

## **Argumentation et réplique**



---

**TABLE DES MATIERES**

<b>1</b>	<b>LA PORTÉE DE LA PRESENTE PHASE .....</b>	<b>5</b>
1.1	La présente phase ne vise que le lancement de l'appel d'offres en janvier 2002, pour des besoins en électricité de 2006-2007. ....	5
1.2	Le Distributeur devait déposer son Plan avant le 1 <sup>er</sup> novembre 2001. Il ne pouvait cependant le faire avant l'adoption, par le gouvernement, du <i>Décret concernant les caractéristiques des approvisionnements des marchés québécois en électricité patrimoniale</i> . ....	6
1.3	Le Plan, dans son ensemble, fera l'objet d'une analyse complète et détaillée dès que la Régie en aura fait connaître le calendrier. Le cas échéant, les ajustements apportés à l'une ou l'autre des composantes du Plan seront intégrés aux appels d'offres subséquents. ....	8
<b>2</b>	<b>LES OBLIGATIONS DU DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>11</b>
2.1	Le Distributeur doit desservir l'ensemble des consommateurs dans le territoire où s'exerce son droit exclusif de distribution ainsi que les réseaux municipaux ou privés et la Coopérative. ....	11
2.2	Le Distributeur doit procéder par appel d'offres et conclure des contrats d'approvisionnement pour combler les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. ....	12
2.3	Le Distributeur doit accorder un traitement équitable et impartial à tous les fournisseurs qui participent à un appel d'offres. Il doit également accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement. ....	13
2.4	Le Producteur doit se conformer à un <i>Code d'éthique</i> qui vise également à accorder un traitement équitable et impartial à l'ensemble des fournisseurs, y compris Hydro-Québec Production. ....	13
<b>3</b>	<b>À CETTE FIN, LE <i>CODE D'ÉTHIQUE</i> ÉTABLIT ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION AINSI QU'ENTRE LE DISTRIBUTEUR ET TOUTE SOCIÉTÉ AFFILIÉE À HYDRO-QUÉBEC, UNE SÉPARATION FONCTIONNELLE DES ACTIVITÉS TOUCHANT L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ LA PRÉVISION DE LA DEMANDE.....</b>	<b>14</b>
3.1	La prévision de la demande .....	15
3.2	La précision et le caractère raisonnable de la prévision de la demande .....	15

<b>4</b>	<b>LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>17</b>
4.1	Le contexte de la stratégie .....	17
4.2	Les économies d'énergie .....	19
4.3	L'établissement des approvisionnements requis .....	20
4.4	La flexibilité .....	23
<b>5</b>	<b>L'APPEL D'OFFRES ET LES CONTRATS .....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>RÉPLIQUES ADDITIONNELLES AUX OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS.....</b>	<b>27</b>
6.1	Cadre légal et réglementaire .....	27
6.2	Prévision de la demande et efficacité énergétique .....	31
6.3	Approvisionnements additionnels et stratégie proposée .....	34
6.4	Risques et critères de sélection des offres .....	39
<b>7</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>43</b>

## 1 LA PORTÉE DE LA PRESENTE PHASE

### 1.1 La présente phase ne vise que le lancement de l'appel d'offres en janvier 2002, pour des besoins en électricité de 2006-2007.

Le 25 octobre 2001, dans le cadre de sa *Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011* (le «Plan»), le Distributeur a demandé à la Régie de l'énergie (la «Régie») <sup>1</sup> :

- d'approuver son premier plan d'approvisionnement ; et,
- de lui permettre de lancer un premier appel d'offres, à compter du 15 janvier 2002, pour des contrats de long terme (15 à 20 ans), soit pour un ensemble de produits de base et modulables totalisant 1000 mégawatts, livrables à partir de 2006-2007.

Le 2 novembre 2001, la Régie a décidé de procéder à l'étude du dossier en deux étapes distinctes. Selon cette décision procédurale, seront analysés, dans un premier temps, les «*éléments du dossier qui touchent directement au lancement du premier appel d'offres*» soit, plus précisément, les éléments suivants <sup>2</sup> :

- la prévision de la demande jusqu'en 2007 ;
- les approvisionnements additionnels requis pour 2006-2007 et la stratégie proposée ;
- les risques découlant du choix des sources d'approvisionnement ; et,
- les critères de sélection des offres.

Le 20 novembre 2001, en réponse aux lettres du RNCREQ et de ACÉÉ/S.É./Groupe STOP, la Régie rappelait aux intéressés que la première phase du dossier consistait en une «*étude partielle et sommaire (prima facie) des éléments du Plan se rapportant au lancement d'un premier appel d'offres à compter du 15 janvier 2002*» <sup>3</sup>.

La première phase de ce dossier est donc limitée à l'étude des seuls éléments reliés à l'appel d'offres de janvier 2002, pour des besoins en électricité pour 2006-2007. Tous les autres éléments abordés dans le Plan seront analysés en détail dans le cadre de la seconde phase.

Enfin, il importe de préciser que le traitement de ce dossier, en deux phases distinctes, était à la fois inévitable et indispensable. En effet, les éléments suivants, lesquels seront plus amplement analysés ci-après, justifient la démarche empruntée par le Distributeur :

---

<sup>1</sup> Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, page 10.

<sup>2</sup> Décision procédurale, D-2001-254, R-3470-2001, 2 novembre 2001, page 2.

<sup>3</sup> Lettre du 20 novembre 2001 de la Régie de l'énergie aux intéressés, page 1.

- le nouveau contexte juridique qui encadre la préparation et l'approbation d'un plan d'approvisionnement (adoption de règlements et de décrets) ;
- les exigences légales relatives à l'approvisionnement des marchés québécois qui excède l'électricité patrimoniale (procédure d'appel d'offres) ;
- les besoins en électricité identifiés par le Distributeur pour 2006-2007.

**1.2 Le Distributeur devait déposer son Plan avant le 1<sup>er</sup> novembre 2001. Il ne pouvait cependant le faire avant l'adoption, par le gouvernement, du Décret concernant les caractéristiques des approvisionnements des marchés québécois en électricité patrimoniale.**

Par ses modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>4</sup>, en juin 2000, le législateur a prévu l'obligation, pour le Distributeur, de préparer et soumettre à l'approbation de la Régie «un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique»<sup>5</sup>.

L'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>6</sup> (la «Loi») et l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>7</sup>, prévoient un régime juridique particulier qui encadre la préparation et l'approbation d'un plan d'approvisionnement. En effet :

- le plan d'approvisionnement doit être préparé par le Distributeur suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de la Régie ;
- le plan d'approvisionnement doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement ;
- le plan d'approvisionnement doit tenir compte, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement ;
- pour l'approbation du plan d'approvisionnement, la Régie doit tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret ;
- les caractéristiques de l'électricité patrimoniale, pour un volume annuel de 165 térawattheures, doivent être fixées par décret du gouvernement.

<sup>4</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie*, (L.R.Q., c. ch. R-4.01).

<sup>5</sup> Article 23 de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, (2000, chapitre 22).

<sup>6</sup> *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-4.01), telle que modifiée par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, (2000, chapitre 22).

<sup>7</sup> *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., H-5), telle que modifiée par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, (2000, chapitre 22).

À ce jour, aucun bloc d'énergie pour une source particulière d'approvisionnement en électricité n'a été fixé par règlement du gouvernement dont le plan d'approvisionnement doit tenir compte. Également, le gouvernement n'a pas indiqué de préoccupations économiques, sociales et environnementales dont la Régie doit tenir compte pour l'approbation d'un plan d'approvisionnement.

Cependant, certaines parties ont suggéré par leurs questions que le Distributeur devait inclure, dans les critères de sélection des soumissions, un ou des critères de nature environnementale. Le Distributeur constate que le texte de l'article 72 de la Loi exige que le Plan tienne compte « *des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires.* »

Le Distributeur comprend que, vu l'exigence de l'article 74.1 (2<sup>o</sup>) qui veut que la procédure d'appel d'offres et d'octroi accorde un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, les risques dont doit tenir compte le Plan présenté par le Distributeur sont des risques de « nature privée », c'est-à-dire des risques qui ont une incidence sur les coûts de l'électricité que devront supporter les consommateurs.

Cependant, l'article 72 prévoit que le gouvernement peut indiquer par décret à la Régie des préoccupations économiques, sociales et environnementales dont cette dernière devra tenir compte, ce qu'il n'a pas fait à ce jour. Le fait, pour le gouvernement, d'indiquer de telles préoccupations — par exemple en matière d'environnement — justifierait de considérer, dans les risques retenus en vertu de l'article 72, des critères qui tiendraient spécifiquement compte de ces préoccupations. Ce n'est pas le cas pour le présent Plan.

À cet égard, certaines parties semblaient suggérer par leurs demandes de renseignements que la Régie pourrait, de son propre chef, lors de l'étude du Plan, tenir compte de préoccupations économiques, sociales et environnementales autres que celles que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

Même si l'article 5 de la Loi, que la Régie considère comme une « toile de fond » encadrant l'exercice de ses pouvoirs, lui demande de favoriser *"la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel, comme au plan collectif"*, le Distributeur soumet que les pouvoirs de la Régie sont essentiellement définis et délimités par les articles de sa loi constitutive.

D'ailleurs, la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*<sup>8</sup> (Loi 116) a spécifiquement modifié l'article 72. Alors que cet article ne mentionnait dans sa version antérieure que *"en tenant compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales"*, le texte modifié prévoit maintenant que *"la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret."* Ce texte ne laisse pas de doute sur

---

<sup>8</sup> 2000, chapitre 22.

l'intention du législateur quant aux préoccupations dont la Régie doit tenir compte pour l'exercice de la juridiction que lui confère cet article.

Le 9 août 2001, le gouvernement a approuvé le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le «Règlement»)<sup>9</sup>. Ce Règlement, en vigueur depuis le 30 août 2001, prévoit que le premier plan d'approvisionnement du Distributeur doit être soumis à la Régie au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2001<sup>10</sup>.

Enfin, le 24 octobre 2001, le gouvernement a adopté le *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le «Décret»)<sup>11</sup>. Ce Décret constitue une donnée fondamentale à la base de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

En effet, d'une part, selon la Loi, le Distributeur doit procéder par appel d'offres pour satisfaire les besoins qui excèdent l'électricité patrimoniale<sup>12</sup>. D'autre part, selon le Règlement, le Distributeur doit élaborer une stratégie d'approvisionnement, définir les produits qu'il entend acquérir et décrire les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants et les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois.

En somme, le Distributeur ne pouvait déposer son Plan sans d'abord connaître les caractéristiques de l'électricité patrimoniale fixées par le gouvernement, laquelle électricité représente la totalité des contrats d'approvisionnements existants.

**1.3 Le Plan, dans son ensemble, fera l'objet d'une analyse complète et détaillée dès que la Régie en aura fait connaître le calendrier. Le cas échéant, les ajustements apportés à l'une ou l'autre des composantes du Plan seront intégrés aux appels d'offres subséquents.**

Dans sa décision procédurale, la Régie précise, qu'après avoir rendu une décision partielle sur la première phase du dossier, elle entreprendra, dans un deuxième temps, «l'étude complète de la demande d'approvisionnement d'Hydro-Québec» et que «le processus utilisé et le calendrier seront communiqués ultérieurement»<sup>13</sup>.

Dans le même sens, le 20 novembre 2001, en réponse aux lettres du RNCREQ et de ACÉÉ/S.É./Groupe STOP, la Régie rappelait aux intéressés, qu'à la seconde étape du dossier, «tous les éléments traités sommairement lors de la phase 1 seront alors étudiés en profondeur»<sup>14</sup>.

<sup>9</sup> Décret 925-2001.

<sup>10</sup> Article 4.

<sup>11</sup> Décret 1277-2001.

<sup>12</sup> Article 74.1.

<sup>13</sup> Décision procédurale, D-2001-254, R-3470-2001, 2 novembre 2001, page 3.

<sup>14</sup> Lettre du 20 novembre 2001 de la Régie aux intéressés, page 1.

Par conséquent, les ajustements qui pourraient être apportés par la Régie à la suite de l'étude de la seconde phase du dossier seront nécessairement intégrés aux appels d'offres subséquents du Distributeur.

