulations réalisées lors des analyses de 1999, applicable sur un horizon de 3 ans.



11. **Référence :** HQD-2, document 3, page 8, lignes 3 à 7 et page 9

**Préambule :**

*« Les besoins en puissance sont également modifiés par les différents aléas. Le tableau 1.4 présente les variations de puissance requise à chaque année, découlant des scénarios de croissance de la demande. Dans le cas de l'aléa climatique, la puissance requise en hiver serait davantage affectée que celle d'été. »*

**Demande :**

11.1. Veuillez fournir la probabilité d'occurrence de chacun des impacts des scénarios de croissance de la demande sur les besoins en puissance figurant au tableau 1.4.

**Réponse :**

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

**Cependant, précisons que l'aléa sur la demande en puissance prévue (à conditions climatiques normales) provient d'une part, de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des besoins en énergie et leur structure par usage et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation qu'on applique aux besoins en énergie prévus par usage pour obtenir la prévision des besoins en puissance. Conséquemment, on doit s'attendre à ce que l'écart type de la prévision des besoins en puissance soit un peu plus grand que l'écart type de la prévision des besoins en énergie discuté dans la réponse à la question 10.1.**

12. **Référence :** HQD-2, document 3, page 4

**Préambule :**

*« [...] le profil des approvisionnements additionnels requis sera fort différent de celui associé à l'ensemble de la charge. Par contre, plus on s'éloigne de l'année où le seuil de 165 TWh est atteint, plus le profil des approvisionnements additionnels requis adoptera une forme similaire au profil de la charge totale du Distributeur, avec des besoins d'hiver plus élevés que les besoins d'été. »*

**Demandes :**

12.1. Veuillez expliquer la différence importante entre la courbe de puissances classées associée à l'approvisionnement patrimonial et celle associée aux approvisionnements additionnels requis.

**Réponse :**

**La courbe des puissances classées (CPC) associée à l'électricité patrimoniale est établie à partir d'un profil prévisionnel de la demande québécoise. Ce dernier a été corrigé pour augmenter la puissance disponible à la pointe, de manière à éviter que le Distributeur se retrouve dans une**

situation où des besoins d'approvisionnement en puissance à la pointe se manifestent avant l'apparition de besoins d'approvisionnement additionnels en énergie.

En plus, les CPC prévisionnelles intègrent un effet de croissance de la demande en cours d'année. Une correction a été effectuée pour retirer cet effet de croissance dans la courbe patrimoniale.

Ces corrections modifient légèrement la forme de la CPC associée à l'approvisionnement patrimonial comparativement à une CPC prévisionnelle de l'ensemble de la demande québécoise.

Par ailleurs, le profil des approvisionnements additionnels requis est obtenu par la différence entre la CPC prévisionnelle et celle associée à l'électricité patrimoniale. Ce profil comporte donc, lors des premières années, une forme fortement imprégnée des corrections effectuées pour obtenir la CPC associée à l'électricité patrimoniale.

Finalement, on doit comprendre que toute petite variation de forme sur une CPC prévisionnelle se répercute automatiquement sur le profil des approvisionnements additionnels requis, puisque la CPC associée à l'électricité patrimoniale demeure fixée par décret.

12.2. Veuillez fournir, en formats papier et électronique, les courbes de puissances classées à conditions climatiques normales pour les années 1996 à 2000.

**Réponse :**

**Les courbes de puissances classées à conditions climatiques normales pour les années 1996 à 2000 ne sont pas disponibles.**

13. **Référence :** HQD-2, document 1, page 23

**Préambule :**

Le graphique 2.1 présente l'évolution des courbes de puissances classées pour les années 2005, 2007 et 2011.

**Demande :**

13.1. Veuillez fournir, en formats papier et électronique, les données associées aux courbes de puissances classées apparaissant au graphique 2.1.

**Réponse :**

**Voir les données fournies à l'annexe 1 de ce document.**

14. **Référence :** HQD-2, document 3, page 6

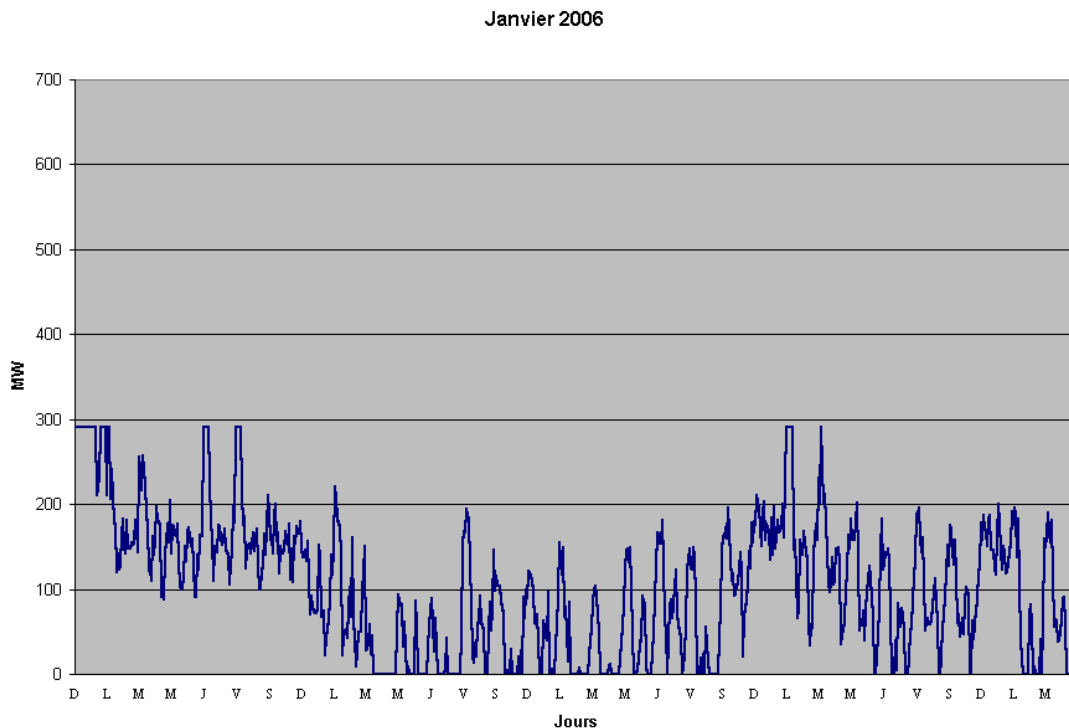
**Préambule :**

Le graphique 3.1 présente la chronologie des puissances additionnelles requises pour le mois d'août 2007.

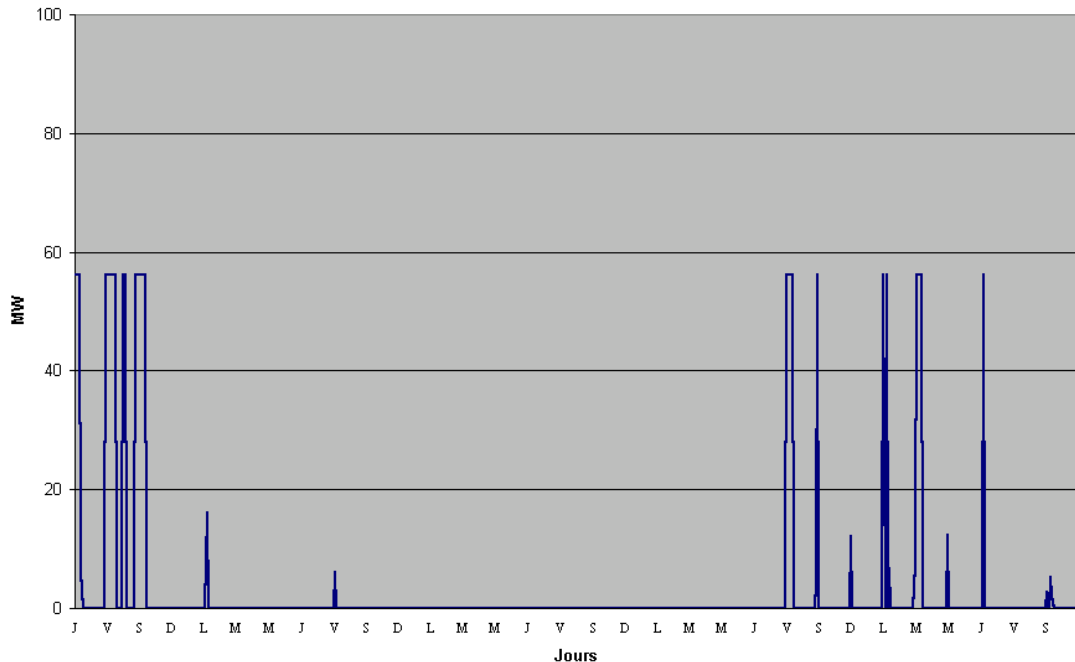
**Demande :**

14.1. Veuillez fournir le graphique correspondant au mois de décembre 2005 et celui correspondant au mois de janvier 2006.

**Réponse :**



Décembre 2005



15. **Références :** (i) HQD-2, document 2, annexe 2A  
(ii) HQD-2, document 2, page 1, ligne 24

**Préambule :**

Le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 produit à la référence i définit les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale. L'article 6 mentionne que « *L'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité* ».

Par ailleurs, à la référence ii, Hydro-Québec mentionne que « *Ces quantités sont garanties à 100%*. »

**Demandes :**

- 15.1. Veuillez expliquer la différence entre la définition de la fiabilité contenue dans le décret et celle contenue dans le Plan d'approvisionnement.

