

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3550-2004

**HYDRO-QUÉBEC**, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

---

**DEMANDE D'APPROBATION  
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014 DU DISTRIBUTEUR**

---

**PLAN D'ARGUMENTATION DU DISTRIBUTEUR**

**1. INTRODUCTION**

Il s'agit du second Plan d'approvisionnement du Distributeur et celui-ci s'inscrit dans la continuité du Plan d'approvisionnement 2002-2011 approuvé par la décision D-2002-169.

Ce Plan d'approvisionnement 2005-2014 marque également un tournant puisque l'atteinte et le dépassement du bloc d'électricité patrimoniale exigent du Distributeur une gestion active des approvisionnements.

Cette gestion dynamique des approvisionnements s'incarne dans divers moyens d'approvisionnement déjà mis en place par le Distributeur, à savoir :

- Création et opération du Centre d'approvisionnement.

- Approvisionnements de long terme (A/O 2002-01 : HQP et TCE, A/O 2003-01 : biomasse, A/O 2003-02 : éolien, A/O 2004-02 : cogénération).
- Approvisionnements de court terme (A/O 2004-01, A/O 2004-03, A/O 2004-04, A/O 2005-01) qui ont permis au Distributeur d'acquérir des produits diversifiés tels que :
  - énergie garantie avec flexibilité de programmation (A/O 2004-01) ;
  - énergie garantie et avec flexibilité de programmation (A/O 2004-03 et A/O 2004-04) ;
  - énergie garantie, flexibilité de programmation et puissance (A/O 2005-01).
- Approvisionnements de très court terme via la dispense accordée par la Régie (R-3539-2004), dont le 1<sup>er</sup> rapport de suivi vient d'être déposé à la Régie.
- Entente globale cadre conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production (en cours d'approbation).
- Service d'intégration de l'énergie éolienne (à venir : dossier Régie).

Ceci démontre que le Distributeur a été très actif depuis l'approbation du premier Plan d'approvisionnement et qu'il s'est doté d'une multiplicité de sources d'approvisionnement et de produits afin de faire face à la demande de la clientèle et ce, toujours avec le souci d'assurer la sécurité d'approvisionnement des Québécois au meilleur coût possible. À cet égard, le Distributeur est particulièrement fier d'avoir innové par le développement et l'acquisition d'un produit d'énergie ferme offrant une flexibilité de programmation et d'un produit de puissance garantie.

Selon l'horizon du Plan d'approvisionnement 2005-2014, on peut distinguer deux périodes :

- les approvisionnements des années 2005-2008 : qui seront comblés par des appels d'offres sur les marchés de court terme ;
- les approvisionnements des années 2009-2014 : pour cette période le Distributeur aura principalement recours à des appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme.

En 2005, le Distributeur procédera à des appels d'offres de court terme pour combler les besoins de l'année 2006. Selon le scénario moyen de la demande, c'est plus de 6 TWh qui seront alors requis sur les marchés de court terme pour

satisfaire les besoins de 2006. Afin de faire face à cette situation, l'appel d'offres A/O 2005-01 a fait l'objet d'une attribution le 8 juin 2005. Les contrats totalisent 2,63 TWh et visent des quantités mensuelles variant de 100 à 600 MW selon le mois. Comme mentionné en audience, les réponses des fournisseurs à cet appel d'offres donnent le signal d'un marché très profond et compétitif, ce qui rassure quant à la disponibilité des ressources énergétiques afin de combler les besoins du Québec.

L'acquisition d'un second bloc d'énergie éolienne permettra de combler une portion substantielle des besoins de long terme.

Les états d'avancement à venir permettront au Distributeur de réviser, s'il y a lieu, ses stratégies d'approvisionnement.

Sur l'horizon du Plan, les nouveaux approvisionnements requis pour satisfaire les besoins québécois sont inférieurs à ceux présentés dans le dernier état d'avancement déposé à la Régie en novembre 2003. À l'horizon 2011, la diminution atteint 6,6 TWh. Ce changement s'explique par une révision à la baisse de la demande industrielle, à des économies d'énergie supérieures, ainsi qu'aux résultats meilleurs qu'anticipés du premier appel d'offres sur l'énergie éolienne.

## **2. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

La méthodologie et la prévision de la demande du Distributeur ont été reconnues par la Régie à plusieurs reprises, notamment D-2002-95 (p. 62), D-2002-17 (pp. 14-16) et D-2002-169 (pp. 18-22).

Cette méthodologie s'inscrit dans un processus d'amélioration continue et tout changement est documenté et signalé.

La prévision de la demande d'électricité à long terme est faite une fois l'an à l'instar des autres prévisionnistes. Le Plan d'approvisionnement 2005-2014 est fondé sur cette prévision à long terme.

La prévision de la demande fait également l'objet d'un suivi serré afin qu'à court terme le Distributeur puisse, à l'aide des dernières informations disponibles, adapter ses approvisionnements de court terme et gérer adéquatement la pointe du réseau.

Il faut éviter la « tentation du court terme » qui consiste à revoir une prévision à long terme sur la foi d'événements qui sont peut-être épisodiques. Encore une fois, la prévision de la demande à long terme est centrée et s'appuie sur des

hypothèses solides qui n'ont pas été remises en question de façon probante par les intervenants et leurs experts.

Les modèles de prévision à long terme s'appuient sur des variables structurelles et ces modèles sont les mieux adaptés à l'analyse d'un plan d'approvisionnement couvrant une période de dix (10) ans. À cet égard, la preuve a démontré que les hypothèses retenues sur les principaux paramètres économiques et énergétiques sont comparables au consensus lorsque disponible.

## **2.1 Prévision de la demande (faits saillants)**

Le Distributeur et l'ensemble des prévisionnistes anticipent un repli des mises en chantier en 2005, ce qui a un effet sur la demande de la clientèle domestique. À titre de rappel, la prévision des mises en chantier du Distributeur est légèrement inférieure à celle du consensus.

Comparativement au Plan 2002-2011, le Plan 2005-2014 intègre une prévision de la demande supérieure. L'écart résulte entre autres de la croissance du secteur industriel. L'analyste de l'AQCIE-CIFQ confirme d'ailleurs la justesse de la prévision du Distributeur quant au secteur industriel (voir Rapport de M. Groleau, pp. 5 à 9).

En comparaison avec l'état d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011, la prévision des ventes et des besoins présentée est inférieure de 3,2 TWh et de 540 MW à l'horizon 2011. Ceci est le résultat du retrait de projets dans le secteur des alumineries.

L'aléa de la demande prévue à l'année 2008 s'élève à 7,6 TWh. Il s'agit d'un élément d'importance que le Distributeur intègre à sa planification afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle.