Quant à l'appel d'offres de janvier 2002, les quantités d'énergie et de puissance pourront être révisées et ce, jusqu'à l'octroi des contrats d'approvisionnement par le Distributeur, sur la base de l'évaluation de ses besoins.



## 2 LES OBLIGATIONS DU DISTRIBUTEUR

Le nouveau régime juridique instauré au Québec depuis la création de la Régie, à la fin de 1996, accorde à Hydro-Québec un droit exclusif de distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion de certains territoires desservis par des réseaux municipaux ou privés et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville (la «Coopérative»)<sup>15</sup>.

En contrepartie d'un tel droit, le législateur impose des obligations au Distributeur. Plus pertinentes en l'espèce, le Distributeur doit notamment respecter les obligations suivantes, lesquelles sont plus amplement analysées ci-après :

- le Distributeur doit desservir l'ensemble des consommateurs dans le territoire où s'exerce son droit exclusif de distribution ainsi que les réseaux municipaux ou privés et la Coopérative;
- le Distributeur doit procéder par appel d'offres et conclure des contrats d'approvisionnement pour combler les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale;
- le Distributeur doit accorder un traitement équitable et impartial à tous les fournisseurs qui participent à un appel d'offres;
- le Distributeur doit accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement;
- le Distributeur doit se conformer à un code d'éthique qui vise à accorder un traitement équitable et impartial à l'ensemble des fournisseurs, y compris Hydro-Québec Production.

### 2.1 Le Distributeur doit desservir l'ensemble des consommateurs dans le territoire où s'exerce son droit exclusif de distribution ainsi que les réseaux municipaux ou privés et la Coopérative.

En vertu de l'article 76 de la Loi, à l'instar des réseaux municipaux et de la Coopérative, le Distributeur doit «*distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce*» son droit exclusif de distribution.

Considérant que les réseaux municipaux et la Coopérative n'ont toujours pas soumis à la Régie un plan d'approvisionnement pour leurs propres consommateurs, tout porte à croire que le Distributeur continuera, comme par le passé, à desservir ces réseaux pendant la durée du présent Plan.

Pour satisfaire les besoins des marchés québécois, la Loi prévoit l'obligation pour le Distributeur de préparer et soumettre à l'approbation de la Régie un plan

---

<sup>15</sup> Article 62.

d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure<sup>16</sup>.

Selon le Règlement, le plan d'approvisionnement du Distributeur doit notamment contenir les renseignements suivants<sup>17</sup>.

- le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le Distributeur évolue;
- les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins dix ans (prévisions des besoins de son marché, les caractéristiques des contrats d'approvisionnement existants et additionnels) ;
- les objectifs visés par le Distributeur ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des trois prochaines années, concernant les approvisionnements additionnels requis et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure.

En d'autres termes, à partir de ses prévisions de la demande et de ses approvisionnements existants, le Distributeur doit élaborer une stratégie globale d'approvisionnement lui permettant de répondre aux besoins des consommateurs québécois aux cours des prochaines années.

Considérant les approvisionnements existants, il doit élaborer une stratégie qui lui accorde une certaine flexibilité afin de pouvoir répondre aux aléas climatiques ou à toute variabilité de la demande (à la baisse comme à la hausse).

Une telle stratégie d'approvisionnement, fondée sur la prudence et la flexibilité, donnera au Distributeur tous les moyens requis pour satisfaire adéquatement les besoins des consommateurs québécois.

## **2.2 Le Distributeur doit procéder par appel d'offres et conclure des contrats d'approvisionnement pour combler les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.**

Pour combler les besoins des consommateurs québécois, le Distributeur dispose d'abord d'un volume annuel de 165 térawattheures, garanti par Hydro-Québec, aux termes de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Cette disposition prévoit en effet que «*la Société doit [...] assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie*».

Au-delà de ce volume annuel de 165 térawattheures, le Distributeur doit procéder par appel d'offres et conclure des contrats d'approvisionnement<sup>18</sup> et ce, même si Hydro-Québec ou tout autre producteur au Québec prévoit de l'énergie disponible.

<sup>16</sup> Article 72.

<sup>17</sup> Article 1.

En d'autres termes, toute entente de gré à gré, entre le Distributeur et Hydro-Québec Production ou tout autre producteur, contreviendrait aux termes mêmes de la Loi.

Le Distributeur peut cependant être dispensé par la Régie de procéder à un tel appel d'offres dans les seuls cas suivants<sup>19</sup>.

- pour des contrats de court terme ; ou,
- en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

À l'exception de ces deux situations, à partir du moment où le volume annuel de 165 térawattheures est atteint, le Distributeur n'a d'autres choix que de procéder par appel d'offres et de conclure des contrats d'approvisionnement en électricité.

### **2.3 Le Distributeur doit accorder un traitement équitable et impartial à tous les fournisseurs qui participent à un appel d'offres. Il doit également accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.**

La Loi exige le traitement équitable et impartial de tous les fournisseurs participant à un appel d'offres. À cette fin, le Distributeur doit d'abord soumettre, à l'approbation de la Régie, une *Procédure d'appel d'offres et d'octroi*, laquelle doit notamment<sup>20</sup> :

- permettre, par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé ;
- accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

C'est en considérant ces exigences de la Loi que le Distributeur a préparé une *Procédure d'appel d'offres et d'octroi*, laquelle a été soumise à la Régie et approuvée par cette dernière, le 24 juillet 2001<sup>21</sup>.

### **2.4 Le Producteur doit se conformer à un Code d'éthique qui vise également à accorder un traitement équitable et impartial à l'ensemble des fournisseurs, y compris Hydro-Québec Production.**

Toujours dans le but de s'assurer que les fournisseurs participant à un appel d'offres reçoivent un traitement équitable et impartial, le Distributeur doit également soumettre, à l'approbation de la Régie, un *Code d'éthique* portant sur la gestion des appels d'offres<sup>22</sup>.

<sup>18</sup> Article 74.1.

<sup>19</sup> Article 74.1 *i.f.*

<sup>20</sup> Article 74.1 par. (1) et (2).

<sup>21</sup> Demande relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec, D-2001-191, R-3462-2001, 24 juillet 2001.

Le *Code d'éthique*, préparé par le Distributeur et approuvé par la Régie le 24 juillet 2001<sup>23</sup>, énonce des principes que le Distributeur doit respecter dans la conduite d'appels d'offres ainsi que dans ses activités courantes pour éviter de conférer un avantage à tout fournisseur, y compris à Hydro-Québec Production ou à une société affiliée à Hydro-Québec qui agit à titre de fournisseur d'électricité.

À cette fin, le *Code d'éthique* établit entre le Distributeur et Hydro-Québec Production ainsi qu'entre le Distributeur et toute société affiliée à Hydro-Québec, une séparation fonctionnelle des activités touchant l'approvisionnement en électricité

---

<sup>22</sup> Article 74.1 *al.* 1.

<sup>23</sup> Demande relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec, D-2001-191, R-3462-2001, 24 juillet 2001.

### 3 LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

#### 3.1 La prévision de la demande

Conformément aux exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>24</sup>, le Distributeur a présenté, au Plan, ses données sur la demande sur un horizon de dix ans. Ces données, servent de base à l'établissement des besoins en approvisionnement<sup>25</sup>. Ce document présente également « le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le [ Distributeur] évolue »<sup>26</sup>.

Le Distributeur a établi la demande prévue d'électricité en énergie (TWh) et en puissance (en MW). Il a également établi le profil horaire de la puissance<sup>27</sup>. Cette dernière information est essentielle pour définir adéquatement les besoins en approvisionnement qui excèdent l'électricité patrimoniale.

Comme le Plan doit porter sur la satisfaction des « besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique »<sup>28</sup>, le Distributeur a tenu compte d'une provision de 0,4 TWh/an « pour de nouvelles économies d'énergie pouvant être réalisées à l'horizon 2006 », en plus des économies tendanciennes et des économies déjà réalisées grâce aux programmes passés<sup>29</sup>.

Dans l'établissement des besoins, le Distributeur a également déterminé l'importance de deux aléas majeurs auxquels il doit parer : (1) l'incertitude sur la demande et (2) l'effet des conditions climatiques sur la consommation d'électricité<sup>30</sup>. Ces aléas sont considérables : en 2006, l'écart entre les extrêmes est de 16,9 TWh ; il est de 20,8 TWh en 2007. La stratégie d'approvisionnement du Distributeur tient compte de ces aléas et de leur importance<sup>31</sup>.

#### 3.2 La précision et le caractère raisonnable de la prévision de la demande

Dans la cause R-3401-98, le Distributeur a amplement expliqué la méthodologie rigoureuse, basée sur l'amélioration continue, qu'il suivait pour la prévision de la demande. Il a aussi démontré comment sa prévision faisait l'objet d'une évaluation systématique<sup>32</sup>. Il a également confirmé qu'il consultait régulièrement des prévisionnistes indépendants, dans le cadre normal de ses exercices de prévision. De même, les paramètres démographiques, économiques et énergétiques à la base de sa

<sup>24</sup> (2001) 133 G.O. II, 6038.

<sup>25</sup> HQD-2, document 1 ; HQD-4, document 7, R. 7.1 à 8.2.

<sup>26</sup> HQD-2, document 1, sections 1.1 à 1.4.

<sup>27</sup> HQD-2, document 1, p. 7, lignes 2-7 et section 2.4.

<sup>28</sup> Article 72 de la Loi.

<sup>29</sup> HQD-2, document 1, section 2.2 et annexe 1A.

<sup>30</sup> HQD-2, document 1, section 2.5 ; HQD-4, document 7, R. 7.3, 8.1, 8.2.

<sup>31</sup> HQD-2, document 3, p. 7 à 9 ; p. 11 à 23.

<sup>32</sup> HQT-4, document 2 (R-3401-98) ; HQD-4, document 3, R. 11.3 ; HQD-4, document 6, R. 2.3 d).

prévision sont systématiquement comparés aux données publiées par des organismes indépendants reconnus<sup>33</sup>. Enfin, la prévision de la demande est périodiquement mise à jour.

Le Distributeur a présenté en détail les paramètres du scénario moyen de la demande ainsi que ceux des scénarios d'encadrement fort et faible de la prévision de la demande<sup>34</sup>. Ces scénarios sont établis afin de tenir compte de la variabilité des différents paramètres qui sous-tendent la prévision ; les scénarios étudiés couvrent un large spectre de possibilités<sup>35</sup>. Le Distributeur a également déposé sa prévision, mise à jour pour tenir compte des récents événements (attentats du 11 septembre 2001, ralentissement économique). Le nouveau scénario conjoncturel de court terme ne remet pas en cause le positionnement structurel de long terme<sup>36</sup>.

Le Distributeur a aussi présenté des analyses de la performance de ses prévisions passées<sup>37</sup>. Ces analyses démontrent la vraisemblance des scénarios d'encadrement et illustrent le degré de précision de l'exercice de prévision.

Le Distributeur a également démontré la justesse de ses hypothèses démographiques, économiques et énergétiques, de même que le caractère raisonnable, voire conservateur, de sa prévision<sup>38</sup>, laquelle prend en compte les effets des changements climatiques sur la consommation d'électricité<sup>39</sup>. En outre, la demande prévue, selon le scénario moyen, ne comporte aucune provision pour de nouvelles alumineries. La demande prévue tient aussi pour acquis que la demande d'abrogation du tarif BT sera accueillie par la Régie telle que présentée. Tout autre scénario quant à ce tarif aurait pour conséquence d'augmenter ou de maintenir les besoins en approvisionnement du Distributeur. Le Distributeur souligne finalement que le taux de croissance prévu de la demande est sensiblement inférieur à ceux connus par le passé<sup>40</sup>.

Enfin, le Distributeur rappelle que « la prévision des ventes aux clients de grande puissance [...] est produite par client sur un horizon de trois ans [...] à partir de consultations auprès de chacun de ces clients ». Pour ce secteur, près de la moitié de la croissance prévue pour 2001-2011 (4,5 TWh sur 9,8) vient de projets déjà engagés ou annoncés par les clients<sup>41</sup>.

<sup>33</sup> HQD-4, document 6, R. 2.1 a), b).