**Réponse :**

**Il n'y a aucune différence si ce n'est que le plan d'approvisionnement précise le critère de fiabilité en puissance généralement reconnu qui correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année.**

15.2. Veuillez fournir le ou les documents qui précisent une garantie de 100%.

**Réponse :**

**La Loi sur Hydro-Québec prévoit, à l'article 22, l'obligation pour la Société de fournir l'électricité patrimoniale fixée à 165 TWh conformément à la Loi sur la Régie de l'énergie.**

15.3. Veuillez indiquer si la garantie de 100% est un engagement ferme d'Hydro-Québec Production. Dans l'affirmative, veuillez donner les conditions rattachées à cet engagement, le cas échéant.

**Réponse :**

**La Loi sur Hydro-Québec à laquelle réfère la réponse à la question 15.2 ne prévoit aucune condition rattachée à cet engagement sinon les caractéristiques de cette électricité formulées par le Décret.**

15.4. Veuillez préciser si une garantie de 100% sera également exigée des soumissionnaires qui répondront à l'appel d'offres. Si non, veuillez indiquer la fiabilité qui sera exigée.

**Réponse :**

**Les volumes d'énergie ferme offerts à l'appel d'offres devront être garantis à 100 % par les soumissionnaires. Des pénalités permettront de compenser le Distributeur pour tout défaut de livraison. En puissance, les soumissionnaires devront garantir une performance tenant compte de l'entretien requis et des pannes potentielles. Le Distributeur s'assurera d'avoir contracté la réserve nécessaire pour respecter le critère d'espérance de délestage de 2,4 heures par année.**

16. **Référence :** HQD-2, document 2, annexe 2A

**Préambule :**

Le décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 définit à son annexe A le profil des livraisons d'électricité patrimoniale en puissance.

Par ailleurs, l'article 4 indique que les pertes de transport et de distribution d'électricité correspondent à un taux moyen de 8,4 % du volume d'électricité patrimoniale.

De plus, l'article 9 mentionne que « *Le volume d'électricité patrimoniale est mesuré à chaque heure aux points de livraison sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et est totalisé mensuellement;* ».

**Demandes :**

16.1. Veuillez identifier les points de livraison mentionnés au décret.

**Réponse :**

**La question des points de livraison sera traitée lors de la phase 2 de la présente cause.**

16.2. Veuillez indiquer comment se fera la mesure du volume d'électricité de la charge locale aux points de livraison lorsqu'il y aura des transits du service de point à point sur le réseau de transport :

- dans le cas d'exportations;
- dans le cas d'importations.

**Réponse :**

**Cette mesure du volume se fera par le Transporteur dans le cadre normal de ses activités d'exploitation du réseau.**

17. **Référence :** HQD-2, document 3, annexe 3C, pages 1 à 3

**Préambule :**

À la page 3 de la référence mentionnée ci-dessus, Hydro-Québec précise que :

*« Considérant ces diverses limitations et additions, l'entretien requis sur les équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne majeure sur ces équipements, on peut établir la capacité d'importation énergétique en 2006 sur laquelle le Distributeur pourrait compter à environ 20 TWh annuellement. Cette capacité se répartit comme suit :*

- 5 TWh en pointe (le jour du lundi au vendredi)
- 15 TWh hors pointe. »

Considérant la capacité maximale en importation indiquée à la page 1 (4 160 MW en hiver et 3 560 MW en été) et en prenant en compte la réalisation des deux projets en cours mentionnés à la page 2 et totalisant 1 350 MW, le volume théorique d'importation serait de plus de 43 TWh (4 910 MW X 8760 heures).

**Demandses :**

- 17.1. Veuillez expliquer de façon quantitative, pour chacune des périodes de l'année, comment le volume théorique de 43 TWh a été ramené à 20 TWh en spécifiant les diminutions de volume qui sont dues à une restriction de la capacité de transport et celles qui sont dues à une indisponibilité de la capacité de production.

**Réponse :**

**L'année a été répartie en deux saisons :**

**Été : mai à septembre (5 mois)**  
**Hiver : octobre à avril (7 mois)**

**Chaque saison a été répartie en deux périodes :**

**Pointe : journée de semaine (5 jours) 7h à 22h  
(16 heures)**  
**Hors pointe : nuit de 23h à 6h (8 heures) (7 jours)  
fin de semaine (2 jours) de 7h à 22h  
(16 heures)**

**On retient donc 4 périodes dans l'année :**

**Pointe hiver (PH): 2432 heures**  
**Hors pointe hiver (HPH): 2656 heures**  
**Pointe été (PE): 1744 heures**  
**Hors pointe été (HPE): 1928 heures**

**Contraintes liées aux interconnexions et au réseau pour les diverses interconnexions**

- **Nouveau Brunswick** : il y a un contrat de 200 MW qui lie Énergie Nouveau Brunswick et Hydro-Québec Production. Ceci réduit donc la disponibilité de l'interconnexion de 200 MW sur l'horizon du Plan.

- **Nouvelle Angleterre – Radisson – Nicolet – Sandy Pond** : en pointe l'hiver, l'interconnexion est souvent requise pour injecter la production du Nord-Ouest via Nicolet pour les besoins de la charge locale. On limite donc à ce moment l'importation à Des Cantons – Comerford soit 690 MW. De plus, l'été, l'importation est limitée à 1200 MW.
- **Nouvelle Angleterre – Highgate** : disponible en importation en urgence seulement. Le réseau du côté américain est trop faible.
- **Ontario** :
  - **Beauharnois** : aucune garantie sur la période du plan du maintien de la capacité d'importation radiale.
  - **Chat Falls et Kipawa** : petite capacité et non disponible sur une base continue.
  - En tenant compte de la mise en service de la nouvelle interconnexion, le Distributeur a retenu 1350 MW en importation de l'Ontario.
- **CRT-TFV** : possibilité d'importer 100 MW de New York.
- Hors pointe l'été, les contraintes de réseau limiteront souvent l'importation à 900 – 1000 MW par interconnexion.

#### **Contraintes reliées aux marchés**

Le Distributeur doit pouvoir importer sur une base continue ou au moment opportun pour les aléas climatiques. Ceci restreint les possibilités réelles à certaines périodes. Un facteur d'utilisation a donc été appliqué en fonction de chaque marché et de chaque période.

	PH	HPH	PE	HPE
Nouvelle Angleterre	50 %	80 %	20 %	80 %
TWh	0,8	3,6	0,4	1,5
Nouveau Brunswick	20 %	80 %	80 %	80 %
TWh	0,3	1,2	0,7	0,8
New York	70 %	80 %	20 %	80 %
TWh	1,9	2,3	0,4	1,7
Ontario	20 %	80 %	20 %	80 %
TWh	0,7	2,9	0,5	1,7
Total	3,7	10,0	2,0	5,7

Pointe : 5,7 TWh

Hors pointe : 15,7 TWh

De plus, le Distributeur doit tenir compte des périodes d'entretien et des pannes potentielles des interconnexions. Le Distributeur a donc retenu 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe pour un total de 20 TWh.

En résumé, les limitations sont comme suit :

Sans contrainte de marché : Pointe : 15,6 TWh  
Hors pointe : 19,1 TWh  
Total : 34,7 TWh

Avec contrainte de marché : Pointe : 5 TWh  
Hors pointe : 15 TWh  
Total : 20 TWh

17.2. Veuillez indiquer si la situation sera différente après 2006. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La situation sera différente après 2006 seulement si de nouvelles interconnexions sont réalisées par TransÉnergie.

18. Référence : HQD-2, document 3, page 16, lignes 23 et 24 et page 17,

lignes 3 à 5

**Préambule :**

À la page 16 de la référence mentionnée ci-dessus, Hydro-Québec précise que:

*« Finalement le Distributeur doit partager l'utilisation des interconnexions avec d'autres utilisateurs, dont Hydro-Québec Production qui doit assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale. En effet, le volume d'électricité patrimoniale est garanti et cette garantie est assurée, entre autres, par la possibilité pour Hydro-Québec Production d'importer de l'énergie en cas de faible hydraulité. »*

Le volume d'énergie d'importation dont peut disposer le Distributeur est primordial puisque celui-ci mentionne, à la page 17, que *« Par conséquent, la stratégie d'approvisionnement devra être telle que les besoins potentiels de court terme n'excèdent pas cette limite. »*

**Demandes :**

18.1. Veuillez indiquer s'il existe une entente entre Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution concernant les conditions de partage de la capacité des interconnexions. Si une telle entente existe, veuillez la déposer. Si une telle entente n'existe pas, veuillez indiquer les moyens que le Distributeur entend prendre pour que le partage de la capacité des interconnexions se fasse dans l'intérêt public et dans l'intérêt des clients du Distributeur.

**Réponse :**

**Non, il n'existe pas d'entente entre Hydro-Québec Production et le Distributeur quant au partage des interconnexions.**

**Comme Hydro-Québec l'a expliqué dans la cause R-3401-98, les interconnexions sont essentielles à l'alimentation de la charge locale, tant du point de vue de la puissance que de celui de l'énergie. Voir, entre autres :**

- HQT-13, document 1.2, R. 13.2 ;
- HQT-13, document 5, R.10 ;
- HQT-13, document 7, R. 25 ;
- HQT-13, document 14, R. 28.1, 28.2 ;
- HQT-13, document 14.2, R. 28.1a) ;
- HQT-13, document 17, R. 2-02A), 10-06A), 10-06B).