Dans son *Avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît (A-2004-01)* (ci-après Suroît), la Régie de l'énergie suggère qu'un scénario mi-fort de la prévision de la demande devrait être retenu au niveau de la planification des approvisionnements, afin principalement d'assurer la sécurité d'approvisionnement des Québécois. Avec respect pour l'opinion contraire, le scénario moyen présenté par le Distributeur dans le présent Plan d'approvisionnement est toujours valable, considérant notamment que le Distributeur, dans le cadre de sa planification, prend en considération la mesure d'un écart type au-delà du scénario moyen. Il est rappelé que la prise en compte de cet écart type place le Distributeur bien au-delà du scénario mi-fort auquel la Régie réfère dans son Avis précédemment mentionné.

De là, le Distributeur a pris en considération les préoccupations de la Régie quant à la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle et a mis en place les outils de planification requis afin de faire face à un scénario où la demande serait plus forte que le scénario moyen envisagé.

***Base des degrés-jours aux fins du calcul de la prévision en puissance***

Dans ce dossier, le Distributeur met de l'avant la base de 18°C comparativement à 15°C utilisée antérieurement. L'expert du GRAME (M. Jacques Fontaine) prétend qu'en utilisant la base 18°C plutôt que la base 15°C pour calculer les degrés-jours servant à la répartition des besoins de chauffage au secteur domestique et agricole, le Distributeur sous-évalue significativement la prévision de la pointe d'hiver. Le Distributeur maintient que le choix de la base a une incidence minime sur la prévision globale des besoins en puissance.

En commentaire, lors de l'audience du 7 juin (n.s., vol. 3, pp. 39 ss.), M. Normand Salman a expliqué que les caractéristiques de consommation utilisées pour la prévision des besoins en puissance des autres usages ne sont pas indépendantes des caractéristiques attribuées au chauffage domestique.

En effet, le Distributeur obtient les caractéristiques des autres usages par complémentarité, compte tenu des caractéristiques historiques des besoins totaux du Distributeur et des caractéristiques attribuées aux usages spécifiques, tel le chauffage.

Si le Distributeur utilisait le profil de chauffage (répartition mensuelle et facteur d'utilisation) préconisé par M. Fontaine, les autres besoins verraient leur part en janvier diminuer et leur facteur d'utilisation en janvier augmenter, alors que M. Fontaine affirme de façon erronée que ce facteur d'utilisation serait invariable.

Globalement, la prévision des besoins en puissance ne serait que marginalement affectée. Ainsi, M. Salman a évalué qu'à la pointe de l'hiver 2003-2004, l'hypothèse de profil de chauffage de M. Fontaine impliquerait une réduction de plus de 1 440 MW de la catégorie autres usages. Appliqué à l'hiver 2008-2009, ce nouveau profil se traduirait par des besoins en puissance des autres usages inférieurs de 1 540 MW. Au total, la prévision des besoins en puissance à l'hiver 2008-2009 serait donc réduite de l'ordre de 45 MW (+1 493 MW en chauffage, -1 540 MW autres usages).

De là, le Distributeur demande à la Régie de rejeter, avec égards, la position émise par l'expert du GRAME.

## 2.2 Normalisation

À la demande de la Régie, le Distributeur a introduit en preuve la normalisation en énergie des besoins du Québec selon les conditions météorologiques.

La preuve démontre que la méthode utilisée par Hydro-Québec est objective, automatisée et repose sur des données historiques sur une période de 30 ans, tout en considérant un scénario de réchauffement climatique.

La preuve démontre également que la normalisation résulte de l'application des mêmes modèles que ceux utilisés pour la prévision horaire des besoins québécois. À cet égard, il faut souligner que ces modèles sont fondamentaux pour Hydro-Québec puisqu'ils sont indispensables à une gestion optimale et sécuritaire du réseau en temps réel.

Les modèles et méthodes utilisés sont donc très sophistiqués et, selon le cas, des adaptations sont apportées pour en améliorer la performance. Ils s'appuient sur des variables qui sont recueillies à 9 endroits au Québec, ce qui contribue à en assurer la robustesse. Les variables sont : la température, la vitesse du vent, le taux de nébulosité et le type et l'intensité des précipitations. À noter que dans un souci d'amélioration constante, il est prévu la mise en place d'un calcul de la normalisation combinant les résultats des deux modèles de prévision horaire (HQD-2, Document 2, p. 15 ss.).

Dans son rapport (pp. 24 à 30), l'analyste de l'AQCIE-CIFQ soumet qu'une étude serait nécessaire afin de préserver la neutralité de la méthode de normalisation. Il soumet que des facteurs climatiques pourraient affecter le niveau de la prévision et sa déviation moyenne par rapport aux ventes réelles. L'analyste demande donc à Hydro-Québec d'effectuer une étude comprenant des données à plus long terme en utilisant des méthodes statistiques plus sophistiquées.

Au-delà du fait que l'analyste ne soit pas en mesure de décrire en quoi les modèles et méthodes de normalisation appliqués par Hydro-Québec sont incorrects, le Distributeur précise que les modèles développés par Hydro-Québec et les données climatiques utilisées, couvrant une période de trente (30) ans, répondent déjà à cette demande. De plus, contrairement aux prétentions de l'analyste de l'AQCIE-CIFQ, les résultats obtenus par Hydro-Québec sont sans biais sur une perspective de long terme.

Avec respect, la demande de l'analyste de l'AQCIE-CIFQ devrait être rejetée.

### **2.3 Conclusion**

À la lumière de la preuve et des témoignages offerts par le Distributeur dans ce dossier, nous pouvons affirmer que la prévision de la demande en puissance et énergie, ainsi que la normalisation sont valables, probantes et non contredites par les intervenants et leurs analystes et experts.

De là, le Distributeur demande à la Régie d'avaliser la prévision de la demande présentée dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014.

## **3. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ**

### **3.1 Les besoins et la fiabilité en énergie du Distributeur**

Les besoins en énergie du Distributeur sur l'horizon du Plan vont de 182,2 TWh pour l'année 2005 à 198,6 TWh pour l'année 2014. Au-delà de l'électricité patrimoniale, les besoins seront comblés principalement par le biais d'appels d'offres qui seront lancés par le Distributeur selon les échéanciers soumis dans le présent Plan d'approvisionnement.

À titre de rappel, les approvisionnements des années 2005-2008 seront comblés principalement par des appels d'offres sur les marchés de court terme et pour les approvisionnements des années 2009-2014, des appels d'offres de long terme sont anticipés pour des blocs d'énergie déterminés par le gouvernement.

La dépendance du Distributeur pour des approvisionnements de court terme en 2006 dépasse légèrement le seuil de 5 TWh qu'il s'est fixé comme balise. Cependant, il s'agit d'un événement ponctuel qui se résorbera dans le futur, tel que décrit au Plan d'approvisionnement. D'ailleurs, ce dépassement était annoncé dans le dernier état d'avancement produit à la Régie de l'énergie et cela n'a pas d'effet sur la sécurité d'approvisionnement, en considérant notamment la marge de manœuvre quant aux réserves énergétiques à la disposition du Producteur dont les attestations ont été produites au dossier (HQD-3, Document 3, Annexe 3B, HQD-3, Document 2.1 (en liasse) et n.s., vol. 7, pp. 54,55 ).