<sup>34</sup> HQD-2, document 1, annexe 1B ; HQD-4, document 2, R. 2 à 36 ; HQD-4, document 7, R. 2.1 ;

<sup>35</sup> HQD-4, document 7, R. 1.3.

<sup>36</sup> HQD-4, document 1, R. 1.1, 1.2 ; HQD-4, document 3, R. 13.5.

<sup>37</sup> HQD-4, document 1, R. 5.3. ; HQT-4, document 2.5.1 (R-3401-98).

<sup>38</sup> HQD-4, document 6, R. 2.1 b).

<sup>39</sup> HQD-4, document 2, R. 28.

<sup>40</sup> HQD-2, document 1, p. 8 ; HQD-4, document 1, R. 5.1, 5.2.

<sup>41</sup> HQD-2, document 1, p. 8.

## 4 LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

### 4.1 Le contexte de la stratégie

La stratégie que le Distributeur a élaborée et mettra en œuvre doit, pour être conforme et praticable, obligatoirement tenir compte d'un certain nombre de facteurs :

- Au premier chef, la stratégie doit tenir compte des dispositions pertinentes de la Loi, en particulier l'obligation de desservir et celle de procéder par voie d'appels d'offres pour la satisfaction des besoins qui excèdent le volume de consommation patrimoniale. Les exigences à cet égard ont été amplement décrites à la section 2 du présent document.
- La stratégie doit également tenir compte des caractéristiques de l'électricité patrimoniale, telles que le gouvernement les a fixées<sup>42</sup>. En effet, toute la stratégie doit reposer sur le fait que les besoins à combler correspondent à l'écart entre la demande et le volume patrimonial. Ce volume patrimonial est de 165 TWh, mais ses caractéristiques comprennent aussi une courbe des puissances classées, un taux de perte annuel moyen, et « les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ». Ces caractéristiques ne peuvent être modifiées que par le gouvernement.
- Par ailleurs, le Distributeur assume tous les aléas sur la totalité de la demande : ceux découlant des effets des conditions climatiques et ceux résultant de la volatilité de l'évolution de la demande. Sa stratégie doit permettre de répondre aux besoins des marchés québécois malgré ces aléas, et dans un cadre de concurrence permettant d'obtenir le meilleur coût possible. Or, comme il est expliqué dans le Plan, le Distributeur ne dispose d'aucun moyen de stockage pour gérer les variations horaires et saisonnières de la demande<sup>43</sup>. Compte tenu de l'ampleur de ces aléas, cet élément de la stratégie pose un défi important<sup>44</sup>.
- Le Distributeur doit prendre en compte le délai d'acquisition de puissance et d'énergie, délai compris entre le lancement de l'appel d'offres et le début des livraisons d'électricité. Il évalue que ce délai typique est de 66 mois<sup>45</sup>. C'est ce délai qui détermine le moment où doit être lancé un appel d'offres pour s'assurer que les livraisons d'électricité commenceront à la date voulue. Dans le cas particulier des besoins de 2006-2007, cela oblige le Distributeur à lancer un appel d'offres dès janvier 2002, comme il est expliqué plus bas. Il est possible que certaines sources puissent présenter des délais de réalisation plus courts. Il faut cependant considérer deux choses. Premièrement, toutes les sources de production doivent être raccordées au réseau d'Hydro-Québec. Or, dans certains

<sup>42</sup> *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*, (2001) 133 G.O. II, 7705 ; HQD-2, document 2, annexe 2A.

<sup>43</sup> HQD-1, document 2, p. 13 ;

<sup>44</sup> HQD-2, document 3.

<sup>45</sup> HQD-2, document 3, annexe 3B ; HQD-4, document 7, R. 32.1, 32.2, 32.2.1, 32.3.

cas, les délais de raccordement peuvent être plus longs que ceux pour la mise en service de la source ; tout gain réalisé à ce chapitre se trouve donc annulé. Deuxièmement, certaines sources, telles les éoliennes, doivent être jumelées à d'autres pour répondre aux besoins du Distributeur<sup>46</sup> ; le délai déterminant sera donc de toute façon celui de la source qui demande le plus de temps pour sa mise en service.

- Pour susciter de la nouvelle production au Québec, dans un cadre de concurrence, le Distributeur doit attribuer des contrats de long terme, soit de 15 à 20 ans. De tels contrats permettent aux promoteurs de se financer facilement. Des contrats plus courts restreindraient considérablement le nombre de soumissionnaires potentiels. Le Distributeur a également découpé ses besoins de façon à susciter la plus grande participation possible, tout en les comblant de façon efficace. Les produits de base et les produits modulables (cyclables ou non) sont courants en Amérique du Nord et plusieurs types de sources d'approvisionnement (hydraulique, cogénération, cycle combiné, etc.) peuvent satisfaire aux exigences. Diverses formules de prix sont admissibles, en particulier dans le cas du produit purement modulable, afin de permettre aux soumissionnaires de choisir celle qui correspond le mieux à leur profil de risque et à leurs possibilités<sup>47</sup>.
- Pour des raisons de sécurité des approvisionnements, le Distributeur doit cependant limiter son recours aux marchés de court terme, dans l'élaboration de sa stratégie. D'une part, une dépendance élevée aux marchés de court terme n'est pas souhaitable<sup>48</sup>. D'autre part, le volume d'électricité acheté sur les marchés de court terme que le Distributeur peut effectivement inclure dans son Plan est limité par des facteurs indépendants de sa volonté. Ceux-ci sont amplement décrits au Plan<sup>49</sup> : faible concurrence au Québec<sup>50</sup>, concurrence provenant essentiellement des marchés limitrophes, pour des quantités significatives ; capacité effective des interconnexions à l'importation (capacité physique, coïncidence entre les besoins du Distributeur et la disponibilité dans les marchés, recours aux interconnexions pour garantir l'électricité patrimoniale, impact, sur les prix, d'achats massifs, etc.). À cet égard, les évaluations que le Distributeur a faites de la capacité effective d'importation (20 TWh/an) et de la capacité utile d'importation (10 TWh/an)<sup>51</sup> sont réalistes et raisonnables.
- Plus la prévision de la demande porte sur un horizon lointain, plus cette prévision est imprécise<sup>52</sup>. Le Distributeur doit donc s'assurer que sa stratégie lui permet d'atteindre un équilibre entre les besoins prévisibles et les longs délais

<sup>46</sup> HQD-4, document 1, R. 32.4 ; HQD-4, document 2, R. 85 ; HQD-4, document 7, R. 27.1, 27.2, 27.3.

<sup>47</sup> HQD-4, document 1, R. 32.1.

<sup>48</sup> HQD-2, document 3, p. 17 ; HQD-4, document 7, R. 22.1, 25.2.

<sup>49</sup> HQD-2, document 3, p. 12, p. 16 ; annexe 3C

<sup>50</sup> HQD-4, document 7, R. 22.3.1.

<sup>51</sup> HQD-2, document 3, p. 16 ; annexe 3C ; HQD-4, document 1, R. 17.1

<sup>52</sup> HQD-2, document 1, p. 24-25 ; annexe 1B.

d'acquisition. Le Plan doit donc offrir suffisamment de flexibilité pour que le Distributeur puisse s'adapter à tout changement de situation<sup>53</sup>.

- Le Distributeur doit prévoir un approvisionnement pour toutes les situations, dans un cadre concurrentiel. Il ne peut pas se mettre dans une situation où il n'y a plus de concurrence, donc aucun appel d'offres crédible.

## 4.2 Les économies d'énergie

Les besoins en électricité que le Distributeur a établis sont nettement supérieurs à toute réduction de la demande qui pourrait être réalisée par des programmes d'efficacité énergétique. En effet, il est illusoire de croire qu'il serait possible de réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 2,4 TWh/an dès 2006 et de 4,1 TWh/an dès 2007<sup>54</sup>, en sus des 400 GWh déjà pris en compte dans le Plan. Comme le Distributeur l'a souligné, les programmes des années 1990 ont permis de réaliser des économies d'énergie de 2,5 TWh/an après huit années d'effort et ont nécessité des investissements de plus de 300 M\$<sup>55</sup>.

Aucune démarche crédible, même « musclée », ne permettrait de réduire la demande de base d'une quantité équivalente à la croissance des besoins (kWh pour kWh). De même, aucune démarche crédible, même « musclée », ne permettrait de parer aux aléas conjoncturels ou climatiques, lesquels sont considérables comme il est expliqué plus haut. Compter sur les économies d'énergie pour répondre à tous les besoins qui excèdent la demande actuelle serait téméraire, voire irresponsable, de la part du Distributeur<sup>56</sup>. Enfin, le Distributeur réaffirme que l'éventuelle participation des entreprises de services énergétiques (ESCO) relève de la discussion sur les moyens de réaliser des économies d'énergie, laquelle aura lieu dans le cadre de la démarche d'informations et d'échanges sur l'efficacité énergétique déjà amorcée par le Distributeur. Cette question ne relève donc pas de la présente discussion relative aux approvisionnements pour répondre aux besoins des marchés québécois<sup>57</sup>. Le Distributeur soutient qu'il serait totalement illogique de prévoir la participation d'entreprises de services énergétiques avant que ne soit approuvé le plan global en efficacité énergétique, comme le RNCREQ semble le souhaiter<sup>58</sup>.

La provision de 400 GWh/an incluse au Plan<sup>59</sup> est raisonnable et réaliste. Il faut noter que la provision s'appuie sur la vaste expérience d'Hydro-Québec en la matière et est comparable aux économies annoncées par la Société en commandite Gaz métropolitain (SCGM). Elle tient également compte que le marché réalise déjà des économies

<sup>53</sup> HQD-2, document 3, p. 11.

<sup>54</sup> HQD-2, document 3, tableau 1.1, p. 2 ; HQD-4, document 3, R. 18.6.

<sup>55</sup> HQD-2, document 1, annexe 1A, p. 9.

<sup>56</sup> HQD-4, document 3, R. 18.6.

<sup>57</sup> HQD-1, document 2, p. 4 ; HQD-4, document 2, R. 89, 92 ; HQD-4, document 7, R. 39.1.

<sup>58</sup> Observations et argumentation du RNCREQ, p. 33-35.

<sup>59</sup> HQD-2, document 1, annexe 1A.

appréciables, même en l'absence de programmes<sup>60</sup>. Le RNCREQ souligne lui-même ce fait quand il affirme qu'il lui apparaît primordial « de laisser le marché [...] indiquer et mettre en marché le potentiel existant<sup>61</sup>. » En outre, le Distributeur a déposé une grande quantité d'informations relatives au potentiel d'économies d'énergie : hypothèses, méthodologie, coûts évités de court et de long terme par clientèle, par usage et par fonction, etc.<sup>62</sup> Il entend revoir ce potentiel à la lumière des résultats du premier appel d'offres, notamment en termes de structure et de niveau des coûts.

La provision est prudente, eu égard aux conséquences qu'une surestimation aurait sur la sécurité des approvisionnements. En effet, il est préférable de réaliser plus d'économies et d'ajuster les approvisionnements en conséquence, que d'en réaliser moins que prévu et de devoir faire appel aux marchés de court terme pour combler le besoin imprévu, surtout si une telle situation se produit alors que le Distributeur doit pallier des aléas importants.

De concert avec l'Agence de l'efficacité énergétique, le Distributeur est en voie de finaliser l'évaluation du potentiel. Une démarche structurée est en cours avec les intervenants intéressés. Cette démarche a débuté le 7 décembre 2001 par le dépôt auprès de la Régie d'une demande d'approbation pour la mise en place de mesures d'économies d'énergie<sup>63</sup>. Lorsque la Régie aura rendu une décision sur les programmes d'efficacité énergétique, des modifications à la provision pour économies d'énergie pourraient être nécessaires. Le Distributeur proposera alors la façon la plus efficace d'intégrer ces modifications au Plan ; le Distributeur pourra avoir recours à tous les moyens énoncés spécifiquement au Plan<sup>64</sup>.