**En outre, comme Hydro-Québec l'a démontré dans la cause R-3401-98, toute l'électricité importée par les interconnexions ne sert et ne peut servir qu'à l'alimentation de la charge locale.**

**Or, au même titre que les autres approvisionnements du Distributeur, l'électricité patrimoniale sert exclusivement aux besoins des marchés québécois, donc pour l'alimentation de la charge locale. Le Distributeur et Hydro-Québec Production ne sont donc pas en concurrence pour l'utilisation des interconnexions à l'importation. En effet, qu'il s'agisse d'importations par Hydro-Québec Production pour garantir son obligation envers le Distributeur à l'égard de l'électricité patrimoniale ou d'importations par le Distributeur, l'objectif est le même, l'alimentation des besoins du Québec.**

- 18.2. Veuillez indiquer s'il existe une priorité de réservation des capacités d'interconnexion entre les producteurs, dont Hydro-Québec Production, et le Distributeur :
- en mode import;
  - en mode export.

**Réponse :**

**Pour l'importation, voir la réponse à la question 18.1, ci-dessus. Par ailleurs, le Distributeur ne prévoit pas utiliser lui-même les interconnexions à l'exportation puisque sa mission première consiste à répondre exclusivement aux besoins québécois.**

**Si toutefois le Distributeur exportait de l'électricité, il devrait réserver de la capacité de transport, au moyen d'OASIS, comme tout autre client du service de transport de point à point.**

- 18.3. En restreignant la quantité d'énergie sur laquelle il pourrait compter par le biais des liens d'interconnexion, le Distributeur doit compenser par d'autres moyens pour assurer la fiabilité de ses approvisionnements additionnels à l'électricité patrimoniale. Veuillez évaluer le coût encouru par le Distributeur pour le partage de l'utilisation des interconnexions.

**Réponse :**

**Le coût encouru par le Distributeur pour le « partage des interconnexions » est nul, car il n'existe pas une alternative**

où la sécurité de l'ensemble des approvisionnements en électricité serait assurée par les seules interconnexions.

Afin d'assurer la sécurité des approvisionnements en électricité, le Distributeur a identifié et quantifié au Plan les aléas auxquels il doit faire face et a estimé la capacité utile des interconnexions.

Le Distributeur a également estimé la quantité d'électricité sur laquelle il est raisonnable de pouvoir compter en toutes circonstances, en particulier en présence d'une forte demande chez nos voisins.

Le Distributeur n'a pas « restreint la quantité d'énergie » sur laquelle il pourrait compter; il a reconnu que les interconnexions et les marchés avaient des limitations et que l'électricité patrimoniale pouvait requérir une partie des quantités disponibles sur les interconnexions.

Le Distributeur ne renonce pas à une part des interconnexions; il constate qu'il serait très risqué de prétendre assurer la sécurité des approvisionnements en comptant sur des quantités d'électricité qui ne seraient vraisemblablement pas disponibles ou accessibles alors que les moyens alternatifs (comme les appels d'offres à long terme) seraient épuisés.

19. **Références :** (i) HQD-2, document 3, pages 16 et 17  
(ii) Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec, page 72

**Préambule :**

La partie du rapport mentionnée à la référence i traite des approvisionnements de court terme qui pourraient être requis advenant des aléas climatiques. Hydro-Québec conclut que :

*« Ces considérations ainsi que l'impact potentiel d'achats importants sur les prix des marchés limitrophes amènent le Distributeur à proposer de limiter, pour des fins de planification, la dépendance envers les marchés de court terme à environ 5 TWh par année, soit 50 % de la capacité utile. Par conséquent, la stratégie d'approvisionnement devra être telle que les besoins potentiels de court terme n'excèdent pas cette limite. »*

Par ailleurs, le tableau de la référence ii indique qu'Hydro-Québec Production prévoit disposer d'une capacité de 7 TWh pour ventes additionnelles. Plus précisément, la note 2 mentionne que « *En 2006, Hydro-Québec Distribution achètera par appel d'offres auprès de producteurs environ 2 TWh qui pourraient provenir, en tout ou en partie, des ventes additionnelles d'Hydro-Québec Production* ».

**Demandes :**

19.1. Veuillez déposer le Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec.

**Réponse :**

**Le Distributeur dépose le Plan stratégique d'Hydro-Québec en version papier à la Régie (HQD-4, Document 1, Annexe 2). Pour les intéressés, il est disponible sur le site internet d'Hydro-Québec ([www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)).**

19.2. Étant donné que la capacité pour ventes additionnelles de 7 TWh dont pourrait disposer Hydro-Québec Production n'apparaît pas dans la stratégie proposée par le Distributeur, veuillez indiquer comment cette possibilité pourrait être prise en considération et quel serait l'impact qui en résulterait.

**Réponse :**

**Le 16 juin 2000, la Loi était modifiée; elle spécifie, entre autres, que le Distributeur doit procéder par appel d'offres pour combler ses besoins d'électricité au-delà de l'électricité patrimoniale. Par ailleurs, la Régie approuvait le 24 juillet 2001 la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que le code d'éthique, tel que prévu par la Loi, afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs à un appel d'offres. La procédure d'appel d'offres doit notamment permettre, par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé.**

**Afin de satisfaire aux exigences de la Loi et aux décisions de la Régie sur la procédure d'appel d'offres et le Code d'éthique, le Distributeur propose dans son Plan une stratégie d'approvisionnement qui prend en compte les caractéristiques du marché de l'énergie, au Québec et à l'extérieur du Québec, et qui vise à susciter une saine concurrence tout en assurant la sécurité des approvisionnements. Par conséquent, la stratégie proposée prend en compte l'ensemble des sources potentielles**

d'approvisionnement, y compris Hydro-Québec Production mais tout en assurant la mise en place d'un cadre concurrentiel. Par ailleurs, le Plan expose la stratégie proposée de recours aux marchés de long terme et de court terme en vue de satisfaire les besoins en électricité dans un cadre concurrentiel.

En somme, qu'Hydro-Québec Production prévoie des surplus ne saurait constituer une condition nécessaire ou suffisante pour déclencher ou non un appel d'offres ou pour fonder une stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

20. **Références :** (i) HQD-2, document 3, annexe 3D, page 3  
(ii) HQD-2, document 3, page 5

**Préambule :**

Le tableau de la référence i présente la puissance installée additionnelle requise selon le scénario moyen de la demande à conditions climatiques normales, tandis que le graphique de la référence ii présente les puissances mensuelles maximales requises correspondant aux approvisionnements additionnels selon le scénario moyen de la demande à conditions climatiques normales.

**Demande :**

- 20.1. Veuillez expliquer pourquoi le tableau indique qu'aucune puissance additionnelle n'est requise pour la pointe 2005-2006, alors que le graphique montre un besoin de production d'environ 50 MW en décembre 2005 et d'environ 300 MW en janvier et février 2006.

**Réponse :**

La puissance installée reliée au contrat patrimonial est suffisante pour satisfaire l'ensemble des besoins du Distributeur prévus lors de l'hiver 2005-2006. C'est pourquoi le tableau de l'Annexe 3D ne mentionne aucun besoin de puissance additionnelle pour répondre au critère du NPCC.

Toutefois, pour respecter le profil de livraisons de l'électricité patrimoniale, le Distributeur devra se munir de moyens dont la capacité de production pour décembre 2005 et janvier 2006 est indiquée au graphique 1.2 (HQD-2, Document 3, page 5). Cette capacité requise n'est toutefois pas coïncidente avec la pointe du mois.

- 21. Références :** (i) HQD-2, document 3, page 6, lignes 10 à 14  
(ii) Site Internet d'Hydro-Québec,  
[www.hydroquebec.com/suroit](http://www.hydroquebec.com/suroit)

**Préambule :**

À la référence i, Hydro-Québec mentionne que :

*« Compte tenu des périodes d'entretien et des pannes relatives aux équipements des fournisseurs, il n'est pas réaliste de compter sur un facteur d'utilisation en moyenne supérieur à 83 %. Pour les fins de planification, ce facteur d'utilisation est retenu pour ajuster les quantités de puissance requise lorsque le facteur d'utilisation annuel des besoins excède 83 %. »*

Par ailleurs, à la référence ii, il est indiqué que *« La centrale à cycle combiné proposée par Hydro-Québec Production aura une puissance nominale de 800 MW et assurera une production moyenne annuelle de 6,5 TWh »*. Ces valeurs correspondent à un facteur d'utilisation de 92,75%.

**Demande :**

- 21.1. Veuillez indiquer si la prise en compte d'un facteur d'utilisation plus élevé que 83% modifierait les quantités des produits visés pour les besoins de 2006-2007. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**La prise en compte d'un facteur d'utilisateur supérieur à 83 % ne modifierait pas les quantités visées pour les années 2006 et 2007.**

- **Le facteur d'utilisation (FU) de 83 % a un impact sur les quantités que si le FU des besoins globaux identifiés au tableau 1.1 et au graphique 1.2 de HQD-2, Document 3, pages 2 et 5 est supérieur à 83 %. Ceci n'est pas le cas en 2006 et 2007.**
- **L'ensemble des mesures proposées ne permet pas de réduire la dépendance vis-à-vis des marchés de court terme à 5 TWh comme le souhaiterait le Distributeur (HQD-2, Document 3, page 21, lignes 5 à 16). Un facteur d'utilisation plus élevé ne réduirait pas le besoin d'une marge de manoeuvre de 400 MW.**

- **La prise en compte d'un facteur d'utilisation supérieur à 83 % pourrait influencer les besoins dans les appels d'offres pour combler les besoins des années subséquentes.**

22. **Référence :** HQD-2, document 3, pages 5 et 6

**Préambule :**

Le graphique 1.3 montre « *à titre d'exemple, une information quant au profil chronologique de la puissance horaire additionnelle requise pour un des mois représenté au graphique précédent, soit août 2007* ».

**Demande :**

22.1. Veuillez indiquer si ce profil de production ou un profil de production semblable sera une des exigences spécifiées au document d'appel d'offres.