La variabilité des besoins a amené le Distributeur à se doter d'un critère de fiabilité en énergie (cumulatif à celui appliqué par le Producteur quant

à l'électricité patrimoniale), afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle. De façon générale, ce critère vise à ce que le Distributeur ait les moyens nécessaires pour faire face à des scénarios plus forts que le scénario moyen de la demande.

Tel que mentionné à la preuve, le Distributeur a, depuis l'approbation du premier plan d'approvisionnement, reformulé son critère de fiabilité en énergie. Il est passé d'un critère déterministe à un critère stochastique.

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

Pour la prévision de la demande actuelle, l'écart type se chiffre à 7,8 TWh. Ce critère assure une protection valable à la clientèle québécoise et permet de faire face à près de 85 % des scénarios possibles. L'écart type de 7,8 TWh s'approche de l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen des besoins.

Le critère de fiabilité en énergie proposé par le Distributeur est adapté à la réalité de la séparation fonctionnelle ayant cours à Hydro-Québec. Ce critère, cumulé à celui que le Producteur utilise pour les fins de l'approvisionnement patrimonial, est similaire à ce qu'Hydro-Québec appliquait lors de l'adoption du projet de loi 116. La combinaison des deux critères (HQD et HQP) permettent et assurent une sécurité d'approvisionnement à la clientèle du Distributeur. D'ailleurs, M. Daniel Richard en a fait largement état dans son témoignage (voir notamment n.s., vol. 9, pp. 174 à 192). Ainsi, le Distributeur et le Producteur assurent à la population du Québec une fiabilité énergétique qui s'élève à 106 TWh (98 TWh + 8 TWh) sur quatre (4) ans, qui se compare avantageusement à ce qu'Hydro-Québec appliquait depuis quinze (15) ans, avant la venue de la séparation fonctionnelle.

Le critère de fiabilité mis de l'avant par le Distributeur dans le présent Plan d'approvisionnement, s'inscrit donc en continuité avec le passé, tout en considérant le nouveau paradigme réglementaire, à savoir que le Distributeur doit s'assurer de couvrir les aléas de la demande, alors que le Producteur, quant à lui, est restreint à maintenir les réserves suffisantes afin que le contrat d'approvisionnement d'électricité patrimoniale soit respecté en conformité avec la loi.

Considérant que les besoins et le critère de fiabilité en énergie du Distributeur s'appuient sur des méthodologies valables et qu'ils ne sont pas valablement contestés par les intervenants, le Distributeur demande

à la Régie de les reconnaître pour les fins du présent plan d'approvisionnement.

### **3.2 Les besoins et la fiabilité en puissance du Distributeur**

Pour la période 2005-2014, la réserve additionnelle requise en puissance pour le Distributeur passe de 158 MW pour la période 2005-2006 à 674 MW pour la période 2013-2014.

Les réseaux électriques du Nord-Est des États-Unis (NPCC) se sont dotés d'un critère de fiabilité en puissance qui correspond à une probabilité de défaillance n'excédant pas une fois par dix ans ou 2,4 heures par année.

Ce critère a été respecté par Hydro-Québec dans le passé et le Distributeur prendra en charge pour le futur les évaluations à transmettre au NPCC. Hydro-Québec Production doit fournir la puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale et le Distributeur a la responsabilité de fournir la puissance installée requise (incluant les pertes) associée aux besoins qui excèdent le volume d'électricité patrimoniale.

À titre de rappel, les dernières études réalisées dans le cadre de la revue triennale du NPCC ont permis au Distributeur de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il devra utiliser dorénavant. Le taux de réserve requise s'établit à 8,8 % sur un horizon d'un (1) an et à 10,1 % sur un horizon de quatre (4) ans. Ce taux de réserve est plus faible que ceux du dernier plan d'approvisionnement et des états d'avancement, en raison surtout d'une révision à la baisse de l'aléa sur la demande. Les consommateurs d'électricité peuvent donc bénéficier d'une diminution des coûts d'approvisionnements anticipés, sans détérioration de la qualité de leur service.

Cette révision des taux de réserve en puissance appliqués par le Distributeur, n'inclut pas certains moyens contributifs. Le Distributeur dispose de moyens qui lui permettront de faire face aux aléas auxquels il est exposé. Il demeure toutefois que le Distributeur, dans un souci de saine gestion, entend réexaminer tous ces moyens afin de réévaluer les taux de réserve qu'il entend utiliser dans le futur.

Considérant que les besoins et le critère de fiabilité en puissance du Distributeur s'appuient sur des évaluations qui n'ont pas été remises en cause de façon probante par les intervenants à l'audience, le Distributeur demande à la Régie de les reconnaître pour les fins du présent Plan d'approvisionnement.

### 3.3 L'électricité patrimoniale

Le volume annuel d'électricité patrimoniale est caractérisé par une courbe des puissances classées (CPC) de la plus grande à la plus petite valeur, et dont la valeur maximale est fixée à 34 342 MW.

L'approvisionnement en électricité patrimoniale inclut également les services nécessaires et reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, à savoir des ressources suffisantes pour couvrir les livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et climatiques en puissance.

Afin de formaliser le partage des responsabilités entre le Distributeur (la demande liée aux besoins postpatrimoniaux) et le Producteur (l'offre d'électricité patrimoniale), ceux-ci ont conclu une entente de services complémentaires (HQD-3, Document 2.2) afin de délimiter les services associés à la livraison de l'électricité patrimoniale et ce, en conformité avec le décret 1277-2001.<sup>1</sup> Considérant que les besoins de la clientèle québécoise vont croître dans le futur, le Distributeur doit assurer les services complémentaires liés aux approvisionnements postpatrimoniaux. Il était donc requis de saine gestion que le Distributeur et le Producteur déterminent les services nécessaires et reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de la livraison de l'électricité patrimoniale.

À compter de 2005, considérant que le volume de consommation patrimoniale est atteint, les livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent excéder le profil annuel des puissances classées inclus au décret. De plus, l'énergie, associée à la puissance en dépassement du profil, ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale, tel que mentionné au décret.

#### ***Utilisation maximale de l'électricité patrimoniale par le Distributeur***

Tel que mentionné ci-haut, l'électricité patrimoniale est assujettie à des contraintes de quantités (165 TWh) et de profil de livraison (courbe des puissances classées). Autre contrainte, la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>2</sup> et le décret réfèrent à l'approvisionnement des « marchés québécois » en électricité patrimoniale. De là, le Distributeur doit utiliser l'électricité patrimoniale pour satisfaire les besoins de sa clientèle et non à d'autres fins.