### **4.3 L'établissement des approvisionnements requis**

Les approvisionnements requis doivent répondre aux besoins qui excèdent le volume d'électricité patrimoniale, dont les caractéristiques ont été fixées par le gouvernement. Ces approvisionnements sont établis en puissance et en énergie, à partir du scénario moyen de la demande, à conditions climatiques normales<sup>65</sup>. En énergie, les approvisionnements sont établis par différence entre les besoins totaux, y compris les pertes, et le volume d'électricité patrimoniale<sup>66</sup>. Les besoins en puissance sont tout simplement établis par différence entre, d'une part, le profil horaire des besoins en puissance et, d'autre part, la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale<sup>67</sup>. Les approvisionnements doivent aussi être établis en tenant compte des aléas que le Distributeur doit assumer.

<sup>60</sup> HQD-2, document 1, p. 16.

<sup>61</sup> Observations et argumentation du RNCREQ, p. 33.

<sup>62</sup> HQD-4, document 1, R. 6.1.

<sup>63</sup> Dossier R-3473-2001.

<sup>64</sup> HQD-2, document 1, page 17.

<sup>65</sup> HQD-2, document 3, tableau 1.1, p. 2.

<sup>66</sup> HQD-2, document 3, p. 1-2

<sup>67</sup> HQD-2, document 3, p. 2-7 ; HQD-4, document 1, R. 12.1.

#### 4.3.1 Les approvisionnements pour 2005

Selon ce scénario moyen, des approvisionnements sont requis dès 2005, année où le Distributeur prévoit que le volume de consommation annuelle des marchés québécois (sauf les exclusions prévues à l'article 52.2 de la Loi) atteindra 165 TWh. Pour 2005, les délais sont tels que seuls des approvisionnements de court terme pourront répondre aux besoins de 500 GWh et de 210 MW<sup>68</sup>. En effet, comme le démontre le graphique 1.2<sup>69</sup>, les besoins de 2005 apparaissent dès le début de l'année, soit environ 36 mois après janvier 2002. Même en lançant un appel d'offres dès cette date, ce délai est nettement inférieur au délai typique d'acquisition de puissance et d'énergie, estimé à 66 mois<sup>70</sup>.

Les appels d'offres pour ces contrats de court terme seront lancés en 2004<sup>71</sup>. Les approvisionnements de 2005 ne font donc pas partie de la présente phase.

#### 4.3.2 Les approvisionnements pour 2006 et 2007

Il est capital que les besoins, à compter de 2006-2007, soient satisfaits par des contrats de long terme. C'est pour cela que le Distributeur propose que l'appel d'offres pour les besoins de 2007 soit étendu pour couvrir les besoins de 2006<sup>72</sup>, même si les délais sont courts. Les faits et arguments qui supportent cette stratégie sont les suivants :

- Les besoins de 2006 et de 2007 sont trop importants pour que le Distributeur se fie aux marchés de court terme pour les combler. En effet, selon les aléas, le Distributeur pourrait se trouver dans l'obligation d'acheter jusqu'à 16,9 TWh sur les marchés de court terme, pour 2006, et jusqu'à 20,8 TWh pour 2007<sup>73</sup>. Il s'agirait d'une situation incompatible avec la sécurité des approvisionnements en électricité des marchés québécois. Le Distributeur ne peut pas accepter de se retrouver dans une telle situation.
- Le Distributeur doit donc lancer un appel d'offres pour des contrats de long terme, produits de base et produits modulables, pour des livraisons commençant en 2006 et en 2007<sup>74</sup>. Compte tenu des délais, le Distributeur doit absolument lancer cet appel d'offres dès janvier 2002. Le Distributeur note que ceux qui sont d'abord préoccupés par la sécurité des approvisionnements énergétiques du Québec, à savoir les consommateurs d'électricité, représentés par la FCEI<sup>75</sup>, par Option Consommateurs ainsi que par l'AQCIE et l'AIFQ, ne s'y opposent pas ou même « ne peuvent qu'appuyer la demande formulée par le Distributeur<sup>76</sup>. »

<sup>68</sup> HQD-1, document 1, p. 2 ; HQD-2, document 3, p. 35-36 ;

<sup>69</sup> HQD-2, document 3, p. 5.

<sup>70</sup> HQD-2, document 3, annexe 3B.

<sup>71</sup> HQD-2, document 3, p. 36.

<sup>72</sup> HQD-2, document 3, p. 18.

<sup>73</sup> HQD-2, document 3, tableau 1.3, p. 8 ; p. 17.

<sup>74</sup> HQD-2, document 3, tableau 3.1, p. 28 ; HQD-4, document 7, R. 24.1.

<sup>75</sup> La FCEI ne s'oppose pas au lancement pour 600 MW.

<sup>76</sup> Commentaires de l'AQCIE et l'AIFQ, p. 4.

- Le Distributeur doit aussi se doter d'une marge de manœuvre de 400 MW, également de sources sises au Québec, afin de pouvoir répondre à des scénarios de demande plus élevée, en conjonction avec des produits de court terme, de façon à réduire la dépendance à ces derniers<sup>77</sup>. Il n'existe aucune solution de rechange réaliste et les conséquences de l'absence de cette marge de manœuvre sont une plus grande dépendance aux marchés de court terme et une sécurité d'approvisionnement réduite.
- Par ailleurs, les approvisionnements devront provenir de sources de production sises au Québec ou qui peuvent être raccordées au réseau d'Hydro-Québec sans utiliser les interconnexions énumérées à HQD-2, document 3, annexe 3C (la problématique des interconnexions a été expliquée en détail)<sup>78</sup>. En effet, acheter de l'électricité à long terme sur les marchés limitrophes entraîne l'utilisation des interconnexions à l'importation. Le Distributeur devrait par conséquent limiter davantage les quantités qu'il compte trouver sur le marché de court terme, en cas de demande plus forte. Il devrait alors, pour contrer cette réduction de capacité d'achat de court terme, augmenter de façon significative la marge de manœuvre de 400 MW, décrite ci-dessus.
- Tout retard dans le lancement de l'appel d'offres aurait également des conséquences néfastes. Premièrement, à cause du délai plus court entre le lancement de l'appel d'offres et le début des livraisons, une concurrence réduite, tant pour le nombre de fournisseurs que pour la variété des sources<sup>79</sup>. Deuxièmement, un délai plus court accroîtrait le risque que les fournisseurs ne puissent respecter la date, qu'ils doivent garantir, de début des livraisons d'électricité. Troisièmement, une dépendance accrue aux marchés de court terme, avec les risques que cela suppose, comme il est expliqué plus haut<sup>80</sup>. Tous ces facteurs entraîneraient vraisemblablement une hausse des prix des approvisionnements du Distributeur<sup>81</sup>.
- Comme le Distributeur l'a abondamment expliqué, des moyens de gestion de la pointe, tels les contrats de puissance interruptible, ne peuvent pas répondre aux besoins identifiés. En effet, comme le démontre le graphique 1.2<sup>82</sup>, de 2006 à 2010, les besoins en puissance sont quasi constants tout au long de l'année.

<sup>77</sup> HQD-4, document 1, R. 21.1, 24.2 ; HQD-4, document 2, R. 103 ; HQD-4, document 3, R.24.2, 28.1 à 28.3 ; HQD-4, document 4, R. 5.1, 5.2 ; HQD-4, document 6, R. 4.12, 4.14 ; HQD-4, document 7, R. 19.2.

<sup>78</sup> HQD-2, document 3, p. 16 ; annexe 3C ; HQD-4, document 1, R. 17.1, 18.1, 18.3, 24.1, 24.2 ; HQD-4, document 2, R. 103, 109

<sup>79</sup> HQD-4, document 3, R. 1.1.

<sup>80</sup> HQD-1, document 1, p. 3 ; HQD-2, document 3, p. 17 ; HQD-4, document 3, R. 3.1 ; HQD-4, document 7, R. 25.2.

<sup>81</sup> HQD-4, document 3, R. 30.1.

<sup>82</sup> HQD-2, document 3, p. 5.

- Comme il s'agit du tout premier appel d'offres du Distributeur, il est primordial de connaître le plus rapidement possible la réaction du marché (nombre de soumissionnaires, puissance et énergie offertes, prix demandés) afin de pouvoir, au besoin, revoir la stratégie des prochains appels d'offres<sup>83</sup>.
- Il y a aussi un intérêt important à connaître le plus rapidement possible les prix des approvisionnements afin d'être en mesure d'établir avec certitude le coût évité du Distributeur et, partant, de déterminer de façon plus précise le potentiel réel d'économies d'énergie. Ce prix des approvisionnements permettra aussi de faire des choix économiques plus justes, entre autres lors de l'étude de certains programmes commerciaux ou de certains tarifs.

#### **4.4 La flexibilité**

La stratégie du Distributeur repose sur la flexibilité<sup>84</sup> :

- Flexibilité par le choix des produits : le Distributeur acquerra des produits variés (base, modulable, cyclable) qui lui procureront toute la flexibilité nécessaire pour faire face, à tout moment, à la demande, au meilleur coût possible. Cette flexibilité sera considérée dans le choix que fera le Distributeur des offres reçues<sup>85</sup>.
- Flexibilité dans les quantités contractées : le Distributeur se réserve le droit, à l'appel d'offres, de modifier, avant l'attribution des contrats, les quantités d'électricité qu'il achètera, en fonction de l'évolution de la demande<sup>86</sup>.
- Flexibilité dans la date de début des livraisons : le Distributeur prévoira, à l'appel d'offres, la possibilité qu'il puisse reporter la date de début des livraisons d'électricité, conformément aux dispositions du contrat<sup>87</sup>.
- Flexibilité dans l'évolution des produits : en fonction de l'évolution de la demande, au fil des ans, le Distributeur pourrait transformer certains contrats de produits modulables en contrats de produits de base<sup>88</sup>.
- Flexibilité pour faire face aux aléas : le Distributeur se dote d'une marge de manœuvre de 400 MW, afin de pouvoir répondre à des scénarios de demande plus élevée, en conjonction avec des produits de court terme.

<sup>83</sup> HQD-4, document 3, R. 1.2 ; HQD-4, document 6, R. 1.3.

<sup>84</sup> HQD-2, document 3, p. 25-36 ; HQD-4, document 3, R. 15.1

<sup>85</sup> HQD-2, document 3, p. 25-26 ; HQD-2, document 4, p. 14 ; HQD-4, document 1, R. 32.1.

<sup>86</sup> HQD-2, document 3, p. 22 ; HQD-4, document 1, R. 32.2 ; HQD-4, document 2, R. 76 ; HQD-4, document 7, R. 27.8.3.

<sup>87</sup> HQD-2, document 3, p. 22 ; HQD-4, document 1, R. 37.1.

<sup>88</sup> HQD-2, document 3, p. 20.

- Enfin, le processus de révision périodique de la prévision de la demande permet de réévaluer au besoin les quantités demandées, à chacun des appels d'offres.

## 5 L'APPEL D'OFFRES ET LES CONTRATS

L'appel d'offres pour les besoins de 2006-2007 constitue le premier appel d'offres du Distributeur. Personne ne peut prédire avec certitude l'intérêt qu'il suscitera auprès des différents acteurs du domaine de l'énergie<sup>89</sup>. Ce qu'il est possible d'affirmer, cependant, c'est que l'intérêt et le taux de réponses positives ne seront élevés que si le contenu de l'appel d'offres, les produits recherchés, le partage des risques contractuels, ainsi que les critères et le mode de sélection des offres sont conformes aux pratiques généralement reconnues dans l'industrie.

En plus d'accorder un « traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres », le Distributeur doit, en vertu des dispositions de la Loi<sup>90</sup>, « accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement ». Il s'agit là d'un élément déterminant, que le Distributeur doit respecter, dans le choix et l'application des critères de sélection des offres reçues.

Le Distributeur a fixé, conformément à la Procédure d'appel d'offres, les critères s'appliquant à la deuxième étape du processus de sélection : le coût de l'électricité et quatre critères non monétaires. Les critères non monétaires découlent directement de l'analyse de risques présentée au Plan, en conformité avec les dispositions de l'article 72 de la Loi : solidité financière et expérience des soumissionnaires ; faisabilité et flexibilité. Ces facteurs, pris globalement, ont pour effet la prise en compte de risques n'ayant pas un impact monétaire direct, et qui doivent être assumés par le Distributeur et, en fin de compte, par les consommateurs d'électricité. Le Plan indique les éléments-clés qui serviront à l'évaluation des offres, pour chacun des quatre critères non monétaires. L'appel d'offres précisera aux soumissionnaires, les éléments, leur importance relative et les informations qu'ils doivent fournir. Dans tous les cas, les critères sont conformes aux exigences de la Loi quant au « traitement équitable et impartial des fournisseurs » et au « traitement égal à toutes les sources ».