**Réponse :**

**Le profil de production présenté au graphique 1.3 ou un profil semblable pourrait être présenté à titre illustratif au document d'appel d'offres. Les exigences spécifiées seront toutefois beaucoup plus générales afin de permettre au Distributeur de s'adapter aux modifications du profil qui ne manqueront pas de survenir au cours des 15 à 20 années des contrats qui résulteront de l'appel d'offres**

23. **Références :** (i) HQD-1, document 1, page 4  
(ii) HQD-2, document 3, page 33

**Préambule :**

À la référence i, il ressort de l'analyse de la stratégie proposée pour les approvisionnements additionnels que la flexibilité que doivent procurer les offres est importante.

Par ailleurs, le Distributeur propose, à la référence ii, de conclure une entente-cadre avec Hydro-Québec Production qui permettra de couvrir les impacts climatiques excédant un écart-type et les dépassements par inadvertance du profil annuel de l'électricité patrimoniale.

**Demande :**

23.1. Veuillez indiquer si une entente, qui porterait sur la disponibilité d'une capacité d'entreposage permettant une gestion intégrée des équipements existants et des additions requises et qui prévoirait une souplesse dans l'application de la courbe de puissances classées annexée au décret, permettrait de modifier les caractéristiques et les quantités des produits associés aux besoins de 2006-2007. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

L'entente-cadre mentionnée au plan d'approvisionnement porterait d'abord sur des dépassements par inadvertance qui ne peuvent par définition être évités et qui, en raison de la nature même des caractéristiques d'un réseau électrique, seront inévitablement comblés par Hydro-Québec Production. Elle porterait également sur les aléas climatiques importants (plus d'un écart-type); ces aléas correspondent à des situations de court-terme non prévisibles de façon systématique. Selon le Distributeur, la conclusion sans appel d'offres de cette entente-cadre se situe à l'intérieur des pouvoirs accordés par la Loi à la Régie de dispenser le Distributeur de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence.

Une entente semblable à celle évoquée à la présente question permettrait de modifier les caractéristiques et les quantités des produits associés aux besoins de 2006-2007. C'est d'ailleurs pourquoi, selon le Distributeur, une telle entente ne serait pas conforme à la Loi qui exige du Distributeur qu'il procède par appel d'offres .

Par ailleurs, les produits décrits au Plan permettront au Distributeur de combler ses besoins et plusieurs sources d'approvisionnement (dont, entre autres, celles disposant de capacité de stockage) peuvent fournir ces produits à des prix concurrentiels.

Le nombre de fournisseurs potentiels de service de stockage pour les quantités sous-jacentes à l'entente évoquée à la question est trop limité pour prétendre qu'il y aurait concurrence.

24. **Référence :** HQD-2, document 3, page 18, lignes 18 et 19

**Préambule :**

*« Que ces appels d'offres du Distributeur viseront strictement à contracter des quantités additionnelles d'électricité produite au Québec. En effet, accepter une offre utilisant la capacité d'interconnexion en importation ne viendrait en rien réduire la problématique de dépendance importante vis- à-vis des marchés de court terme. »*

**Demandes :**

- 24.1. Veuillez indiquer si une source de production extérieure au Québec et n'utilisant pas les interconnexions existantes serait exclue. Si oui, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

**Une source de production extérieure au Québec et n'utilisant pas les interconnexions existantes et projetées mentionnées à l'Annexe 3C « Capacité des interconnexions en mode importation » ne serait pas exclue.**

- 24.2. Dans la perspective d'un traitement juste et équitable, sur quelle base Hydro-Québec Production devrait avoir priorité sur tout autre producteur situé à l'extérieur du Québec pour la réservation de capacité de transit sur les liens d'interconnexion dans le cas où la production hors Québec serait destinée à alimenter la charge locale? Veuillez justifier votre réponse.

**Réponse :**

**Cette question devient pertinente lorsque les capacités d'interconnexion deviennent insuffisantes en regard des besoins de la charge locale. Il n'y a alors aucune logique particulière pour privilégier l'une ou l'autre source. Cet angle d'analyse néglige cependant l'essentiel de la problématique : qu'une source ou l'autre soit privilégiée, les besoins électriques québécois ne seront pas satisfaits.**

**La stratégie du Distributeur vise à assurer la sécurité des approvisionnements en électricité et à éviter justement que le Québec ne se retrouve dans une position où les interconnexions ou les marchés de court terme seraient la seule solution et que cette solution soit insuffisante. La stratégie proposée consiste à s'assurer d'une marge de manœuvre de 400 MW qui diminue la dépendance du Distributeur des marchés de court terme et par l'exigence à être revue pour les appels d'offres ultérieurs que les sources**

**soient sises au Québec afin de préserver la capacité de faire appel aux marchés de court terme.**

**Voir également la réponse à la question 18.1.**

24.3. Veuillez expliquer comment se ferait la gestion des surplus dans les situations suivantes :

- le producteur est situé au Québec;
- le producteur est situé à l'extérieur du Québec.

**Réponse :**

**La gestion des surplus serait probablement inchangée peu importe la localisation exacte des surplus ; le point de livraison serait au Québec dans un cas comme dans l'autre. Il convient de noter qu'Hydro-Québec Distribution ne pourrait de toute façon transiger de l'électricité hors Québec.**

25. **Référence :** HQD-1, document 1, page 4

**Préambule :**

Les caractéristiques des besoins identifiés pour le premier appel d'offres sont telles que plusieurs sources de production peuvent difficilement se qualifier. Il en est ainsi par exemple pour l'énergie éolienne et pour l'hydraulique au fil de l'eau.

**Demande :**

25.1. Veuillez indiquer si l'utilisation différente des équipements de production existants pourrait permettre de modifier les caractéristiques des besoins identifiés. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'a aucun équipement de production. Les caractéristiques des besoins sont déterminées par les caractéristiques de la demande et celles de l'électricité patrimoniale tel que définies par le Décret. Voir également la réponse à la question 23.1.**

26. **Référence :** HQD-2, document 5, page 1

**Préambule :**

Aux lignes 2 et 3, Hydro-Québec mentionne que « *Les coûts de transport doivent être évalués selon la perspective du Distributeur* ».

Plus loin aux lignes 7 à 18, Hydro-Québec indique comment ce principe s'appliquerait à des sources de production existantes :

*« Dans le premier cas, le coût de transport applicable doit refléter l'impact du choix d'un fournisseur particulier sur la facture de transport assumée par le Distributeur pour la desserte de la charge locale. Par exemple, si un fournisseur potentiel utilisait déjà le réseau de transport pour commercialiser sa production d'électricité et que l'octroi d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur avait pour effet de transférer une partie ou la totalité de cette activité commerciale vers le Distributeur, il pourrait en résulter une diminution des réservations pour le service point à point et donc une diminution des revenus du Transporteur provenant de ce type de transactions. Cette diminution se répercuterait par une hausse de la part des coûts de transport assumée par le Distributeur, qu'il faudrait mesurer et intégrer à la comparaison des différentes offres, tout comme les pertes électriques. »*

**Demandes :**

26.1. Veuillez expliquer en quoi ce principe constitue un traitement juste et équitable des sources de production existantes.

**Réponse :**

**Comme Hydro-Québec l'a expliqué dans la cause R-3401-98, « la responsabilité ultime d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge locale ». Toutefois, les revenus que le Transporteur tire de la commercialisation du service de transport de point à point servent à réduire d'autant la facture du Distributeur.**

**L'importance de la facture assumée par le Distributeur pour la desserte de la charge locale dépend de deux facteurs : le coût total du service de transport et les revenus du service de transport de point à point.**

**Que l'augmentation de la facture de transport pour la desserte de la charge locale soit causée par une augmentation du coût du service de transport du fait de l'ajout d'actifs dans la base de tarification du Transporteur (rendement sur les actifs ajoutés et dépenses d'entretien s'y rapportant) — comme c'est le cas pour une nouvelle source devant être raccordée**

au réseau d'Hydro-Québec — ou que l'augmentation de la facture de transport soit causée par une réduction des revenus du Transporteur au chapitre des réservations de point à point, l'effet est le même pour le Distributeur. Il y a donc un traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement et le Distributeur choisit ses sources d'approvisionnement en tenant compte de la facture globale de transport qu'il doit assumer pour la desserte de la charge locale.

- 26.2. Veuillez préciser et justifier les hypothèses qui seront faites quant à la pérennité de l'activité commerciale du producteur existant. S'il s'agit d'un montant annuel, veuillez indiquer sur combien d'années se fera l'évaluation et comment sera établi le montant total.

**Réponse :**

Dans le cas de contrats de long terme, à moins d'une preuve contraire, le Distributeur devra retenir l'hypothèse que les activités commerciales du fournisseur seront réduites d'autant, ce qui entraînera une réduction des réservations pour le service de point à point et, partant, une augmentation de la facture de transport du Distributeur.

Les hypothèses qui seront faites s'appuieront dans la mesure du possible sur l'information existante et elles seront explicitées lors du dépôt des contrats à la Régie. L'objectif de cette disposition est de s'assurer que les consommateurs ont en tout temps accès à la source d'approvisionnement la moins coûteuse.

- 26.3. Veuillez préciser et justifier les hypothèses qui seront faites quant à la réservation future de la capacité libérée.

**Réponse :**

Comme Hydro-Québec l'a démontré dans la cause R-3401-98, il reste de la capacité ferme sur toutes les interconnexions. À moins d'une preuve contraire, le Distributeur devra retenir l'hypothèse que la capacité libérée ne fera pas l'objet de réservations de long terme.