L'allocation finale du profil horaire (bâtonnets) de l'électricité patrimoniale intervient à la fin de l'année en cause (voir notamment HQD-5, Document 1.1, Annexe 2).

---

<sup>1</sup> Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale.

<sup>2</sup> (L.R.Q., c. H-5, art. 22)

Tel que mentionné en audience et au Plan d'approvisionnement, le Distributeur maximise l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

Comme le Distributeur l'a démontré dans son Plan d'approvisionnement et à l'audience, il est impossible d'apparier de façon parfaite la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale avec la courbe des besoins réels de sa clientèle en tenant compte, notamment, de la variabilité de la demande et des délais inhérents à l'utilisation de ses moyens d'approvisionnement.

Cet état de fait (reconnu d'ailleurs par l'expert M.Mikkelsen, aux pages 9, 17 et 18 de son rapport) entraîne à certains moments des dépassements (qui sont couverts par l'entente cadre intervenue entre HQD et HQP) et à d'autres, une utilisation incomplète de l'électricité patrimoniale.

Il s'agit de situations inévitables que le Distributeur s'emploie à minimiser par divers moyens, à savoir :

- Approvisionnements de long terme ;
- Approvisionnements de court terme par appels d'offres pour des produits diversifiés ;
- Approvisionnements de moins de trois (3) mois par le biais de transactions bilatérales et/ou via les marchés du Nord-Est des États-Unis ;
- L'utilisation de l'option d'électricité interruptible prévue aux *Tarifs du Distributeur et conditions d'application*.

Tel que démontré à l'audience, le Distributeur fait une gestion dynamique de tous ses moyens d'approvisionnements afin de minimiser à la fois les dépassements du profil horaire de l'électricité patrimoniale et le volume d'électricité patrimoniale inutilisée précédemment décrits. À cet égard, l'objectif du Distributeur, en temps réel, est d'utiliser au maximum l'électricité patrimoniale.

Avec respect, la Régie, avant de considérer des solutions alternatives à la stratégie mise de l'avant par le Distributeur, doit disposer des résultats de la mise en place de cette stratégie. Il est utile de préciser que les évaluations de 500 GWh (court terme) et 300 GWh (long terme) présentées par le Distributeur dans son bilan offre/demande au titre de l'électricité patrimoniale inutilisée sont des provisions pour des fins de planification seulement.

Le Distributeur souhaite réitérer qu'il mettra à contribution tous les moyens requis avec pour objectif de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale. La position du Distributeur s'incarne autour des pôles de

suffisance et de sécurité des approvisionnements au plus bas coût pour la clientèle québécoise.

### **Électricité patrimoniale et revente de surplus**

L'expert de la FCEI mentionne, dans son rapport (p. 19) que le Distributeur a la possibilité, vu la situation géographique du Québec, d'avoir accès au marché du Nord-Est des États-Unis. M. Mikkelsen souhaite que le Distributeur examine (p. 22) l'option d'acquisition de produits en énergie de base ferme pour, par la suite, revendre de l'énergie sur les marchés américains afin, selon lui, de minimiser la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. Il s'agit d'une proposition qui amènerait le Distributeur à constamment disposer d'un portefeuille d'approvisionnement excédentaire afin de pouvoir mettre en place une telle stratégie de revente.

#### *Réponse du Distributeur*

Dans son Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a présenté les ajustements qu'il entend préconiser afin de faire face à des besoins plus grands ou plus faibles (HQD-3, document 3, p.19 ss.)

Le Distributeur a donc mis en place une série d'actions et d'options afin de minimiser les coûts et les risques associés aux approvisionnements. Comme le Distributeur l'a amplement expliqué, il vise à minimiser en tout temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée. L'achat systématique d'électricité en surplus n'est d'aucune aide à cet égard.

La stratégie du Distributeur est dictée par la prudence car il ne faut pas ignorer que la séquence des délais d'acquisition dans les marchés de court terme (DAM-HAM) s'impose également en terme de revente de l'énergie excédentaire. Ainsi, advenant des contraintes de réseaux ou de programmation, le Distributeur pourrait être incapable de revendre l'énergie excédentaire contractée auprès des tiers et ce faisant, les risques seraient assumés par la clientèle du Distributeur. D'ailleurs, M. Mikkelsen affirme lui-même que l'option de revente n'est pas une « panacée » (p. 11).

Le Distributeur ne croit pas qu'il soit opportun d'adopter une stratégie agressive qui exigerait qu'il se dote d'approvisionnements excédentaires pour fins de revente sur les marchés.

Le Distributeur n'exclut pas la possibilité de revente de l'énergie contractuelle excédentaire après qu'il aura épuisé tous ses moyens et actions précédemment décrits. Le cas échéant, il s'agira d'une situation temporaire causée, notamment, par les aléas de la demande et non

d'une stratégie de détenir des approvisionnements excédentaires en vue d'en faire la revente.

En raison de sa mission d'assurer la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût à sa clientèle, le Distributeur souhaite miser sur une stratégie diversifiée qui prend en compte toutes les options offertes par les marchés de court et de long terme.

Le Distributeur recherchera toujours la maximisation des opportunités qui s'offrent à lui. La gestion dynamique qu'il préconise lui permettra de s'ajuster aux besoins selon les situations. Le Distributeur demande donc à la Régie d'accepter l'approche proposée à cet égard.

### **3.4 Les critères de fiabilité en énergie pour l'électricité patrimoniale**

L'étude du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur a fait une large part aux critères de fiabilité en énergie applicables pour la livraison par le Producteur de l'électricité patrimoniale. À titre de rappel, par la décision D-2002-169 (p. 27), la Régie a reconnu le critère de 64 TWh sur deux (2) ans appliqué par le Producteur sur ses installations. À ce critère, s'ajoute celui de 98 TWh sur une période de quatre (4) ans, tel qu'il en fut largement fait état dans ce dossier.

Tel que mentionné dans le cadre de cette audience, le Distributeur considère que les critères de fiabilité en énergie appliqués par le Producteur sont adéquats afin d'assurer l'état des réserves et de la fiabilité énergétique pour la livraison de l'électricité patrimoniale et de ses autres obligations. De plus, l'ensemble des informations produites au dossier attestent du respect de ces critères (HQD-3, Document 3, Annexe 3B et HQD-3, Document 2.1 (en liasse)).

Ces critères, qui concernent l'offre d'électricité patrimoniale, cumulés avec le critère de fiabilité en énergie dont s'est doté le Distributeur, procurent une sécurité d'approvisionnement à la clientèle québécoise. À cet égard, en contre-preuve, le Distributeur a également explicité le critère de gestion à 2 % de probabilité et l'arithmétique de la combinaison des aléas (n.s., vol. 9, pp. 183 ss.). À l'évidence, le poids relatif du 2 % de probabilité attribuable à l'offre d'électricité patrimoniale est beaucoup plus important que celui attribuable à la demande qui est sous la responsabilité du Distributeur. De là, l'exercice d'addition des 2 % de probabilité, proposé par M. Raphals, est incorrect (n.s., vol. 9, pp. 145, 146).