Le Distributeur a l'obligation d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement. En outre, le gouvernement n'a pas indiqué par décret à la Régie de préoccupations économiques, sociales et environnementales dont cette dernière devra tenir compte. Par conséquent, les seuls critères que le Distributeur doit considérer sont ceux qui portent sur des risques de « nature privée », c'est-à-dire des risques qui ont une incidence sur les coûts de l'électricité que devront supporter les consommateurs. Par ailleurs, il n'existe pas d'ensemble de critères environnementaux éprouvés, validés, appliqués ou applicables. Enfin, il faut se garder de faire en sorte que les critères soient redondants par rapport aux dispositions légales applicables en matière d'environnement.

Quant à la norme ISO 14 001, il convient de souligner deux éléments importants. En premier lieu, l'enregistrement ne concerne que la vice-présidence Réseaux de la

<sup>89</sup> HQD-4, document 3, R. 1.2, 1.3 ; HQD-4, document 6, R. 1.3, 1.5.

<sup>90</sup> Article 74.1.

division Hydro-Québec Distribution<sup>91</sup>. En second lieu, il s'agit d'une norme relative à un système de gestion environnementale. Il ne s'agit ni d'une loi ou d'un règlement relatif à la qualité de l'environnement, ni d'une norme technique relative à des émissions de polluants ou de gaz à effet de serre. Ainsi, la vice-présidence — Exploitation des équipements de production, de la division Hydro-Québec Production, exploite la centrale de Tracy (centrale thermique au mazout) et la centrale de Gentilly-2 (centrale nucléaire) et détient un enregistrement ISO 14 001 ; NS Power (en Nouvelle-Écosse), OPG (en Ontario) et TransAlta (en Alberta) sont des exemples d'entreprises qui exploitent des centrales thermiques au charbon et qui détiennent un enregistrement ISO 14 001<sup>92</sup>.

Le Distributeur s'assure de minimiser les risques qu'il assume, afin de protéger adéquatement les consommateurs québécois d'électricité. En premier lieu, en ne retenant que les offres basées sur des sources de production dont la technologie est mature, éprouvée, et présentées par des entreprises ayant démontré leur solidité financière. Ensuite, le Distributeur exige le dépôt de garanties pour assurer le respect des obligations contractuelles du fournisseur et impose des pénalités pour l'inexécution de celles-ci<sup>93</sup>.

Les offres qui obtiendront les meilleurs pointages pour chacun des produits accèdent à la troisième étape du processus de sélection, où seule intervient l'évaluation monétaire : les meilleures offres identifiées à l'étape 2 sont combinées pour évaluer la performance de différents portefeuilles, selon plusieurs scénarios d'évolution de la demande, de façon à déterminer la valeur de la flexibilité. Conformément aux dispositions de la Loi à cet égard, le Distributeur attribuera ses contrats « sur la base du prix le plus bas [...] en tenant compte du coût de transport applicable ». Le Distributeur note qu'aucun intéressé n'a formulé de commentaires sur l'aspect de sa proposition relatif à l'établissement du coût de transport applicable aux approvisionnements.

Par ailleurs, comme le Distributeur l'a souligné, assurer l'approvisionnement électrique des québécois, au meilleur coût, est une composante fondamentale du développement durable<sup>94</sup>.

Les contrats d'approvisionnement seront soumis à l'approbation de la Régie conformément aux dispositions de la Loi.

---

<sup>91</sup> HQD-4, document 2, R. 122.

<sup>92</sup> Voir : hydroquebec.com ; nspower.ca ; opg.com ; transalta.com.

<sup>93</sup> HQD-2, document 4.

<sup>94</sup> HQD-4, document 4, R.38.1.

## 6 RÉPLIQUES ADDITIONNELLES AUX OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS

### 6.1 Cadre légal et réglementaire

#### 6.1.1 ARC-FACEF-CERQ et RNCREQ

Ces parties remettent en question la juridiction de la Régie de procéder à l'étude de la phase I de la demande comme elle l'a établie par sa décision procédurale D-2001-254 du 2 novembre 2001. Elles invoquent de plus les règles relatives à l'injonction interlocutoire pour prétendre que la Régie doit rejeter la demande du Distributeur quant au lancement d'un premier appel d'offres en janvier 2002.

Compte tenu de ces arguments, il semble nécessaire de préciser à nouveau la démarche du Distributeur dans le présent dossier.

La présente demande soumise dans le cadre de l'article 72 de la Loi vise l'approbation du plan d'approvisionnement du Distributeur déposé à la Régie.

Dans ce plan, le Distributeur fait état des prévisions de la demande, des approvisionnements existants et des approvisionnements requis à l'horizon du Plan (2002-2011).

Il expose à la Régie les prévisions et les besoins qu'il estime bien fondés et qu'il croit prudent et adéquat d'alimenter par les moyens indiqués au Plan. Le Distributeur ne s'excepte pas de la procédure d'appel d'offres ni d'aucune disposition de l'article 74.1, et c'est précisément pour satisfaire à l'une des exigences de cet article, soit *"un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement"* qu'un appel d'offres devrait être lancé dès janvier 2002 puisque *"cette date laisse un délai suffisant pour permettre le dépôt d'offres visant les livraisons débutant en 2007."*<sup>95</sup>

L'article 72 n'impose à la Régie aucune façon spécifique de mener l'étude du plan d'approvisionnement du Distributeur. Elle est maîtresse de sa procédure et n'est pas tenue de procéder par audition publique en vertu de l'article 25 de la Loi. Dès lors, l'étude du Plan en deux phases comme le prévoit la décision procédurale précitée est tout à fait conforme à l'exercice par la Régie de la juridiction que lui accorde sa loi constitutive.

En permettant le lancement de ce premier appel d'offres sur la base du Plan tel que présenté, la Régie ne préjuge pas du débat qui doit avoir lieu lors de la phase II du dossier, elle décide partiellement du Plan pour cet appel d'offres seulement.

Pour tous les autres appels d'offres au cours des années, les principes seront débattus dans le Plan et, dans tous les autres plans présentés chaque 3 ans amenant vraisemblablement une évolution constante et nécessaire de tous les principes et critères qui ne sauraient être figés dans le temps, compte tenu de l'évolution même des besoins et des marchés.

---

<sup>95</sup>. HQD-2, Document 3, p. 18

Le Distributeur n'invoque pas non plus l'article 34 et ne demande pas une ordonnance de sauvegarde.

Comme le Distributeur en fait état dans son argumentation, tant l'adoption du « Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement » que celle du « Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale » ont nécessairement modulé la date du dépôt de la présente demande du Distributeur. Des besoins en approvisionnement existent pour les années 2006-2007 et doivent être comblés conformément à ce que prévoient les dispositions de la Loi.

En permettant qu'ils le soient par un appel d'offres lancé en janvier 2002 comme le demande le Distributeur, la Régie exerce les fonctions de nature administrative que lui attribue la Loi et plus spécifiquement l'article 72.

C'est pourquoi il apparaît totalement inapproprié de considérer, comme le font certains intervenants, les principes de l'injonction interlocutoire qui ne s'appliquent pas à la présente instance.

La Régie exerce la juridiction que lui accorde l'article 72 et elle a discrétion pour en fixer les modalités d'exercice. Comme le reconnaît d'ailleurs le RNCREQ, elle n'est pas régie par le *Code de procédure civile* et a adopté son propre règlement traitant de la *Procédure de la Régie de l'énergie*. D'ailleurs, le professeur Yves Ouellette, dans son ouvrage *Les Tribunaux administratifs au Canada – Procédure et preuve*, indique bien que :

*À moins que la loi réfère expressément aux règles du droit judiciaire et, au Québec, au Code de procédure civile, ces règles ne constituent pas une source supplétive et obligatoire du droit<sup>96</sup>.*

Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur prie la Régie de ne pas tenir compte de toute l'argumentation tant de ARC-FACEF-CERQ que du RNCREQ visant à exiger, pour la décision portant sur le lancement de l'appel d'offres en janvier 2002, la considération d'éléments de preuve qui ne sont pas pertinents à la présente demande.

Cependant, même si on devait appliquer ces principes, ce que le Distributeur n'admet pas, la Régie devrait en venir à la conclusion qu'elle doit permettre le lancement de cet appel d'offres en janvier 2002.

Les critères cités par les parties concernées sont les suivants :

- 1) S'agit-il d'une question sérieuse ?

---

<sup>96</sup>. OUELLETTE, Yves, *Les Tribunaux administratifs au Canada – Procédure et preuve*, Les Éditions Thémis inc., 1997, p. 93

Il s'agit d'assurer aux consommateurs québécois des approvisionnements suffisants pour les années 2006-2007, ce qui est extrêmement sérieux et important et constitue pour le Distributeur une obligation découlant de l'article 76 de la Loi.

2) Y a-t-il risque d'un préjudice irréparable ?

Les représentants du Distributeur ont exposé que tout retard à lancer un appel d'offres pour 2006-2007 rend le Distributeur et par le fait même ses clients dépendants du marché de court terme, créant par là un risque quant à la disponibilité des approvisionnements et aux coûts encourus.

Les parties intéressées allèguent que le fait de lancer cet appel d'offres les prive du débat nécessaire sur le plan d'approvisionnement, ce qui est totalement inexact puisque la phase II de la présente demande vise « *l'étude complète de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement...* »<sup>97</sup> et que les principes et critères qui découleront de cette étude s'appliqueront à l'ensemble des approvisionnements subséquents que devra acquérir le Distributeur.

3) La balance (*sic*) des inconvénients.

Ainsi, le risque supporté par le Distributeur et ses clients quant à l'obtention d'approvisionnements suffisants pour 2006-2007 apparaît de loin l'emporter sur toute autre question soulevée par les parties intéressées pour justifier le rejet de la demande du Distributeur pour la phase I de ce dossier.

ARC-FACEF-CERQ tente d'utiliser les principes de l'arrêt Bell Canada c. CRTC qui porte essentiellement sur le caractère rétroactif des tarifs, ce qui ne s'applique pas à la présente instance dans la mesure où en permettant le lancement de cet appel d'offres, la Régie aura rendu une première décision conformément à l'article 72 de la Loi et qu'elle ne remettra pas cette décision en question lors de la phase II de ce dossier, sous réserve du droit que pourrait se garder le Distributeur d'ajuster les quantités recherchées pour tenir compte de l'évolution des prévisions de la demande.

Enfin, il est étonnant de constater que tant ARC-FACEF-CERQ, aux pages 35 et 36 de ses observations, que le RNCREQ à la page 26 de ses « observations et argumentation », suggèrent des solutions aux besoins d'approvisionnements du Distributeur qui semblent contourner totalement les dispositions et les exigences de la Loi et ignorer la nécessité de lancer des appels d'offres.

En effet, ARC-FACEF-CERQ émet la possibilité de démarrer la construction d'une unité de production utilisant une turbine à gaz. Qui serait le promoteur d'une telle construction ? Quel contrat permettrait au Distributeur d'acheter la production d'une telle unité et à la suite de quel processus le contrat serait-il conclu ? La Loi ne prévoit à date

---

<sup>97</sup>. Décision D-2001-254, p. 3.

qu'une seule façon pour le Distributeur d'acquérir des approvisionnements, soit le processus qui découle de l'article 74.1 et dont tient compte la présente demande du Distributeur.

De la même façon, le RNCREQ propose l'inclusion à l'intérieur de l'entente cadre que le Distributeur vise à conclure avec Hydro-Québec Production « *pour les volumes de dépassement et les contrats à court terme, une période de « couverture »... »*. Or, en quoi une telle proposition tient-elle compte d'une part du volume d'électricité patrimoniale fixé tant par la *Loi sur la Régie de l'énergie* à l'article 52.2 que par la *Loi sur Hydro-Québec* à l'article 22 et d'autre part, des dispositions de l'article 74.1 de la Loi ? De plus, le Distributeur réitère la réponse donnée à cet effet à la question 23.1 de la Régie (HQD-4, Document 1, p. 38).