27. **Référence :** HQD-2, document 5, page 1, lignes 20 à 23

**Préambule :**

*« Pour les nouvelles sources de production, les coûts de transport applicables comprennent l'ensemble des coûts des équipements de transport qu'il faut prévoir pour leur raccordement et leur intégration au réseau, ainsi que l'impact de pertes électriques. »*

**Demande :**

27.1. Veuillez définir quels sont les équipements qui sont visés par les expressions :

- leur raccordement au réseau;
- leur intégration au réseau.

**Réponse :**

**Les équipements de raccordement et d'intégration au réseau constituent les « ajouts au réseau » décrits aux pages 36 à 45 de la pièce HQT-10, document 1 (cause R-3401-98). Les équipements de raccordement sont ceux qui servent à relier la source de production au poste de transport où l'électricité de cette source est acheminée. Les équipements d'intégration au réseau sont ceux qui doivent être ajoutés au réseau existant, par suite de l'ajout de la nouvelle source, pour en maintenir les caractéristiques de fiabilité, de sécurité et d'exploitation (par exemple, compensation, protection, etc.).**

28. **Référence :** HQD-2, document 5, annexe 5A

**Préambule :**

En ce qui concerne l'évaluation des coûts génériques de transport, Hydro-Québec mentionne aux lignes 20 à 24 de la page 3 et aux lignes 1 et 2 de la page 4 que :

*« Aucune information n'étant encore connue à cette étape quant à la localisation des nouvelles sources d'approvisionnement, le Transporteur considérera que tous les nouveaux besoins seront comblés par une seule et même source de production. Ainsi, l'utilisation d'une source témoin permettra d'établir, en un point d'intégration donné, les coûts génériques attribuables aux besoins de renforcement du réseau principal, communs à l'ensemble des sources de production potentielles. »*

Plus loin aux lignes 10 à 16 de la page 4, Hydro-Québec indique que :

*« Les coûts génériques ainsi établis seront appliqués uniformément à tout volume de production pouvant être raccordé à un point d'intégration donné, jusqu'à concurrence de celui de la source témoin. Ils représenteront soit les besoins de renforcement nécessaires du réseau dans le cas où les limites de capacité de transport actuelles seraient dépassées ou soit, dans le cas contraire, la perte de marge sur la capacité actuellement disponible en excédent. »*

**Demandes :**

28.1. Veuillez indiquer si la détermination des coûts génériques est fonction des besoins identifiés pour le premier appel d'offres. Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Les coûts génériques capturent les besoins de renforcement éventuellement requis pour pallier une perte de marge sur la capacité actuellement disponible en excédent pour une quantité déterminée de nouvelle production. Ils ne sont pas uniquement fonction des besoins identifiés mais aussi de la capacité retenue comme source de production témoin. Cette capacité doit être d'une part suffisamment significative et d'autre part couvrir les besoins identifiés.**

28.2. Veuillez préciser la capacité qui a été retenue pour la seule source de production témoin à simuler.

**Réponse :**

**La capacité retenue comme source de production témoin est de 1000 MW pour le premier appel d'offres.**

28.3. Veuillez indiquer si la même capacité a été simulée pour chacune des 10 zones. Si oui, est-ce qu'il y a des zones où le coût générique est nul? Dans ce cas, comment est évaluée « la perte de marge sur la capacité actuellement disponible en excédent »?

**Réponse :**

**La même capacité a été simulée pour chacune des dix zones. Si le coût générique d'une zone est nul, alors il n'y a pas de coût associé à une perte de marge sur la capacité actuellement disponible en excédent pour la quantité témoin. Les coûts génériques seront mis à jour à chaque appel**

**d'offres et les offres déjà acceptées viendront modifier, le cas échéant, ces coûts génériques.**

28.4. Veuillez déposer l'étude qui a permis de déterminer les coûts génériques qui seront utilisés pour évaluer les offres.

**Réponse :**

**Les résultats de l'étude feront partie de l'appel d'offres. Le Distributeur ne dispose pas actuellement de l'étude; elle sera déposée à la Régie dès qu'elle sera disponible.**

29. **Référence :** HQD-2, document 5, page 2, lignes 17 à 20

**Préambule :**

*« Après la réception des offres, le Distributeur soumettra au Transporteur les offres les plus intéressantes afin de préciser les coûts d'intégration au réseau de transport en fonction de l'emplacement et de la puissance des nouvelles sources de production proposées. »*

**Demandes :**

29.1. Veuillez indiquer, parmi les coûts de transport suivants, ceux qui sont connus au moment de soumettre les offres les plus intéressantes :

- les coûts de raccordement;
- les coûts génériques;
- les coûts d'intégration aux réseaux régionaux.

**Réponse :**

**Les coûts de transport qui auront été considérés à l'étape 2 du processus de sélection en vue de soumettre les offres les plus intéressantes seront :**

- **Les coûts génériques**
- **Une estimation préliminaire des coûts de raccordement et d'intégration aux réseaux régionaux**

29.2. Veuillez indiquer si d'autres coûts de transport doivent être considérés pour la comparaison entre les offres.

**Réponse :**

**Une estimation préliminaire des pertes différentielles aura aussi été considérée avant de soumettre les offres les plus intéressantes.**

29.3. Veuillez indiquer les autres éléments (monétaires et non monétaires) qui seront pris en compte dans le choix des offres les plus intéressantes à cette étape.

**Réponse :**

**Il sera aussi tenu compte de la complexité du raccordement et de l'intégration au réseau dans la mesure où cette complexité impliquerait un échancier serré qui pourrait mettre à risque le début des livraisons.**

30. **Référence :** HQD-2, document 5, page 3, lignes 2 à 4

**Préambule :**

*« Le rendement du transport, en termes de pourcentage des pertes électriques (puissance et énergie), pour chacune des nouvelles sources de production. »*

**Demandes :**

30.1. Étant donné que l'évaluation des pertes se fait après le choix des offres les plus intéressantes, il est présumé que les pertes ne sont pas un facteur de choix important. Veuillez indiquer quelle serait la différence de pertes entre une production intégrée à la zone 10 et une production intégrée à la zone 1 ou 5.

**Réponse :**

**Il est opportun de préciser la demande d'Hydro-Québec à cet égard. À l'étape 2, une estimation préliminaire des pertes sera utilisée. À l'étape 3, c'est une estimation plus précise des pertes qui entrera dans l'évaluation monétaire des offres. Cette approche est requise car l'estimation des pertes est un processus qui requiert beaucoup d'informations et il ne saurait être question d'augmenter la durée de l'étape 2 du processus d'analyse des offres, ce qui aurait comme conséquence directe d'augmenter la durée totale du processus.**

**Par ailleurs, parce que les pertes peuvent dépendre de plusieurs facteurs autres que la simple distance sur le réseau haute tension, le Distributeur croit qu'il n'est pas opportun, à ce stade-ci, de faire état de taux de pertes précis, qui pourraient donner à certains soumissionnaires potentiels une image fautive de ce qui pourrait s'appliquer à leur projet.**

30.2. Il est mentionné que les pertes seront exprimées en termes de pourcentage. Veuillez indiquer si ce pourcentage correspond à un taux marginal ou à un taux moyen.

**Réponse :**

**Ce pourcentage correspondra aux pertes additionnelles ; par conséquent, il s'agira d'un taux marginal.**

30.3. Veuillez indiquer si les pertes seront également évaluées en termes monétaires. Si oui, veuillez préciser comment se fera cette évaluation (valeur de la puissance et de l'énergie, évolution de ces valeurs dans le temps, taux d'actualisation, période d'analyse, etc.). Si non, veuillez préciser comment les pertes seront pris en compte dans l'évaluation finale.

**Réponse :**

**Les pertes seront évaluées en termes monétaires. Les valeurs monétaires seront évaluées sur la durée des contrats retenus pour l'analyse, en utilisant le taux d'actualisation qui prévaudra au moment où l'analyse sera effectuée. Les valeurs attribuées à la puissance et à l'énergie seront fonction d'une source-témoin, représentative du coût direct estimé des meilleures offres.**

31. **Référence :** HQD-2, document 5, page 9, lignes 3 à 5

**Préambule :**

*« L'étude de sensibilité déjà fournie par le Transporteur servira d'intrant pour cette analyse. »*

**Demande :**

31.1. Veuillez déposer cette étude de sensibilité.

**Réponse :**

L'étude de sensibilité désigne l'analyse de réceptivité du réseau principal et l'analyse de réceptivité des réseaux régionaux. Tel que mentionné en réponse à la question 30.1, une estimation préliminaire des pertes sera réalisée lorsque seront connues les localisations exactes des équipements sous-tendant les offres.

La mention en référence de « *l'étude de sensibilité déjà fournie* » doit être comprise dans le sens que l'étude sera fournie par le Transporteur afin de servir d'intrant à l'analyse et à la classification des offres, une fois que l'appel d'offres aura été lancé et qu'auront été reçues les offres des promoteurs. Le Distributeur ne dispose pas actuellement de cette étude, tel qu'indiqué à la réponse à la question 28.4.

32. **Références :** (i) HQD-2, document 3, page 27  
(ii) HQD-1, document 1, page 4

**Préambule :**

Le graphique de la référence i montre les trois types de produits qui feraient l'objet de l'appel d'offres de janvier 2002, soit : 300 ou 400 MW de base, 200 ou 300 MW modulable cyclable pour les pointes de la journée et 400 MW « *entièrement modulable* ». La contribution énergétique du dernier produit pourrait, selon la référence ii, être réduite à 0 TWh dans un scénario plus faible ou encore être protégée à son maximum, environ 3 TWh, si un scénario de plus forte demande se réalisait.