Depuis le dépôt de ce dossier, Hydro-Québec a également répondu favorablement aux demandes de la Régie ainsi que des intervenants. À souligner, Hydro-Québec a rendu publique l'information relative au niveau

d'eau de ses réservoirs et a invité la Régie à déterminer la fréquence du dépôt et de la divulgation des informations concernant les niveaux d'eau desdits réservoirs (Pièce UC-1). Le Distributeur a d'ailleurs précisé, en réponse à une demande de la Régie, les rendre-comptes qu'il considère appropriés (HQD-7, Document 1.25).

Par ailleurs, il est important d'actualiser les études permettant de s'assurer de la qualité de la protection offerte par le critère de fiabilité énergétique, compte tenu de l'évolution du parc de production et des dernières informations sur les apports hydriques (n.s., vol. 9, pp. 174 à 183).

Ainsi, le Producteur a informé la Régie et les intervenants de son intention de mandater des experts reconnus afin de valider les méthodes utilisées pour établir la moyenne historique des apports annuels et de déterminer si l'écart des apports énergétiques annuels par rapport à la moyenne, associé à une probabilité de 2 % sur des périodes de deux (2) et quatre (4) ans (moins 64 TWh sur deux (2) ans et moins 98 TWh sur quatre (4) ans) est valable. Il s'agit d'un engagement formel d'Hydro-Québec qui inclura dans cette étude les données les plus récentes disponibles. Tel qu'annoncé, les conclusions de ces nouvelles études seront divulguées dans la foulée du Plan stratégique 2006-2010. Hydro-Québec a d'ailleurs demandé aux responsables d'accélérer ce processus d'analyse afin de compléter l'étude dès octobre 2005 (HQD-7, Document 1.14).

Hydro-Québec, qui a toujours su assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle, en fera maintenant la démonstration de façon non équivoque aux intervalles et de la façon requise par la Régie, afin que cette dernière assure pleinement son rôle de surveillance quant à la sécurité d'approvisionnement du Distributeur.

Considérant la preuve, les témoignages et les engagements offerts par le Distributeur, en collaboration avec le Producteur dans ce dossier, nous demandons à la Régie de reconnaître et d'accepter les critères de fiabilité en énergie pour l'électricité patrimoniale (64 TWh/2ans et 98 TWh/4 ans), tels que présentés.

### **3.5 Les approvisionnements au-delà de l'électricité patrimoniale**

#### **3.5.1 Stratégies**

Tel qu'annoncé dans le Plan d'approvisionnement, des approvisionnements via des blocs d'énergie spécifiés par le gouvernement du Québec sont à anticiper, notamment en ce qui concerne l'énergie éolienne.

Dans la foulée des audiences sur la sécurité énergétique des Québécois (Suroît), le gouvernement s'interroge sur le rôle de la filière thermique. Tel que mentionné dans la présente audience, les travaux de la Commission parlementaire concernant le secteur énergétique au Québec seront un guide incontournable dans la mise en place des stratégies futures du Distributeur.

Au-delà de ce qui précède, les différents appels d'offres lancés par le Distributeur depuis l'approbation du précédent plan d'approvisionnement, ont démontré que le marché de production d'énergie était suffisamment dynamique pour assurer une diversité d'approvisionnement au Distributeur.

Le Distributeur est celui qui assume la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise et il favorisera toujours les approvisionnements qui lui permettront d'assurer cette sécurité au coût le plus bas.

Le Distributeur s'inscrit dans la continuité du plan d'approvisionnement précédent et adopte une stratégie qui est similaire, à savoir de couvrir les besoins de court terme via les marchés de court terme et de couvrir les besoins de long terme par les marchés de long terme. Tel que requis, les états d'avancement qui seront produits en cours d'application du Plan 2005-2014 permettront au Distributeur d'informer valablement la Régie et les intervenants de la mise en place de ses différents approvisionnements, tout en permettant une révision de ses prévisions afin d'assurer le jumelage le plus parfait possible entre la demande de la clientèle québécoise et l'offre suffisante de produits énergétiques.

### ***Résultats de l'appel d'offres A/O 2004-02 (cogénération)***

Depuis la prise en délibéré du présent dossier, le Distributeur a publié les résultats de l'appel d'offres visant l'achat d'électricité produite par cogénération.

Le Distributeur ne retient que la soumission de Tembec inc. pour l'achat de 8,1 MW d'électricité produite à partir de biomasse forestière, compte tenu que les prix reçus sont élevés et que leur indexation aux prix des combustibles fossiles les rend très volatils. Lorsqu'il sera conclu, ce contrat sera soumis à la Régie pour approbation.

Ces résultats ont un impact sur les approvisionnements en cours d'acquisition (HQD-3, Document 2, p. 10) et sur les approvisionnements additionnels requis (HQD-3, Document 3, pp. 5 et 6) présentés par le Distributeur. Ceux-ci ajoutent une quantité de 342 MW et de 2,7 TWh aux besoins d'approvisionnement à compter de 2008-2009.

Il est utile de rappeler que les besoins énergétiques présentés au Plan d'approvisionnement 2005-2014 demeurent toujours valables et que les quantités relatives à l'appel d'offres A/O 2004-02 seront remplacées par le Distributeur.

Considérant que ce dossier est en délibéré et que le Distributeur doit s'ajuster à ces résultats de l'appel d'offres A/O 2004-02, le Distributeur présentera dans son prochain état d'avancement, prévu pour le 1<sup>er</sup> novembre prochain, son déploiement d'approvisionnement afin de tenir compte de ces résultats.

### **3.5.2 L'acquisition d'un service modulable**

Dans son Plan d'approvisionnement, le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de se doter d'un service modulable de 400 MW (HQD-3, Document 3, p. 22).

Le service modulable est un élément essentiel de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur lui permettant de faire face à des scénarios de la demande plus élevés, tout en limitant les approvisionnements de court terme à 5 TWh par an. L'acquisition du service modulable est nécessaire pour le respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur.

Tel que mentionné en audience, le service modulable vise principalement une protection contre les aléas du Distributeur qui s'incarnent dans des tendances plus lourdes ou soutenues de la demande énergétique.

Vu les récentes discussions sur le choix des filières de production d'énergie au Québec, le Distributeur a choisi de reporter le lancement de l'appel d'offres pour ce produit, en attente des résultats de la Commission parlementaire sur le secteur énergétique au Québec.

Soulignons que le fait pour le Distributeur de revoir la stratégie d'acquisition du service modulable n'efface pas le besoin d'approvisionnement de 400 MW prévu au Plan d'approvisionnement à compter de 2009.