### **6.1.2 L'AQCIE et l'AIFQ**

Le Distributeur se doit de commenter également la recommandation présentée par l'AQCIE et l'AIFQ suggérant que la Régie :

*« devrait ordonner au Distributeur d'entreprendre sans délai des négociations avec le Producteur aux fins d'avoir accès à la capacité d'entreposage inhérente aux grands barrages hydroélectriques du Québec... »*

*devrait adresser au gouvernement du Québec une recommandation formelle à l'effet de modifier le décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale aux fins de procurer au Distributeur l'accès à la capacité d'entreposage disponible auprès du Producteur. »*

Quant à la première partie de cette recommandation, le Distributeur rappelle à l'AQCIE et la l'AIFQ que la Régie, considérée comme un tribunal administratif, n'est dotée que d'une compétence d'attribution par opposition à une compétence de droit commun.<sup>98</sup> Ceci a comme conséquence qu'elle ne peut exercer que la juridiction que lui attribue de façon spécifique sa loi constitutive. Cette juridiction se retrouve à l'article 31 de la Loi et vise les tarifs et les conditions de fourniture de l'électricité et du transport, la surveillance des opérations afin de s'assurer que les consommateurs ont des approvisionnements suffisants et qui s'exerce notamment par l'approbation du plan d'approvisionnement prévue à l'article 72 et l'approbation des contrats d'approvisionnement prévue à l'article 74.2, l'examen des plaintes des consommateurs, et les autres pouvoirs que lui accorde spécifiquement sa loi constitutive comme, par exemple, l'autorisation des projets d'investissement prévue à l'article 73. En aucun cas, la Loi n'investit la Régie d'un pouvoir d'injonction réservé à la Cour supérieure.

---

<sup>98</sup>. OUELLETTE, Yves, *op. cit.*, p. 9

Ainsi, le Distributeur n'est aucunement tenu de négocier une telle entente, que ce soit en vertu de la Loi, de sa loi constitutive ou de tout autre texte législatif ou réglementaire et la Régie ne détient pas le pouvoir de lui enjoindre de le faire.

De plus, en vertu de l'article 1 de la Loi, cette dernière s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution d'électricité mais non à la production. Quelle serait alors l'autorité de la Régie d'ordonner au Producteur une telle négociation ?

Quant à la seconde recommandation, le Distributeur rappelle à l'AQCIE et à l'AIFQ que l'article 42 de la Loi prévoit que :

*« La Régie donne son avis au ministre sur toute question qu'il lui soumet en matière énergétique ou, de sa propre initiative, sur toute question qui relève de sa compétence. »*

Or, l'électricité patrimoniale est déterminée et définie à l'article 52.2 de la Loi et l'obligation d'Hydro-Québec de fournir ce volume se retrouve à l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*. Ce même article précise que c'est le gouvernement qui fixe les caractéristiques de l'approvisionnement en électricité patrimoniale.

Le coût de fourniture est également fixé par la Loi et ne pourrait qu'être diminué par le gouvernement en vertu de l'article 24.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

De plus, les articles 52.1 et 52.2 indiquent à la Régie comment elle doit tenir compte de ce coût de fourniture. Enfin, les seuls contrats d'approvisionnement soumis à la Régie sont ceux qui visent les besoins excédant l'électricité patrimoniale.

Ainsi, le Distributeur soumet que l'avis que suggèrent l'AQCIE et AIFQ ne relève pas de la compétence de la Régie et que cette dernière ne pourrait se prévaloir de l'article 42 précité pour traiter de l'électricité patrimoniale ou du décret en fixant les caractéristiques.

En conséquence, le Distributeur soumet que les recommandations présentées par ce regroupement sont irrecevables.

## **6.2 Prévision de la demande et efficacité énergétique**

Sur le fond, le RNCREQ conteste l'analyse présentée sur trois aspects :

- la prévision de la demande ne prend pas en compte les événements du 11 septembre 2001 ;
- les prévisions historiques d'Hydro-Québec indiquent une surestimation systématique ;
- le plan d'approvisionnement sous-estime l'apport de l'efficacité énergétique.

Chacune des prétentions du RNCREQ devrait être rejetée sur les bases suivantes :

- M. Dunsky ne possède aucune expertise en matière de prévisions économiques ou énergétiques. Il n'a aucune formation en la matière ; il n'a jamais publié ou témoigné sur des prévisions économiques ou énergétiques.
- Il est faux de prétendre que la prévision de la demande ne prend pas en compte les événements du 11 septembre 2001 ou la nouvelle prévision économique du gouvernement du Québec. À la demande de la Régie de l'énergie (HQD-4, document 1, R.1), le Distributeur a déposé une mise à jour de la prévision de la demande d'électricité d'août 2001 qui était à la base de son plan d'approvisionnement. Dans cette même réponse, il est clairement spécifié que «selon les premières analyses, ce nouveau scénario conjoncturel de court terme ne remet pas en cause le positionnement structurel de long terme». Cette distinction importante et commune aux modèles de prévision, entre les variables conjoncturelles et les variables structurelles, n'apparaît pas dans l'analyse. De plus, le Distributeur procède régulièrement à une révision de ses prévisions. Lors de la prochaine révision à long terme, soit en avril 2002, cet élément sera réévalué, de même que la pertinence d'ajuster la prévision à moyen terme à cause de ce facteur, le cas échéant.
- L'inexpérience de M. Dunsky en matière de modèle de prévision et les biais «systématiques» de son analyse ressortent également dans ses conclusions quant à la surestimation structurelle des prévisions d'Hydro-Québec. D'une part, le Distributeur conteste toute affirmation que ses modèles ou ses méthodologies de prévision conduisent à un biais systématique. La réalité, telle que décrite à HQD-4, document 1, R. 5.3 et à HQD-4, document 3, R.11.2, atteste du contraire. De plus, le Distributeur vise continuellement à améliorer la qualité et la justesse de ses prévisions et à éliminer tout biais systématique, comme en témoignent également HQD-4, document 6, R. 2.3 d) et HQD-4, document 3, R. 11.3. D'autre part, une partie de l'analyse repose sur une comparaison des prévisions d'Hydro-Québec avec les ventes réelles (publiées). Or comme la prévision s'appuie sur des hypothèses climatiques moyennes, toute comparaison de cette dernière avec des données réelles devrait d'abord s'assurer de corriger l'effet des conditions climatiques réelles, ce qui n'a pas été fait. De plus, l'analyse exclut la période de comparaison (avant 1990) soumises en preuve par le Distributeur et qui n'appuie pas la thèse selon laquelle il y a surestimation systématique. (Voir également, HQD-4, document 1, R. 5.3 et HQD-4, document 3, R.11.2).
- Le Distributeur compare systématiquement ses prévisions avec celles d'autres organismes ou experts, tel qu'en témoigne sa réponse à Option Consommateurs (HQD-4, document 6, R. 2.1). En particulier, alors que le Distributeur prévoit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 % de l'ensemble de ses ventes d'ici 2011, le ministère des Ressources naturelles du Québec annonce plutôt une croissance de la demande de 1,6 % alors que selon le professeur Jean-Thomas Bernard, de l'Université Laval, la prévision d'Hydro-Québec est trop basse.

- Quant aux conclusions sur le potentiel d'économies d'énergie réalisables à l'horizon 2005-2006, elles sont parfaitement irréalistes. Premièrement, M. Dunsky préfère utiliser des données périmées de 1994 plutôt que des données mises à jour, résultant d'une étude indépendante, effectuée de concert avec l'Agence de l'efficacité énergétique, et qui évalue à 6 TWh le potentiel total d'économies d'énergie au Québec. À cet égard, il est paradoxal que, sur cette question, le RNCREQ accorde une crédibilité plus grande aux études qu'Hydro-Québec a faites elle-même voilà près de dix ans, plutôt qu'aux données ayant fait l'objet d'une mise à jour récente, effectuée, de surcroît, par une firme indépendante, elle-même supervisée par un organisme gouvernemental. Il est également paradoxal que le RNCREQ semble, d'une part, exiger du Distributeur une mise à jour ininterrompue de la prévision de la demande mais, d'autre part, tenir pour immuables des données vieilles de presque dix ans. Deuxièmement, l'analyse n'est pas très cohérente, puisque l'on ne peut, d'une part, défendre le point de vue que la prévision de la demande est surestimée et que le volume patrimonial devrait être suffisant pour satisfaire les besoins québécois jusqu'au-delà 2010 et, d'autre part, en même temps, retenir l'hypothèse que les coûts évités par les mesures d'économies d'énergie devraient être très élevés.
- Plusieurs intéressés soulèvent un questionnement relatif à la réduction du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique. En ce qui concerne les observations du RNCREQ, Hydro-Québec confirme que la mise à jour du potentiel d'économies d'énergie reflète le fait « que le potentiel d'efficacité énergétique se renouvelle au gré du temps et des nouveaux développements technologiques », dans la mesure où cette affirmation est fondée, ce qui n'est pas nécessairement le cas. De plus, il faut noter que, dans certains domaines, la réglementation gouvernementale a modifié sensiblement les évaluations des effets tendanciels. Un exemple significatif est celui de la réglementation canadienne sur les moteurs à haut rendement, de 1997, qui a produit un transfert important d'économies d'énergie de la catégorie potentiel technico-économique à la catégorie effets tendanciels. Par ailleurs, ARC-FACEF-CERQ évoque très sommairement l'expérience de la firme Négawatts Production inc., à Laval. Cette expérience, tout comme les données précédentes, seront attentivement examinées dans le cadre des échanges avec les intervenants sur les programmes d'économies d'énergie. Toutefois, il est pertinent de souligner que cette expérience doit être évaluée dans son contexte, soit que les participants ne sont pas représentatifs de la population québécoise, ni en termes de profil énergétique, ni en termes de revenu annuel, que les participants assumaient eux-mêmes le coût d'acquisition et d'installation des mesures, ce qui n'est pas à la portée de tous, et que les gains unitaires attribués à ces mesures ne reflètent pas l'état de la connaissance dans ce domaine.
- Le scénario proposé présume également que la Régie acceptera de mettre de côté toute considération relative à la rentabilité des mesures d'économies d'énergie et qu'elle imposera à l'ensemble des consommateurs un fardeau

financier considérable. Cela, en supposant même qu'il soit possible de déployer des programmes qui généreraient en quelques années des économies d'énergie non seulement plus importantes et durables que ce qu'Hydro-Québec a réussi à réaliser dans le passé, mais également de façon plus rapide.

- En ce qui concerne la question des délais relatifs au déploiement des programmes d'économies d'énergie, une fois ces derniers approuvés par la Régie, il faut être très prudent car plusieurs étapes ou facteurs doivent être pris en considération avant de procéder à la commercialisation effective des programmes. D'après l'expérience d'Hydro-Québec en matière de commercialisation, des délais doivent être prévus pour analyser et intégrer la décision de la Régie dans le développement des interventions commerciales, pour atteindre le volume de clients desservis ou encore pour conclure des ententes avec les partenaires pressentis. Aussi, si l'avenue d'un appel d'offres était considérée — la meilleure sur le plan commercial, selon plusieurs intéressés —, la définition des modalités de cet appel d'offres exigera un travail important. Pour toutes ces raisons, un délai de 6 à 9 mois pour le déploiement des programmes d'économies d'énergie semble réaliste. Cependant, dès l'approbation par la Régie, un lancement médiatique pourrait être réalisé à l'intérieur de courts délais afin d'informer les clients et susciter leur intérêt.
- La provision inscrite au Plan est parfaitement comparable à la cible retenue par SCGM dans son plan global en efficacité énergétique — lequel a fait l'objet d'une décision de la Régie et d'un accord des intervenants — qui prévoit des économies d'énergie de l'ordre de 0,5% de ses ventes, ce qui donnerait un niveau de 750 GWh, en transposant cette cible aux ventes d'Hydro-Québec Distribution. Si on prend en considération, d'une part, qu'une partie de la cible de SCGM porte sur l'amélioration de l'efficacité de générateurs de chaleur pour le chauffage des locaux ou de l'eau chaude, générateurs déjà efficaces à 100% dans le secteur électrique et, d'autre part, qu'Hydro-Québec a déjà fait beaucoup en matière d'économies d'énergie, la provision de 400 GWh apparaît raisonnable. De plus, le Distributeur réitère que cette provision sera éventuellement remplacée par un objectif qui résultera des programmes que la Régie aura approuvés, en temps opportun.