**Demandes :**

- 32.1. Veuillez déposer les conditions et modalités contractuelles qui définissent précisément les produits mentionnés en préambule, ainsi que les variantes éventuelles proposées par le Distributeur et sur lesquelles les soumissionnaires seront appelés à fournir une offres.

**Réponse :**

**BASE**

La puissance garantie doit être fournie chaque année à un facteur d'utilisation fixé par le soumissionnaire à l'appel d'offres mais supérieur ou égal à 80 %. Le paiement pour la puissance (\$/KW) est réduit proportionnellement lorsque la performance garantie n'est pas atteinte.

**L'énergie** associée à la puissance est garantie. Le soumissionnaire livre au minimum la quantité obtenue en multipliant le facteur d'utilisation par la puissance garantie et le nombre d'heures dans l'année. L'énergie non livrée en deçà de l'énergie garantie est sujette à une pénalité basée sur le coût de remplacement de cette énergie.

Le Distributeur s'engage à acheter (\$/MWh) l'énergie associée à la puissance garantie jusqu'à concurrence d'un facteur d'utilisation maximale de 90 %. Le Distributeur s'engage également à payer la puissance contractuelle.

**Formule de prix :**

- Une ou plusieurs composantes associées à la puissance.
- Une ou plusieurs composantes associées à l'énergie.
- Un prix fixé à l'appel d'offres pour l'énergie additionnelle.

**CYCLABLE**

La **puissance** garantie doit être disponible à chaque année à un facteur d'utilisation établi par le soumissionnaire à l'appel d'offres mais supérieur ou égal à 80 %. Le paiement (\$/KW) pour la puissance est réduit proportionnellement lorsque la performance garantie n'est pas atteinte. La puissance rendue disponible par le fournisseur mais non utilisée par le Distributeur s'ajoute à la puissance livrée pour calculer la performance.

**L'énergie** associée à la puissance est garantie. Le soumissionnaire s'engage à livrer l'énergie, si le Distributeur la programme, jusqu'à la quantité obtenue en multipliant le facteur d'utilisation par la puissance garantie et le nombre d'heures dans l'année. L'énergie garantie programmée et non livrée est sujette à une pénalité basée sur le coût de remplacement de cette énergie. L'énergie rendue disponible mais non programmée par le Distributeur s'ajoute à l'énergie livrée pour calculer la performance.

Le Distributeur s'engage à payer la puissance contractuelle et l'énergie qu'il programme. Un protocole de communication

des quantités prévues être programmées sur des horizons annuels, trimestriels et mensuels sera précisé.

Le Distributeur soumet un programme de livraison la veille pour le lendemain. Le jour même, le Distributeur peut ajuster le programme jusqu'à une heure avant l'heure de livraison en respectant les contraintes de programmation (taux de variation MW/minute, etc.) contractuelles. Chaque soumissionnaire devra faire état à l'appel d'offres des contraintes de programmation.

**Formule de prix :**

- Une ou plusieurs composantes associées à la puissance.
- Une ou plusieurs composantes associées à l'énergie.

**MODULABLE**

La description de ce produit est présentée de façon détaillée afin d'assurer une meilleure compréhension. Le Distributeur se réserve la possibilité, d'ici le lancement de l'appel d'offres, de modifier des modalités afin de s'ajuster aux exigences du marché ou de favoriser l'intérêt du consommateur.

La puissance garantie doit être disponible à chaque année à un facteur d'utilisation au choix du soumissionnaire à l'appel d'offres, mais supérieur ou égal à 80 %. Le paiement (\$/KW) pour la puissance est réduit proportionnellement lorsque la performance garantie n'est pas atteinte. La puissance rendue disponible par le fournisseur mais non utilisée par le Distributeur s'ajoute à la puissance livrée pour calculer la performance.

L'énergie associée à la puissance est garantie. Le soumissionnaire s'engage à livrer, si le Distributeur la programme, l'énergie jusqu'à la quantité obtenue en multipliant le facteur d'utilisation par la puissance garantie et le nombre d'heures dans l'année. L'énergie garantie programmée et non livrée est sujette à une pénalité basée sur le coût de remplacement de cette énergie. L'énergie rendue disponible mais non programmée par le Distributeur s'ajoute à l'énergie livrée pour calculer la performance.

Le Distributeur s'engage à payer, selon la formule de prix, la puissance garantie et l'énergie qu'il programme.

En ce qui concerne les MW non requis par le Distributeur, deux variantes sont actuellement considérées :

#### **Variante A**

Dans cette variante, le Distributeur participe au profit associé à l'utilisation de la capacité de production sous contrat lorsqu'elle n'est pas requise pour ses besoins.

#### ***Communication des MW requis***

Le Distributeur communique six (6) mois à l'avance les MW dont il prévoit avoir besoin ainsi qu'un aperçu des besoins en énergie. Un protocole à déterminer permettra au Distributeur de communiquer l'évolution de ses besoins sur une base régulière

#### ***Communication des MW non requis***

Le Distributeur communique six (6) mois à l'avance les MW dont il prévoit ne pas avoir besoin. Le Distributeur peut ajouter en tout temps aux MW dont il ne prévoit pas avoir besoin.

Les MW déclarés non requis par le Distributeur peuvent être commercialisés par le fournisseur.

Le Distributeur recevra un % du gain résultant des transactions ainsi réalisées sur la base suivante : prix moyens des marchés pour l'heure où la centrale a produit autrement que pour le Distributeur moins les coûts de transport moins le coût d'énergie de la centrale. Ce % sera choisi par le soumissionnaire à l'appel d'offres.

#### ***Programmation***

Le Distributeur soumet son programme de livraisons hebdomadaire une semaine à l'avance. Si le Distributeur a augmenté dans ce programme les MW requis ou s'il désire augmenter par la suite la quantité de MW, il devra payer

l'énergie supplémentaire au prix du marché . Si le Distributeur désire diminuer les quantités d'énergie au-delà d'un certain pourcentage ou d'une certaine quantité, il compensera le fournisseur pour les pertes encourues s'il y a lieu.

Le Distributeur soumet un programme de livraison la veille pour le lendemain.

*Formule de prix :*

- une ou plusieurs composantes associées à la puissance
- une ou plusieurs composantes associées à l'énergie

**Variante B**

Dans cette variante, il n'y a pas de formule de partage de profit. Le Distributeur annonce les MW requis six (6) mois à l'avance et doit fixer son programme de livraisons une semaine à l'avance.

*Communication des quantités*

Le Distributeur communique six (6) mois à l'avance les MW dont il aura besoin ainsi qu'une estimation des quantités d'énergie associées. Le Distributeur précise les quantités d'énergie associées selon un échéancier et des limites de variations à être fixés.

*Programmation*

Le Distributeur soumet son programme de livraisons hebdomadaire une semaine à l'avance. Si le Distributeur a augmenté les MW requis par rapport à la quantité réservée six (6) mois à l'avance ou s'il désire augmenter par la suite les quantités, il devra payer l'énergie au prix du marché. Si le Distributeur désire diminuer les quantités au-delà d'un certain pourcentage ou d'une certaine quantité, il compensera le producteur pour les pertes encourues s'il y a lieu.

Le Distributeur soumet un programme de livraisons la veille pour le lendemain.

**Formule de prix :**

- une ou plusieurs composantes associées à la puissance : ces composantes peuvent être sous forme :
  - de primes fixes annuelles en fonction des MW sous contrat
  - et/ou de primes fixes mensuelles en fonction des MW réservés (6) mois à l'avance
  - et/ou de primes fixes à l'utilisation sur la base du programme hebdomadaire fourni une semaine à l'avance.
  
- une ou plusieurs composantes associées à l'énergie

**CLAUSE DE REPORT DE LA DATE DE DÉBUT DES LIVRAISONS**

Cette clause s'applique à tous les produits.

Des clauses de report successif de douze (12) mois chacun seront demandées.

Chaque soumissionnaire doit indiquer à son offre :

- Le préavis qu'il exige (par exemple, 30 mois avant le début des livraisons)
- La compensation qui s'appliquera à chaque fois que le Distributeur exercera une clause de report
- L'impact, s'il y a lieu, sur la formule de prix proposée.

32.2. Selon votre connaissance actuelle de ce qui se fait généralement dans l'industrie, veuillez fournir une estimation de la prime additionnelle qui sera demandée par les soumissionnaires entre :

- un produit de base optimisé pour une quantité définie de puissance et d'énergie, devant être disponible à une date précise; et
  
- le même produit de base mais avec les conditions et modalités contractuelles indiquées en réponse à la question 32.1, incluant par exemple la possibilité de réduire la quantité ou de retarder la date de mise en service.

**Réponse :**

Il convient de rappeler qu'il s'agira d'un premier appel d'offres dans le cadre des modifications apportées à la Loi. Cet appel d'offres apportera des informations précieuses sur le prix des divers produits. Cependant, il n'y a pas de façon de les estimer à l'heure actuelle même si les divers produits requis sont utilisés couramment aux Etats-Unis. À cet égard, il est très difficile d'obtenir des informations sur les prix, car les offres sont confidentielles ; en ce qui concerne les contrats qui résultent des appels de proposition, les prix sont généralement confidentiels.

a) De l'avis du Distributeur, il n'y a pas de prime rattachée à ce produit. C'est la façon courante d'acheter de l'électricité. Évidemment, lorsqu'on exige une date de première livraison qui est très serrée, on augmente les risques des soumissionnaires et on s'expose à une prime de risque directe ou à une prime indirecte résultant de la réduction de la concurrence. Par exemple, lancer un appel d'offres en juin plutôt qu'en janvier 2002 pour une même date de première livraison exposerait vraisemblablement le Distributeur à ce genre de risque.

b) La possibilité de réduire les quantités sera limitée aux produits modulables.