Sans se prononcer sur le débat en cours sur les sources d'énergie devant contribuer à l'alimentation des Québécois, certains experts (MM. Mikelsen et Harper) ont proposé des stratégies alternatives à l'acquisition d'un produit modulable.

Ainsi, l'expert Mikelsen suggère d'examiner l'option d'acquérir un produit de base et de revendre les excédents sur les marchés, le cas échéant. Il

s'agit d'une proposition qui amènerait le Distributeur à constamment disposer d'un portefeuille d'approvisionnements excédentaires et qui se caractérise par un partage différent de risques, que celui associé à un produit modulable où les capacités non utilisées par le Distributeur sont écoulées sur les marchés par les fournisseurs directement.

Sans avoir fait d'études spécifiques sur les mérites relatifs de chacune des options, le Distributeur croit fondamentalement que le marché est une source précieuse d'informations et plutôt que de prédéterminer la solution la plus avantageuse en fonction d'hypothèses et de scénarios, il est nettement plus préférable de définir d'abord le besoin à satisfaire, c'est-à-dire un produit qui permet une flexibilité de programmation sur une base mensuelle et annuelle, et d'inviter les soumissionnaires à y répondre en les soumettant à la concurrence (n.s., vol. 7, pp. 65 ss.).

Certains pourraient prétendre que le prix du service modulable intégrerait une somme importante liée aux coûts fixes d'une installation (HQD-7, Document 1.27), ce qui pourrait rendre le contrat coûteux pour le Distributeur.

Des bémols à cette vision s'imposent. Tout d'abord, le Distributeur entend définir le service de modulable de telle façon qu'il permette aux fournisseurs un délai d'appel suffisamment long permettant à ceux-ci de contracter sur les marchés dans l'intervalle et réduisant ainsi les coûts liés au service modulable.

Deuxièmement, le Distributeur peut, dans son appel d'offres, scinder son besoin en diverses fractions de 50 ou 100 MW par exemple. Ceci pourrait permettre une plus grande diversité de fournisseurs.

Finalement, dans ses appels d'offres, le Distributeur entend favoriser les fournisseurs qui offriront une flexibilité de programmation afin de favoriser une plus grande adaptabilité du produit à la demande et ainsi de minimiser les coûts qui y sont associés. Le Distributeur ne favorisera pas les fournisseurs passifs qui ne souhaiteraient que récupérer une prime fixe. Au contraire, le Distributeur entend persévérer dans la voie déjà tracée pour ses approvisionnements de court terme, à savoir de favoriser les approvisionnements flexibles afin que les fournisseurs assument une partie du risque d'approvisionnement car, ceux-ci étant producteurs, ils sont les mieux placés pour vendre sur les divers marchés l'énergie non programmée par le Distributeur.

Par ailleurs, l'expert Harper suggère de recourir aux marchés à l'importation pour acquérir ce produit.

Le Distributeur a énoncé de fortes réserves sur cette approche en tenant compte des éléments suivants, à savoir :

- La capacité des interconnexions, au-delà des contraintes de marché, comme les contraintes de congestion dans les réseaux voisins ;
- La réduction des critères de protection par effet de cannibalisation des interconnexions ;
- Les coûts supplémentaires reliés à la construction de nouvelles interconnexions, selon le cas;
- Les contraintes d'exploitation des interconnexions, telles que les contraintes de contrôle de mouvement d'énergie, des limites thermiques, des limites de tension et des limites de fréquence.

(n.s., vol. 7, pp. 114 à 129)

Dans tous les cas, les avenues que l'on propose impliquent, dans le cadre réglementaire actuel, des appels d'offres ouverts à toutes les sources d'énergie.

En raison de ce qui précède, et vu son importance dans le critère de fiabilité en énergie, le Distributeur soumet que la Régie doit recevoir positivement la demande du Distributeur, pour l'acquisition d'un approvisionnement de 400 MW modulable.

### **3.5.3 La nécessité du service d'équilibrage – éolien**

Certains intervenants questionnent l'à-propos pour le Distributeur de se doter d'un service d'équilibrage en appui à l'approvisionnement de source éolienne.

#### ***Réponse du Distributeur***

Pour le Distributeur, un service d'équilibrage est juridiquement impératif et également approprié du point de vue de ses opérations.

Dans sa décision D-2005-76, la Régie déclare ce qui suit :

*« Le Règlement sur l'énergie éolienne prévoit un bloc d'énergie lié à l'implantation d'installations d'une capacité totale de 1 000 mégawatts et précise que ce bloc "est assorti" d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage souscrite par le distributeur*

d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité".<sup>3</sup>

[...]

*Au vu des dispositions législatives et réglementaires, la Régie est d'avis que le service d'équilibrage constitue un approvisionnement au sens de la Loi, au même titre que les autres approvisionnements du Distributeur pour desservir les marchés québécois. De même, toute convention entre le Distributeur et un fournisseur pour l'obtention d'un service d'équilibrage, que ce soit le Producteur ou tout autre fournisseur d'électricité, constitue un contrat d'approvisionnement selon la Loi. » (pp. 5 et 6)  
(nous soulignons)*

Notre lecture de cette décision suggère que la Régie partage l'avis du Distributeur à l'effet que le service d'équilibrage est un complément obligatoire, pour le législateur, à l'approvisionnement de source éolienne.

Les règles d'interprétation législatives militent en ce sens, à savoir les doctrines de « Plain meaning rule » et « Pith and substance ». Ainsi, la seule lecture du texte réglementaire impose que le Distributeur se dote d'un tel service et lorsque l'on examine le service sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement, tout comme la Régie, l'importance du service d'équilibrage se retrouve renforcée par son impact sur la fiabilité en puissance du Distributeur (voir en annexe les références législatives, jurisprudentielles et doctrinales qui appuient cette détermination juridique).

La version anglaise du décret (O.C. 352-2003, 5 March 2003) est rédigé comme suit :

*« (2) the block of energy produced in Québec from biomass shall be produced from and installed capacity of 100 megawatts, the biomass constituting at least 75 % of the source of supply. A first portion of that block must be delivered as of 2005 and the rest of the block no later than 2010.*

*The block referred to in subparagraph 1 of the first paragraph is subject to a guarantee of hydroelectric power installed in Québec, in the form of a balancing agreement between the electric power distributor and*

---

3. Décret 352-2003, (2003) 135 G.O.Q. II, 1677, article 1, 2<sup>e</sup> alinéa

*another Québec supplier or Hydro-Québec, in its electricity production operations. »*  
(nous soulignons)

Avec respect pour l'opinion contraire, les termes « *est assorti* » et « *is subject to* », couplés aux bénéfiques pour la fiabilité en puissance du Distributeur du service d'équilibrage éolien, s'imposent en opposition aux arguments développés par les intervenants.