## **6.3 Approvisionnements additionnels et stratégie proposée**

### **6.3.1 Généralités**

Pour être conforme aux exigences de la Loi, le Plan doit traiter de la question de la sécurité d'approvisionnement, dans le contexte découlant des modifications apportées à la Loi en juin 2000. Par conséquent, le Plan est fondé sur une démarche qui intègre des concepts nouveaux, telle l'obligation de procéder par appel d'offres, telle l'obligation de créer un cadre concurrentiel, telle l'obligation d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

Le Distributeur constate que les intervenants semblent éprouver des difficultés à bien saisir les enjeux de ce nouvel environnement. Des phrases aussi claires que «le Distributeur doit procéder par appel d'offres pour combler les besoins au-delà de l'électricité patrimoniale» ne semblent pas être comprises. Bien que le Plan et les réponses aux questions des intéressés donnent toutes les explications requises, le Distributeur croit qu'il est utile de revenir sur certains aspects qui semblent nécessiter des précisions additionnelles.

Par exemple, les intéressés qui soutiennent que le Distributeur doit établir sa stratégie d'approvisionnement en tenant compte des surplus prévus par Hydro-Québec Production (au d'autres producteurs) ou en misant sur la capacité de stockage des producteurs hydroélectriques québécois ne tiennent pas compte des obligations créées par la Loi.

En outre, ARC-FACEF-CERQ évoque une stratégie d'approvisionnement, pour répondre aux besoins de 2007, qui se résume à ceci : « on démarre, au plus tard en janvier 2003, la construction d'une centrale TAG à cycle combiné de 900 MW »<sup>99</sup>. Cette proposition omet de prendre en compte quelques éléments de base de l'élaboration d'une stratégie :

- conformément aux dispositions de la Loi, sauf pour les réseaux autonomes, le Distributeur n'a pas d'équipements de production et n'en aura pas, car ses besoins doivent être comblés par appel d'offres ;
- la Procédure d'appel d'offres doit accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement ; toutes les stratégies fondées sur une filière, quelle qu'elle soit (thermique, hydraulique, éolienne, hydraulique avec réservoir, etc.), ne sont pas conformes à la Loi.

Selon l'échéancier que le Distributeur a soumis, pour qu'un projet soit démarré en janvier 2003, un appel d'offres doit être lancé dès janvier 2002. Partant du principe que ARC-FACEF-CERQ ne désire pas contrevenir à la Loi, le Distributeur doit-il conclure que le regroupement soutient sa proposition visant le lancement de l'appel d'offres en janvier 2002 ?

Le Distributeur note que ARC-FACEF-CERQ aurait aimé connaître les prix payés ailleurs pour des produits similaires. Le Distributeur a déjà répondu que les pratiques nord-américaines en matière de divulgation de prix de contrat rendent cette tâche difficile. Par ailleurs, les produits définis sont courants en Amérique du Nord et trois filières potentielles ont été identifiées.

### **6.3.2 Choix des produits**

L'approche par appel d'offres, pour être équitable, doit définir des produits qui correspondent à des besoins du Distributeur et qui peuvent être livrés à partir de

<sup>99</sup> Observations écrites du regroupement ARC-FACEF-CERQ, p. 36.

diverses filières. Inutile alors de chercher un nom de filière dans la description du produit. Le Distributeur a cependant indiqué, dans ses réponses, trois filières capables de répondre aux 400 MW modulables. Les producteurs hydroélectriques qui possèdent des réservoirs peuvent s'en servir pour présenter une offre ; un projet de cogénération en milieu industriel peut être conçu de façon à produire, à coût économique, une plage modulable ; une centrale au gaz naturel à cycle combiné peut aussi offrir ce produit. De plus, dans le Plan, le Distributeur a discuté de la seule alternative au produit modulable qui serait d'acheter de la base qu'on en ait besoin ou pas.

La FCEI appuie la proposition d'un appel d'offres pour 600 MW mais exprime des réserves sur les 400 MW modulables, tout en reconnaissant le besoin. La FCEI se demande si d'autres options ne seraient pas moins coûteuses. Elle en évoque quelques-unes :

«Une de ces options serait l'entreposage des 400 MW dans les réservoirs d'un producteur hydraulique». (Page 17)

«Des ententes avec des entreprises, institutions ou autres qui pourraient faire fonctionner leurs génératrices de secours ...» (page 17)

Répetons que la solution proposée par le Distributeur permet justement à ceux qui disposent de réservoirs de les utiliser pour présenter une offre, mais qu'ils seraient en concurrence avec d'autres sources de production. La solution évoquée par FCEI mène à un cul-de-sac : un seul producteur dispose d'une capacité de stockage suffisante pour les quantités en cause ici. Ce même groupe déclare d'ailleurs à la page 23 de ses commentaires : «Dans un secteur que l'on dit ouvert à la concurrence, la présence d'un joueur de l'ampleur de Hydro-Québec Production ne permet pas d'espérer un marché très concurrentiel à court terme».

Quant au recours aux génératrices d'urgence, il ne peut s'agir là que d'une solution exceptionnelle de dernier recours, pour de courtes durées et en période de pointe seulement.

Il y a lieu de procéder immédiatement à la mise en appel d'offres des 400 MW modulables : dans six mois il n'y aura pas de nouvelles alternatives.

Par ailleurs, la FCEI s'inquiète des primes fixes à payer pour l'obtention de produits modulables. En réponse à la question 33.2 de la Régie<sup>100</sup>, le Distributeur a indiqué pourquoi un produit modulable serait moins coûteux et moins risqué que l'achat de quantités fermes, qui représente à son avis la seule alternative. Le Distributeur a proposé deux variantes qui devraient permettre de susciter une meilleure concurrence, en misant dans chaque cas sur des possibilités et des profils de risque différents.

---

<sup>100</sup> HQD-4, document 1.

Finalement, il ne saurait être question de simplement écarter les 400 MW modulables. Le Distributeur considère que les exigences minimales de fiabilité ne seraient même pas atteintes dans le scénario moyen, en contractant seulement 600 MW pour une demande prévue de 600 MW.

De son côté, le RNCREQ, par la voix de Monsieur Philippe Dunsky, fait état des « *weather derivatives* » :

« En effet, le marché financier pour la gestion des aléas climatiques affectant notamment l'industrie de l'électricité est en pleine évolution, et pourrait constituer une option sensiblement plus économique de prévenir des cas climatiques extrêmes<sup>101</sup>. »

Le marché des «*weather derivatives*» offre des solutions financières à des problématiques financières. Ces solutions n'ont rien à voir avec la sécurité physique des approvisionnements : on ne s'éclaire pas avec des «*weather derivatives*». C'est d'ailleurs pourquoi il faut faire peu de cas d'affirmations telles «dans la preuve, le Distributeur semble confondre transactions financières et physiques».

Enfin, deux groupes ont proposé des durées de contrats différentes de celles de 15 à 20 ans, au choix du soumissionnaire, proposées par le Distributeur.

Selon le GRAMME-UDD, les contrats devraient avoir une durée de cinq ans<sup>102</sup>. Selon le Distributeur, cette approche réduirait considérablement la concurrence. Tant qu'il n'y aura pas de bourse de l'énergie au Québec, il y aura très peu d'investisseurs prêts à se lancer dans la construction de centrales, sur la base d'un contrat de cinq ans seulement; Hydro-Québec Production serait une exception notable.

Selon l'AIEQ, des contrats de 25 ans s'imposeraient pour les projets renouvelables, pour ne pas exercer de discrimination contre les ressources renouvelables. Le Distributeur tient pour acquis que AIEQ ne vise pas les projets hydroélectriques de 50 MW et plus qui seraient développés par Hydro-Québec Production, mais d'autres projets hydroélectriques de 50 MW et moins et des projets d'éolienne.

Le Distributeur considère qu'il ne peut limiter aux seuls producteurs d'énergies renouvelables l'occasion de proposer des contrats de 25 ans. D'autre part, pour des contrats d'une durée de 25 ans, le Distributeur serait amené à exiger des garanties financières supplémentaires, pour couvrir des risques accrus pour les années 20 à 25 du contrat. Par ailleurs, l'argument de la stabilité à long terme du coût d'approvisionnement demeure spéculatif : on ne peut présumer des formules de prix qui seront soumises. Le Distributeur considère qu'un traitement égal des sources d'approvisionnement n'implique pas de prendre en compte chacune des particularités de

<sup>101</sup> Témoignage (*sic*) de Philippe U. Dunsky, p. 50.

<sup>102</sup> Observations de l'intervenant GRAME-UDD, p. 32.

chacune des sources potentielles d'approvisionnement, y compris les incitatifs fiscaux que les gouvernements peuvent établir pour encourager les sources renouvelables.

Par conséquent, le Distributeur n'entend pas modifier l'orientation générale de contrats d'une durée de 15 à 20 ans, au choix du soumissionnaire.

### **6.3.3 Marché de court terme et capacité des interconnexions**

Certains groupes voudraient ouvrir l'appel d'offres à la production sise à l'extérieur du Québec et utilisant la capacité d'importation disponible, pour assurer la sécurité de la charge locale. Le Distributeur maintient qu'accepter de telles offres aurait pour effet de réduire les quantités d'électricité qui pourraient être importées dans le cas de scénarios de la demande plus forte, alors que les délais pour procéder à un appel d'offres à long terme au Québec seraient trop courts. Choisir de telles offres ne pourrait que mener à l'augmentation de la marge de 400 MW modulables.

Par ailleurs, l'idée de permettre la participation à l'appel d'offres de sources sises à l'extérieur du Québec quitte à ne pas les retenir — tel que suggéré par Option Consommateurs<sup>103</sup> — n'est pas opportune. Préparer une offre exige des efforts et des dépenses considérables. Le Distributeur considère cette voie impraticable : il en va de la crédibilité du Distributeur et de celle de la Régie. Il est nettement préférable de prendre une orientation nette et d'indiquer que les sources sises à l'extérieur du Québec et utilisant les capacités d'interconnexion existantes ou déjà planifiées ne sont pas acceptées pour cet appel d'offres. Toutes les firmes peuvent par ailleurs développer de nouvelles sources au Québec.

Le RNCREQ, par la voix de Monsieur Philippe Dunsky affirme que la capacité d'importation sera utilisée à environ 50% par Hydro-Québec Production et donne une référence au Plan<sup>104</sup>. Il s'agit là d'une interprétation erronée : nulle part dans le Plan ou dans les réponses le Distributeur a-t-il fait pareille affirmation. De fait, après avoir indiqué que la capacité des interconnexions utile au Distributeur est d'environ 10 TWh, le Distributeur souligne qu'il n'en est pas le seul utilisateur et que des achats importants auraient un impact potentiel sur les prix. Dans sa réponse à la question 18.3 de la Régie<sup>105</sup>, le Distributeur a également indiqué qu'il a 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.

Aux pages 36-38, Monsieur Dunsky fait état de la concurrence virtuelle. Ce sont de belles possibilités qu'on peut envisager lorsque les conditions pour les réaliser sont présentes. Dans une planification qui doit se faire six ans à l'avance, ce genre de considérations n'est pas très intéressant car il suppose la réalisation simultanée de trop d'hypothèses pour qu'on puisse effectivement compter qu'elles se réaliseront toujours. Par ailleurs, l'appréciation que fait le Distributeur du marché de court terme au Québec

<sup>103</sup> Commentaires d'Option-Consommateurs, p. 5.

<sup>104</sup> Témoignage (*sic*) de Philippe U. Dunsky, p. 34 et 35.