La clause de report telle que formulée invite les soumissionnaires à fixer la compensation qui s'appliquera en cas d'exercice des clauses de report. Un soumissionnaire peut gonfler les prix qu'il soumet dans l'offre de base mais il risque de détériorer ses chances de l'emporter. Puisque les soumissionnaires pourront spécifier la compensation qui ne leur fait pas encourir de pertes, le Distributeur est d'avis que la prime incorporée au prix de l'offre sera négligeable. Quant aux coûts d'exercice de l'option, il s'agit d'un élément qui fera partie de l'analyse des offres, mais il n'y a aucune obligation d'exercer l'option.

En résumé, les options de report devraient avoir peu ou pas d'impact sur les prix présentés puisqu'elles sont formulées en termes de compensations payables suite à l'exercice de l'une ou l'autre des options.

32.3. De la même façon, pour les autres produits « *modulable cyclable* » et « *entièrement modulable* », veuillez fournir une estimation de la prime

additionnelle par rapport à un produit de base qui sera demandée par les soumissionnaires. Veuillez préciser les technologies qui peuvent fournir ces types de produits.

**Réponse :**

### **TECHNOLOGIES**

**Les technologies qui pourraient fournir le service modulable cyclable sont :**

- l'hydroélectrique avec réservoir
- les cycles combinés
- certains projets de cogénération

**Il est à noter qu'à partir d'une centrale donnée, un soumissionnaire peut présenter des offres portant sur chacun des produits ; chaque produit n'a pas à être fourni à partir d'une centrale dédiée à ce produit. En général, la façon la plus économique de fournir ce service est d'utiliser la plage d'opération entre 70% et 100% de la capacité d'une centrale.**

**En ce qui concerne le service modulable, il pourrait être rendu par l'une ou l'autre des technologies sus-mentionnées.**

### **PRIMES-PRODUIT MODULABLE CYCLABLE**

**Tous les Distributeurs font face à des variations importantes de la demande entre le jour et la nuit et tous ont des besoins de centrales cyclables. Le produit demandé est tout à fait courant. Lorsque le produit cyclable est produit à partir des mêmes équipements que ceux requis pour fournir le produit de base comme évoqué ci-haut, il est difficile d'imaginer qu'une prime puisse être requise. Par ailleurs, les coûts d'exploitation pourraient être légèrement plus élevés. La stratégie d'acheter un produit de base pour satisfaire un besoin cyclable ne paraît pas porteuse d'avenir : cette stratégie génère des surplus plutôt la nuit, qui est la période où la commercialisation est la moins lucrative, pour ne pas dire non lucrative. Implicitement, le Distributeur est d'avis que le recours à un produit de base pour satisfaire une demande variable implique une prime à payer.**

## **PRIMES-PRODUIT MODULABLE**

L'analyse présentée se réfère à la variante A. Si, à l'appel d'offres, la variante B s'avère moins chère, les éléments d'analyse qui suivent ne seront que renforcés.

Le produit modulable peut être produit par les mêmes équipements que ceux qui fournissent le produit de base. Les soumissionnaires ne devraient pas exiger une prime supplémentaire par rapport au produit de base dans la mesure où le prix de la puissance couvrirait leurs coûts fixes. Les coûts d'exploitation pourraient être plus élevés; cependant, si le Distributeur utilise ce produit pour répondre à des besoins prévisibles tels des niveaux de demande plus élevés, le remplacement des contrats indisponibles en raison des périodes d'entretien ou le remplacement en cas d'indisponibilité prolongée, les coûts d'exploitation ne seront pas beaucoup plus élevés.

La commercialisation des MW non requis par le Distributeur et le profit potentiel qui en découle représentent un intérêt supplémentaire pour les négociants nord-américains. Il est possible que certains réduisent l'exigence de rendement implicite au prix de puissance qu'ils soumettront compte tenu de la perspective de profits supplémentaires. Évidemment, l'option du Distributeur de programmer cette centrale en base viendra temporiser cette tendance.

En résumé, il est difficile de croire qu'une prime supplémentaire sera exigée par les promoteurs les plus dynamiques.

- 32.4 Veuillez commenter la possibilité d'aller aussi en appel d'offres pour un produit qui serait une quantité d'énergie annuelle, sans engagement de puissance.

**Réponse :**

Pour qu'une quantité d'énergie annuelle soit intéressante, elle devrait pouvoir être programmée par le Distributeur en fonction de ses besoins. Elle doit donc obligatoirement incorporer un taux de livraison en MW garanti. Une source d'énergie dont la production est soumise à des aléas trop importants doit être complétée par une autre source de

production, prenant la relève pour les MW non garantis par la première.

Le Distributeur n'est pas le mieux placé pour apparier des offres avec l'objectif que leurs caractéristiques soient parfaitement complémentaires. La probabilité que deux offres conçues indépendamment l'une de l'autre puissent équivaloir parfaitement à l'un ou l'autre des produits exigés est négligeable.

33. **Référence :** HQD-2, document 3, page 33

**Préambule :**

Le Distributeur propose de conclure avec Hydro-Québec Production une entente-cadre pour couvrir les impacts climatiques excédant un écart type et les dépassements par inadvertance.

**Demandes :**

33.1. Veuillez indiquer si ce projet d'entente pourrait être élargi à une couverture plus large des besoins de flexibilité du Distributeur, par exemple pour englober le besoin des 400 MW « *entièrement modulable* ». Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 23.1.**

33.2. Pour se procurer la flexibilité dont il a besoin, le Distributeur pourrait-il aller en appel d'offres pour 400 MW de base et non « *entièrement modulable* » et conclure avec Hydro-Québec Production une entente, par exemple, de « vente / re-achat », d'échange, ou pour un service de stockage? Veuillez expliquer votre réponse.

**Réponse :**

**Il y a deux différences seulement entre le produit entièrement modulable (variante A) et la variante proposée à la question.**

**Dans la variante proposée à la question, le Distributeur achète l'énergie et la puissance ferme et revend ses surplus à un prix de marché qui fluctue sur une base horaire. Le produit modulable offre l'avantage de ne pas avoir à encourir des pertes lorsque les prix du marché ne justifient pas la**

production de l'énergie. Au cours d'un contrat de long terme, des périodes de ce genre surviendront inévitablement. Les lignes 11 à 28 de la pièce HQD-2, Document 3, Page 26 de 37 expliquent la position du Distributeur à l'égard de cette stratégie.

La seconde différence provient du fait que, conformément à la Loi, tous les fournisseurs potentiels peuvent présenter une offre sur le produit entièrement modulable. Et le Distributeur a toutes les raisons de croire que ce produit peut être fourni à coût concurrentiel par les fournisseurs incluant Hydro-Québec Production. La solution évoquée dans la question considère seulement Hydro-Québec Production.

Un achat du Distributeur par entente avec Hydro-Québec Production pour le besoin des 400 MW entièrement modulables, pour un contrat prévoyant une «vente/re-achat», l'échange ou du stockage, devrait, pour être conforme à la Loi, entrer dans le cadre du dernier alinéa de l'article 74.1 de la Loi pour que le Distributeur soit exempté de la procédure d'appel d'offres.

34. **Référence :** HQD-2, document 4, page 14

**Préambule :**

Le tableau en référence présente la façon dont seront définis les critères à incidence monétaire et non-monétaire de même que les pondérations relatives à chaque critère d'évaluation pour des appels d'offres visant des produits de long terme.

**Demandes :**

34.1. Il semble qu'une seule grille d'analyse des soumissions sera incluse au document d'appel d'offres prévu pour janvier 2002. Veuillez expliquer comment cette grille servira à évaluer les soumissions visant des produits différents.

**Réponse :**

L'objectif de l'étape 2 est d'identifier les meilleures offres pour chacun des produits demandés. Seules les meilleures offres pour chaque produit accéderont à l'étape 3 ; ces offres seront alors combinées et soumises à des évaluations

monétaires poussées afin de déterminer la meilleure combinaison sur la base de la stricte évaluation monétaire.

Pour identifier les meilleures offres à l'étape 2, la grille présentée à la pièce HQD-2, Document 4, page 14, sera utilisée.

Le coût de l'électricité, la solidité financière, l'expérience du soumissionnaire, la faisabilité du projet et la flexibilité sont tous des critères pertinents pour chacun des produits.

#### Coût de l'électricité

Une évaluation monétaire de chaque offre prise isolément sera faite en prenant en compte les divers sous-éléments mentionnés. Ce type d'analyse est couramment appelée « bus-bar analysis ». La méthode sera évidemment adaptée selon le produit offert. Les coûts de transport de la grille présentée à l'appel d'offres, une estimation préliminaire des coûts de raccordement et d'intégration aux réseaux régionaux ainsi qu'une estimation préliminaire des pertes seront pris en compte.

#### Autres critères

La solidité financière, l'expérience du soumissionnaire, la faisabilité du projet et la flexibilité ne présentent pas de problématique particulière d'un produit à l'autre.

Les pointages des offres par produit seront compilés et les offres présentant les plus hauts pointages pour chacun des produits passeront à l'étape 3.

34.2. Veuillez déposer les informations qui seront incluses au document d'appel d'offres en ce qui a trait aux modes d'évaluation des caractéristiques recherchées pour chacun des critères de la grille.

#### **Réponse :**

**La Régie dans sa décision sur la Procédure d'appels d'offres a statué que « le document d'appel d'offres est déposé à la Régie dans un délai raisonnable préalablement au lancement de l'appel d'offres ».**

La page 14 de 15 de la pièce HQD-2, Document 4, indique les critères, les pondérations et les caractéristiques recherchées.

Voir également les réponses aux questions 35.1 et 35.2.