Au-delà de l'aspect juridique, le service d'équilibrage est nécessaire du point de vue opérationnel. Le Distributeur a longuement expliqué dans sa preuve que le service d'équilibrage permet d'intégrer efficacement l'énergie éolienne dans sa gestion des approvisionnements et d'assurer sa contribution au bilan de puissance de l'ordre de 360 MW. La nécessité d'un service d'équilibrage a également été reconnue par l'expert Harper (voir son rapport aux pages 39 et 40, n.s., vol. 6, pp. 161, 162).

Enfin, le Distributeur a mentionné en audience que des études à venir (notamment une évaluation du fonctionnement des éoliennes en temps réel) chercheront à établir la contribution en puissance de l'énergie éolienne et que cet élément est pris en compte dans la convention d'intégration de l'énergie de source éolienne conclue avec le Producteur, laquelle sera produite à la Régie pour approbation.

#### **3.5.4 Durée et source des contrats d'approvisionnement de long terme**

Tel que présenté au Plan d'approvisionnement 2005-2014 (HQD-3, Document 3, p. 15 ss. et Document 5, pp. 8 et 9), le Distributeur souhaite que la durée des contrats d'approvisionnement soit ramenée de quinze (15) à vingt (20) ans, sans option de renouvellement au gré du fournisseur et que la source des approvisionnements de long terme soit située au Québec.

En audience, le représentant du Distributeur a fait état que de l'expérience vécue avec les appels d'offres conclus à ce jour, une durée contractuelle de quinze (15) à vingt (20) ans permet d'obtenir un financement adéquat pour le fournisseur en démarrage de projet (n.s., vol. 4, pp. 51 à 62).

L'information fournie par l'UMQ (Engagement 1 de l'UMQ) n'est pas de nature à ébranler la position du Distributeur. L'UMQ a obtenu et produit un exercice purement mécanique qui ne prend pas en considération le fait que l'équipement doit avoir une durée de vie supplémentaire et que des entretiens plus importants peuvent être nécessaires ou des

remplacements mécaniques requis afin de livrer au Distributeur l'énergie requise selon la durée du contrat. Tous ces éléments influencent à la hausse le prix soumis par le fournisseur. Considérant que l'information provient d'une source externe à l'UMQ et que son auteur n'a pas été entendu en audience, il s'agit d'une information que l'on peut qualifier de ouï-dire, qui doit être traitée avec circonspection par la Régie.

De là, la démonstration nous apparaît, avec égards, sans valeur probante.

Puisque les prix de l'énergie sont difficiles à prévoir dans l'avenir, le Distributeur et sa clientèle n'ont pas intérêt à s'engager pour des périodes de plus de vingt (20) ans, ni de consentir une option de renouvellement au gré du fournisseur.

Tel que mentionné à la preuve et en audience, il est logique d'annuler cette option de renouvellement qui ne peut que désavantager le Distributeur si les prix de marchés sont inférieurs aux prix des contrats.

Il est préférable que les fournisseurs remettent à niveau leurs installations, selon le cas, et participent de nouveau aux processus d'appel d'offres du Distributeur.

Quant à la provenance de la source d'approvisionnement, le Distributeur a fait état de ses préoccupations sur la sécurité d'approvisionnement pour des fournitures provenant de l'extérieur du Québec et qui utilisent les interconnexions au réseau de TransÉnergie.

La preuve (HQD-7, Documents 1.19 et 1.29) démontre que la capacité des interconnexions est limitée lorsque l'on considère les contraintes qui y sont liées.

Il est utile de rappeler que le Distributeur compte sur une disponibilité de 5 TWh en provenance des réseaux voisins dans son critère de fiabilité en énergie et que le Producteur pourrait être appelé à utiliser les mêmes interconnexions advenant qu'il soit rendu nécessaire d'importer de l'énergie pour satisfaire le contrat patrimonial.

Considérant ce qui précède et les réponses favorables des fournisseurs souhaitant implanter des installations de production au Québec en réponse aux appels d'offres du Distributeur, il est préférable de ne pas taxer inutilement la capacité des interconnexions qui sont vitales en matière de sécurité énergétique, considérant notamment qu'il n'y a pas de projet pour de nouvelles interconnexions en cours d'exécution.

Le Distributeur prie donc la Régie d'accueillir ses propositions.

### 3.6 Conclusion

Au-delà des éléments décrits à la section 3 des présentes, d'autres sujets sont couverts par le Plan d'approvisionnement 2005-2014.

Nous pouvons sommairement en décrire certains, à savoir :

- L'entente-cadre pour la gestion des aléas climatiques et de l'énergie involontaire (HQD-3, Document 2, p. 11)
- Les stratégies globales d'approvisionnement (HQD-3, Document 3, pp. 14 ss.)
- L'acquisition d'un produit cyclable (HQD-3, Document 3, p. 24)
- Les risques découlant du choix des sources d'approvisionnement (HQD-3, Document 4, p. 5 ss.)
- Les critères utilisés dans le processus de sélection des offres (HQD-3, Document 4, pp. 15 ss.)

Tous ces sujets ont été couverts par la preuve orale ou documentaire offerte par le Distributeur dans ce dossier.

De là, en sus des éléments mentionnés à la section 3 des présentes, le Distributeur, sur la foi de la preuve probante offerte, demande à la Régie d'accepter le Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur (pour le réseau relié), tel que présenté.

## 4. PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

Les récentes audiences quant au Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur auront permis de présenter à la Régie ainsi qu'aux intervenants les particularités de l'alimentation électrique des réseaux autonomes.

À titre de rappel, le territoire desservi est vaste et peu peuplé. Il couvre 37 villages répartis sur tout le territoire nordique du Québec, y incluant les Îles-de-la-Madeleine, l'Île d'Anticosti et la Haute-Mauricie.

#### 4.1 Faits saillants

La prévision des besoins en réseaux autonomes est établie à partir de la croissance démographique et des ajouts de charges spécifiques pour chacune des centrales, le tout en considérant l'historique des ventes et les prévisions de constructions domiciliaires.

Les prévisions présentées au Plan d'approvisionnement reposent sur l'hypothèse du maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification dissuasive actuellement en vigueur dans les réseaux autonomes.

À court terme, tel que mentionné à la preuve (HQD-4, Document 1, p. 6 ss.), les moyens envisagés pour répondre aux besoins de la clientèle du Distributeur sont le maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification dissuasive et, selon le cas, l'ajout de productions thermiques aux installations existantes.

À plus long terme, afin de répondre adéquatement aux besoins de la clientèle et vu l'augmentation prévisible des coûts du pétrole, le Distributeur étudie les alternatives à la production thermique. Les principaux moyens envisagés dans le Plan d'approvisionnement sont le raccordement au réseau principal et le développement de projets d'énergie renouvelable de types éolien ou hydraulique, là où c'est possible.