<sup>105</sup> HQD-4, document 1.

n'est pas fondée sur le fait qu'Hydro-Québec pourrait exporter de l'électricité. Elle est fondée sur les deux éléments suivants :

- les surplus prévus par Hydro-Québec Production ne sont pas un élément déterminant pour décider de faire un appel d'offres ou non ;
- les présumés surplus des producteurs hydroélectriques québécois apparaissent fragiles lorsqu'on considère qu'ils ne représentent que quelques TWh en regard des aléas importants auxquels est sujette cette filière. Une prévision prudente doit prendre en compte le caractère aléatoire de ces surplus.

## **6.4 Risques et critères de sélection des offres**

### **6.4.1 Risques financiers et expérience des soumissionnaires**

#### **Cautionnements**

En réponse aux commentaires formulés par l'AQCIE et l'AIFQ à propos des cautionnements, le Distributeur précise qu'il acceptera les cautionnements aux conditions suivantes :

- le cautionnement offert respectera les exigences du libellé-type qui sera annexé à l'appel d'offres ;
- lorsque le cautionnement est émis par une institution financière, celle-ci doit être agréée par Hydro-Québec Distribution ;
- lorsqu'un cautionnement est émis par la compagnie-mère d'un soumissionnaire et qui est cotée par les agences de notation, la cote sera considérée aux termes de la grille annexée à l'appel d'offres.

#### **Expérience minimale**

L'AQCIE et l'AIFQ émettent des réserves sur l'expérience minimale des soumissionnaires. Il faut d'abord souligner que, contrairement à ce qui est indiqué à la page 9 de leurs commentaires, ce critère n'aura pas pour effet d'exclure du processus d'appel d'offres tous les fournisseurs autres que les producteurs du Québec qui sont déjà en existence. L'appel d'offres est ouvert à tout promoteur, qu'il soit déjà au Québec ou non. Par ailleurs, ce critère reflète la préoccupation du Distributeur de ne pas voir les consommateurs d'électricité supporter les risques et inconvénients associés à des projets proposés par des promoteurs inexpérimentés. Sans avoir l'intention de citer des exemples, on peut affirmer que ces situations ne sont pas inusitées. La stratégie de gérer ces situations par les garanties financières est loin d'être idéale car elle est plus longue : compte tenu des pratiques du marché, les garanties deviennent progressivement exigibles au fur et à mesure du déroulement du projet. Le Distributeur considère également qu'il serait risqué d'accorder un contrat de 500 MW à un promoteur

ayant de l'expérience dans des projets de 25 MW. Le Distributeur maintient qu'un tel critère est requis. Le Distributeur serait prêt à apporter certaines nuances au critère pour considérer en sus de l'expérience du soumissionnaire, celle de ses partenaires et du personnel-clé du projet. Il appartiendra donc à chaque soumissionnaire de choisir ses partenaires et son personnel de façon à satisfaire aux exigences du critère.

### **Critères non monétaires**

L'AQCIE et l'AIFQ considèrent que les critères non-monétaires ont trop d'importance par rapport au critère monétaire. Le Distributeur rappelle que les critères non-monétaires n'interviennent qu'à la seconde étape du processus de sélection, pour identifier les meilleures offres par catégorie, en prenant en considération un certain nombre de risques qui n'ont pas un impact monétaire direct. À la troisième étape, seule intervient l'évaluation monétaire : les meilleures offres identifiées à l'étape 2 sont combinées pour évaluer la performance de différents portefeuilles, selon plusieurs scénarios d'évolution de la demande, de façon à déterminer la valeur de la flexibilité. Il s'agit là de pratiques courantes du marché.

L'AQCIE et l'AIFQ, après avoir souligné le caractère restrictif des exigences, indiquent que les critères non monétaires laissent encore trop de place à la discrétion du Distributeur. Il y aura toujours une marge d'appréciation laissée au Distributeur car c'est lui qui doit réaliser l'appel d'offres. Il est normal qu'il en soit ainsi, car il est impossible d'édicter à l'avance toutes les règles qui pourraient être requises pour faire face à toutes les situations possibles. Le pouvoir de surveillance de la Régie vient encadrer cette marge d'appréciation : la Régie pourra porter jugement, lors de l'approbation des contrats, sur la discrétion exercée par le Distributeur ; le Distributeur devra alors justifier ses choix.

### **Formules de prix**

Les formules d'indexation se veulent le reflet de l'évolution du prix des intrants à la production d'électricité, que ces intrants soient principalement constitués de capitaux, comme c'est le cas en matière d'hydroélectricité ou d'énergie solaire, ou de combustibles dans le cas des centrales thermiques au gaz naturel. Refuser d'indexer les contrats à un indice visant, de manière spécifique, une source de production, constituerait une discrimination contre cette dernière. L'AIEQ allègue que l'acceptation d'indexer les prix d'électricité aux indices de gaz naturel induit un traitement discriminatoire aux dépens des sources d'approvisionnement renouvelables. Le Distributeur est plutôt d'avis qu'un refus d'indexer les prix de l'électricité à un indice spécifique ciblé sur une source de production constituerait une discrimination contre cette dernière.

Les consommateurs ne sont pas nécessairement mieux protégés par une absence complète d'influence des prix du gaz sur les prix de l'électricité. À cet égard, tel qu'il est établi au Plan, il est dans l'intérêt de tous de stabiliser la position concurrentielle du Distributeur.

Finalement, comme le suggère M. William Harper<sup>106</sup>, la diversité des sources d'approvisionnement, peut constituer un atout pour le Distributeur en matière de gestion de risque :

« Another concern is that the evaluation criteria do not give any weight to diversity of supply sources when evaluating a combination of supply alternatives. Such considerations are important if overall supply risks are to be minimized. »

La diversité de sources d'approvisionnement est transférée au Distributeur par la diversité des formules de prix. Ainsi, il y a tout à gagner à avoir des formules de prix dont l'évolution dépend d'une quantité d'indices diversifiée. Sur le réseau principal, le Distributeur ne possède aucun approvisionnement dont le coût est indexé selon le prix des combustibles. Il s'agirait d'une première pour le Distributeur. Par conséquent, la portion que représenterait les approvisionnements possiblement indexés selon un indice de prix des combustibles, parmi tous les coûts du Distributeur, serait somme toute minime.

#### **6.4.2 Risques relatifs à l'environnement**

L'AIEQ propose, à la page 13 de ses commentaires, que les risques associés à l'introduction de permis négociables ou de taxes sur le carbone soient assumés par les producteurs/promoteurs de projets thermiques. Elle propose aussi, à la page 15 de ses commentaires, d'attribuer une note à chaque soumission en fonction du pourcentage d'énergie renouvelable qu'elle contient ou, alternativement, que le pointage soit établi par le taux d'émissions (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>). Ces deux propositions apparaissent incompatibles dans la perspective d'un partage équitable des risques. Lorsque les producteurs assument les risques associés à l'introduction de permis négociables touchant les émissions atmosphériques, il n'y a pas de raison valable pour noter en plus les soumissions en fonction du taux d'émission. De fait, l'ensemble des deux propositions va à l'encontre du traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement prévu à la Loi.

Par ailleurs, exiger que d'éventuelles taxes sur le carbone soient assumées par les producteurs/promoteurs nous semble une approche pour le moins inusitée, voire impraticable. En effet, lorsque les autorités compétentes définissent une taxe, elles indiquent à quoi elle s'applique et qui doit l'acquitter. Les contrats en général comportent une clause standard selon laquelle chaque partie assumera les taxes qu'elle doit payer en vertu des lois applicables. Nous voyons mal comment la Régie pourrait aller à l'encontre des intentions des autorités compétentes.

La proposition du Distributeur demeure que les risques associés à l'introduction de permis négociables soient assumés par le soumissionnaire, comme dans le cas où les droits hydrauliques seraient augmentés ou lors de l'introduction de toute nouvelle législation environnementale. Les risques inhérents aux formules de prix doivent

<sup>106</sup> Comments Prepared by William Harper, page 35, lignes 19-21

demeurer sous la responsabilité du Distributeur et, en fin de compte, des consommateurs. Les autorités compétentes n'ont pas fait connaître leurs intentions de façon claire, à ce jour, bien que l'introduction de permis négociables soit considérée par plusieurs comme la solution la plus intéressante.

L'AIEQ propose que, dans le cas d'équipements à être construits, les sources d'approvisionnement provenant d'équipements de production qui recourent aux meilleures technologies disponibles soient favorisées. Tout d'abord, selon la proposition du Distributeur, il incombe au fournisseur d'obtenir les autorisations environnementales de les maintenir et de s'adapter à tout changement de normes. Ces risques doivent être assumés par les fournisseurs. L'idée de considérer la meilleure technologie disponible est un concept qui semble intéressant au premier abord, ou du moins tant qu'il n'est pas nécessaire de l'appliquer. On peut considérer un cas simple : les technologies de réduction des NO<sub>x</sub> qui peuvent offrir une meilleure performance que la norme canadienne. Ces technologies offrent des performances différentes en termes d'émissions de NO<sub>x</sub> mais également à d'autres égards. Par exemple, il n'est pas évident qu'une technologie qui produit moins de NO<sub>x</sub> qu'une autre soit nécessairement celle qui est la meilleure globalement pour l'environnement. Ainsi une technique qui réduit les NO<sub>x</sub> mais requiert l'utilisation d'ammoniaque pourrait être jugée moins intéressante qu'une technique générant un peu plus de NO<sub>x</sub> et n'utilisant pas l'ammoniaque. De plus, le bienfait de la réduction n'est pas indépendant de la situation géographique de la centrale, selon qu'elle est située loin ou près des grands centres urbains. Un autre exemple porterait sur les projets de cogénération où la production nette de NO<sub>x</sub> dépend de ce qui aurait été produit en l'absence du projet. Le Distributeur croit également qu'il serait difficile de limiter le concept de meilleure technologie aux centrales thermiques et que d'aucuns demanderont l'équivalent pour les filières renouvelables en invoquant le traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement. À partir de là, le Distributeur se devrait d'exiger des études d'impact de même type que celles exigées par le BAPE, ce qui démontre bien, selon le Distributeur, que cette avenue est impraticable.

Dans chaque cas, un jugement serait requis de la part du Distributeur, dans des domaines qui dépassent largement l'univers électrique et qui sont en pleine évolution. Ce jugement pourrait être confirmé ou infirmé par les autorités compétentes. C'est pour l'ensemble des raisons présentées ci-dessus que le Distributeur croit que l'approche de faire assumer le risque de la réglementation environnementale et son évolution par les promoteurs/fournisseurs et de laisser les autorités compétentes en matière environnementale exercer de plein droit leur juridiction est la meilleure approche pour préserver les intérêts des consommateurs d'électricité, tout en concourant à améliorer l'environnement de façon efficace. En effet, le meilleur partage est toujours celui où la partie qui assume un risque est celle qui peut le mieux exercer un certain contrôle permettant de le gérer. Le Distributeur, ne disposant pas d'équipements de production et ne devant pas s'intéresser à ce domaine de par la nature de sa mission, est loin d'être le mieux placé pour gérer les risques associés aux droits négociables et à l'optimisation de leur utilisation. Les promoteurs/producteurs, en disposant des moyens pour optimiser, sont les mieux placés pour assumer ce risque.

## 7 CONCLUSION

- Le lancement de l'appel d'offres en janvier 2002, tel que proposé, permet au Distributeur de respecter sa principale obligation, soit de satisfaire aux besoins des marchés québécois en électricité pour 2006-2007, dans un cadre de concurrence entre les fournisseurs potentiels, conformément aux exigences de la Loi.
- Le processus proposé respecte le cadre réglementaire et les décisions de la Régie relatives à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi* et au *Code d'éthique*.
- Le processus proposé repose sur la prudence et la flexibilité. Il répond adéquatement aux besoins du Distributeur.
- Le processus proposé vise la satisfaction des besoins énergétiques québécois de 2006-2007 dans une perspective de développement durable et au meilleur coût.
- Il est essentiel de lancer l'appel d'offres le plus tôt possible, compte tenu :
  1. des délais typiques d'acquisition de puissance et d'énergie ;
  2. des délais nécessaires à la formation d'éventuels partenariats entre producteurs ;
  3. de la nécessité de susciter une saine concurrence.
- Enfin, il sera possible d'ajuster les quantités contractuelles avant la conclusion des contrats, ou de reporter le début des livraisons d'électricité, au besoin, pour tenir compte de tout changement à la prévision de la demande.