35. **Références :** (i) HQD-2, document 4, pages 7, 8 et 14  
(ii) D-2001-191, page 15

**Préambule:**

Les formules de prix peuvent être très variables d'un soumissionnaire à l'autre, d'un projet à l'autre, et selon le produit demandé par le Distributeur.

Les méthodes d'évaluation doivent être claires d'entrée de jeu, au lancement de l'appel d'offres pour favoriser l'équité dans le traitement des soumissionnaires, et obtenir le meilleur prix possible.

**Demands :**

35.1. Veuillez expliciter les méthodes que le Distributeur compte utiliser pour ramener sur une base comparable (en ¢/kWh ou en \$/kW/an, par exemple) les prix des soumissionnaires en tenant compte des différentes formules de prix possibles et en particulier des éléments suivants :

- prix fixe et/ou prix indexés;
- combinaison du prix pour la puissance et du prix pour l'énergie selon le produit demandé;
- « Tolling »;
- inclusion d'un prix pour l'énergie excédentaire vendue;
- inclusion d'un prix pour appel de puissance en urgence;
- prise en compte de pénalités ou de compensations du Distributeur;
- durées contractuelles différentes.

Veuillez élaborer.

**Réponse :**

À l'étape 2, le prix de l'électricité (\$/MWh ou ¢/kWh) de chaque soumission sera établi en actualisant le coût total des composantes d'énergie et de puissance pour un facteur d'utilisation uniforme pour toutes les soumissions, ce facteur d'utilisation variant lui-même selon le produit analysé. Par contre, la performance garantie pourra être légèrement différente d'un soumissionnaire à l'autre. Le coût de chaque soumission sera donc corrigé pour obtenir une comparaison

à service équivalent en utilisant le coût ou la valeur des équipements nécessaires pour assurer un service équivalent.

Les durées contractuelles différentes seront traitées par l'utilisation d'annuités croissantes.

Les prix indexés seront calculés en respectant les formules de prix et d'indexation proposées par les soumissionnaires. Les hypothèses des paramètres économiques liées à ces indexations proviendront d'organismes de prévision indépendants.

Le prix de l'énergie excédentaire sera fixé par le Distributeur à un prix équivalent à celui de l'électricité patrimoniale moins les pertes.

Les produits tel que le « Tolling » et la puissance d'urgence ne seront pas retenus dans l'évaluation des offres puisqu'ils ne font pas l'objet de l'appel d'offres.

Les pénalités versées au Distributeur en cas de défaut d'un fournisseur de remplir ses obligations seront fixées par Hydro-Québec Distribution à l'appel d'offres et s'appliqueront de manière universelle à toutes les offres retenues. Cet élément ne peut donc discriminer une offre par rapport à l'autre.

35.2. Le critère monétaire de 60 points sera réparti en se basant sur les résultats des méthodes d'évaluation décrites en réponse à la question 35.1. Veuillez expliquer comment les points seront affectés pour chaque projet de chaque soumissionnaire.

**Réponse :**

Les offres seront classées par ordre croissant de prix unitaire de l'électricité. Le Distributeur allouera le maximum de 60 points à l'offre ayant le coût unitaire de l'électricité le plus bas. Le nombre de point attribué aux autres soumissions sera calculé selon la formule suivante :

$$\text{Nb. de points associés à l'offre A} = \frac{\text{Coût de l'offre la plus économique}}{\text{Coût de l'offre A}} \times 60 \text{ points}$$

36. **Référence :** HQD-2, document 4, page 14

**Préambule :**

Le Distributeur accorde une pondération 10 points sur 100 pour un critère de flexibilité. Or, pour chaque produit, des conditions seront attachées quant à la possibilité entre autres de modifier les quantités contractées et de modifier la date de début des livraisons.

Par contre, aucun critère non monétaire ne couvre les risques reliés à chacun des types de projet ou à la technologie choisie, excepté que le Distributeur n'acceptera que des technologies matures.

**Demandes :**

36.1. Veuillez commenter sur la nécessité du critère de flexibilité alors que les conditions seront fournies et que les prix des soumissionnaires pour chacune des options refléteront le besoin de flexibilité du Distributeur.

**Réponse :**

**Lors de la seconde étape de la procédure d'appel d'offres, l'analyse du coût de l'électricité sera fondée sur le coût unitaire de l'électricité en considérant chaque offre prise isolément. Ce n'est qu'à la troisième étape que la valeur des options sera établie en simulant les caractéristiques des options offertes face à divers scénarios d'évolution de la demande. Par conséquent, à la deuxième étape, il s'agit de constater qu'une option de flexibilité a été proposée et de s'assurer qu'elle corresponde à un gain effectif pour le Distributeur. Par exemple, une option de report avec un préavis de cinq (5) ans serait inutile. Les offres ne comportant pas d'option de report seront ainsi pénalisées.**

36.2. Serait-il pertinent d'ajouter un critère sur la technologie pour refléter le niveau de risque inhérent à chaque projet, par exemple :

- l'expertise disponible au Québec pour cette technologie;
- l'existence de manufacturiers et de sous-traitants à proximité;
- les risques d'approvisionnement du combustible;
- les risques de faible hydraulité pour les projets hydroélectriques;
- les risques de « non disponibilité » en raison de pannes;
- les risques environnementaux;
- etc?

Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

**L'expertise disponible au Québec**

Il ne serait pas pertinent d'ajouter un tel critère car l'appel d'offres n'est pas limité aux technologies pour lesquelles une expertise est disponible au Québec.

**L'existence de manufacturiers et de sous-traitants à proximité**

Les soumissionnaires assument tous les risques associés aux fabricants, manufacturiers et sous-traitants qu'ils choisissent.

**Les risques d'approvisionnement en combustible**

Le réalisme du plan d'approvisionnement en combustible du soumissionnaire est pris en considération dans le critère « faisabilité ». Le fournisseur doit néanmoins garantir la performance qu'il soumet à l'appel d'offres.

**Les risques de faible hydraulité pour les projets hydroélectriques**

**Les risques de « non-disponibilité en raison de pannes**

Le critère sur le coût de l'électricité prend en compte la performance garantie par le soumissionnaire (voir réponse à la question 32.1). La solidité financière et les garanties financières exigées assurent le Distributeur que les engagements seront respectés ou compensés. De tels critères ne sont donc pas requis. Cependant, le Distributeur se réserve le droit de demander des informations et des explications additionnelles ; ultimement, il pourrait déclarer frivole une offre qui n'est pas réaliste compte tenu des performances des technologies proposées.

**Les risques environnementaux**

Le réalisme du plan d'obtention des autorisations environnementales sera pris en compte dans le critère « faisabilité ». Le Distributeur ne peut cependant pas se substituer aux autorités compétentes en matière d'environnement et se prononcer sur l'acceptabilité environnementale des offres.

Les risques associés à l'obtention des permis environnementaux sont supportés par le soumissionnaire qui est sujet à des pénalités en cas de non-réalisation du projet.

Les risques potentiels associés aux problématiques environnementales à long terme qui pourraient devoir être supportés par le Distributeur et les consommateurs sont difficiles à évaluer. Les fournisseurs assumeront les risques associés au maintien des autorisations gouvernementales tout au long du contrat. Par ailleurs, les intentions des autorités gouvernementales compétentes en matière, par exemple, de lutte contre les gaz à effet de serre, ne sont pas connues. S'agira-t-il de droits échangeables, de taxation? S'agira-t-il de mesures qui se répercuteront dans les prix des combustibles et dont les coûts seront donc déjà captés par les formules d'indexation? À l'heure actuelle, il est impossible de faire quelque prévision que ce soit sur ce qui surviendra à court terme et, encore moins, à long terme. Il serait certainement difficile, voire impossible, d'élaborer une telle approche.

Il faut également poser la question suivante : la prise en compte de ce risque par le Distributeur amènerait-elle une réduction de coûts pour les consommateurs ? Ou n'amènerait-elle simplement une hausse des prix soumis par les sources émettant moins de gaz à effet de serre ? Devant ces perspectives, il est préférable d'attendre que les autorités compétentes aient annoncé des orientations fermes à cet égard.

#### Autres risques

Les critères proposés permettent de prendre en compte les éléments identifiables des risques auxquels pourraient être confrontés le Distributeur et les consommateurs d'électricité par suite du choix des sources d'approvisionnement.

37. **Référence :** HQD-1, document 1, page 4, lignes 15 à 18

**Préambule :**

*« Dans le cadre de l'appel d'offres, le Distributeur valorisera la flexibilité des offres qui lui seront présentées :*

- option pour le Distributeur de reporter le début des livraisons avec préavis;
- option pour le Distributeur de réduire les quantités contractuelles avec préavis; »

**Demandes :**

37.1. Veuillez indiquer s'il y a une limite quant au report du début des livraisons.

**Réponse :**

**Il est prévu de mettre une limite au nombre de reports successifs qui pourraient être exercés. Le nombre n'est pas fixé de façon définitive, compte tenu de la sensibilité du marché à une clause de retrait que le Distributeur n'aura pas et aux clauses de report. Chaque report aura une durée de douze (12) mois.**

37.2. Veuillez indiquer s'il y a une limite quant à la réduction des quantités contractuelles.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 32.1.**

37.3. Dans les deux cas, veuillez préciser les conséquences de telles options ainsi que la durée du préavis.

**Réponse :**

**En ce qui concerne les conséquences et la durée du préavis, voir la réponse aux questions 32.1 et 32.2.**



ANNEXE 1

**DONNÉES ASSOCIÉES AUX  
COURBES DE PUISSANCES  
CLASSÉES – GRAPHIQUE 2.1**



**ANNEXE 2**  
**PLAN STRATÉGIQUE**