Afin de sécuriser l'alimentation en électricité de sa clientèle, le Distributeur doit s'assurer de disposer de groupes électrogènes en capacité et nombres suffisants. Dans tous les cas, le choix d'équipements est fait en considérant la fiabilité, le coût et le rendement de l'unité. Dans tous les cas, le Distributeur favorise la solution réalisable au moindre coût.

Tel qu'il fut mentionné à l'audience, l'alimentation électrique est particulièrement importante en réseau autonome et la sécurité d'approvisionnement est un critère fondamental pour le Distributeur dans sa gestion en réseau autonome.

En ce sens, un plan d'urgence est en place pour chacun des territoires en cas de pannes majeures sur plus d'un groupe.

Le Distributeur a également revu ses critères de planification en réseau autonome. Ainsi, la réserve à respecter ( $n-1 * 90 \%$ ) est dorénavant calculée à partir de la puissance installée, au lieu de la puissance ferme. Ces modifications permettent au Distributeur d'éviter d'avoir des groupes électrogènes surdimensionnés et reportent de plusieurs années les

investissements requis dans son Plan d'approvisionnement 2002-2011. Il est à noter que malgré ces ajustements apportés aux critères de planification, l'approvisionnement en électricité de la clientèle se fait de façon aussi fiable et sécuritaire que par le passé.

La tarification dissuasive et l'efficacité énergétique sont des moyens utilisés par le Distributeur afin de limiter l'usage de l'électricité aux besoins de base et d'assurer une gestion efficace de la demande. Sans reprendre tout ce qui a été mentionné dans la preuve à cet égard, il est à noter que le Distributeur, en audience, a annoncé qu'il présentera à la Régie de l'énergie, un plan d'efficacité énergétique et de tarification qui sera applicable spécifiquement aux réseaux autonomes. Ainsi, au-delà du Plan global en efficacité énergétique récemment adopté par la Régie, le Distributeur entend se doter de programmes particuliers et d'outils lui permettant d'offrir à sa clientèle des moyens pour économiser, gérer et utiliser efficacement l'énergie qui lui est livrée.

À cet égard, les commentaires de l'analyste agissant pour le compte du GRAME et de S.É.-AQLPA, soit Madame Romanelli, tout pertinents qu'ils puissent être, devraient être retenus par la Régie en attente du dossier spécifique sur cette matière que le Distributeur a annoncé en audience.

## **4.2 Jumelage éolien – diesel**

La filière éolienne et son jumelage aux installations du Distributeur en réseau autonome ont occupé une large part des audiences du présent dossier.

Sommairement, le Distributeur, toujours à la recherche de solutions alternatives économiquement et écologiquement rentables, entend mettre de l'avant un projet pilote de jumelage éolien – diesel à l'Île d'Entrée, aux Îles-de-la-Madeleine.

Les études de préfaisabilité dont le Distributeur dispose et qui furent produites à la Régie dans cette instance, démontrent le potentiel intéressant de la mise en place d'éoliennes en réseau autonome afin, au-delà des bénéfices écologiques, de pouvoir assurer une consommation de carburant moindre, ainsi que de différer si possible le changement de certains groupes électrogènes.

Le Distributeur envisage positivement le jumelage éolien –diesel. Cependant, de tels projets ne peuvent être menés de façon précipitée. À titre de rappel, le Distributeur ne dispose que d'études de préfaisabilité et il est nécessaire, avant de se lancer dans des projets aussi importants, d'obtenir des études d'avant-projets afin d'assurer le succès de ces installations.

En raison de ce qui précède, le Distributeur débute par un projet pilote aux Îles-de-la-Madeleine et verra, selon les résultats obtenus, à poursuivre son engagement pour des approvisionnements de sources renouvelables.

Il est également intéressant de noter que l'expert retenu par le RNCREQ (M. Soren Krohn) a déclaré en audience que les études de préfaisabilité dont disposait le Distributeur étaient valables et que le système de jumelage développé par l'IREQ était « haut de gamme ».

Afin d'assurer le succès de la filière éolienne, le Distributeur ne souhaite pas un développement anarchique de cette filière. Au contraire, il souhaite le succès de ces implantations en partenariat avec les communautés qu'il dessert, principalement au Nunavik. Tel que mentionné à l'audience, le Distributeur souhaite assurer la robustesse des scénarios envisagés pour le jumelage éolien – diesel en réseau autonome. Il fera donc rapport de l'évolution de cette filière lors des audiences du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur.

Enfin, au-delà de cette opportunité de jumelage éolien – diesel, le Distributeur souhaite rappeler que l'alimentation électrique en réseau autonome est vitale pour les populations desservies. Toute panne de réseau peut entraîner de graves problèmes aux communautés, voire même des évacuations advenant des bris prolongés. Il est faux de prétendre que la filière éolienne sera une réponse globale aux problématiques d'approvisionnement en réseau autonome. Il s'agit d'un élément qui permettra des gains environnementaux et économiques au Distributeur, lequel ne souhaite cependant pas faire de compromis quant à la sécurité d'approvisionnement des populations qu'il dessert.

### **4.3 Conclusion**

Le Plan d'approvisionnement du Distributeur pour les réseaux autonomes démontre la continuité de gestion du Distributeur, ainsi que le caractère novateur de ses démarches d'approvisionnement en réseau autonome via la filière éolienne.

De plus, le Distributeur présentera à la Régie et aux intervenants, un plan d'efficacité énergétique prenant spécifiquement en compte les problématiques vécues en réseau autonomes.

Dans l'intervalle, le Distributeur demande à la Régie d'accepter son Plan d'approvisionnement 2005-2014 pour les réseaux autonomes, lequel verra à intégrer pour le futur les éléments qui auront été acceptés par la Régie dans le cadre de l'audience susdite.

## 5. **CONCLUSION**

En résumé, le Plan d'approvisionnement 2005-2014 présenté par le Distributeur :

- permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement des Québécois, tout en maintenant un équilibre entre les impératifs de fiabilité et les coûts d'approvisionnement ;
- s'appuie sur une prévision de la demande centrée ;
- met de l'avant une stratégie d'approvisionnement flexible qui permet au Distributeur de s'ajuster selon l'évolution de la demande de sa clientèle ;
- est conforme au cadre réglementaire en vigueur.

**POUR CES MOTIFS**, le Distributeur demande à la Régie :

**ACCUEILLIR** la présente demande ;

**APPROUVER** le Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, tel que présenté en cette audience.

Le 23 juin 2005

*(S) Affaires juridiques Hydro-Québec*

Affaires juridiques Hydro-Québec  
(Me Yves Fréchette)



## ANNEXE (Section 3.5.3.)

---

### **A. Références législatives**

1. *Regulation respecting wind energy and biomass energy*, O.C. 352-2003, 5 March 2003.
2. *Loi sur les règlements*, L.R.Q. c. R-18.1, articles 1 et 2.

### **B. Références jurisprudentielles**

3. Ruel c. Marois, (2001) REJB 27081 (C.A.) aux pages 7 et 8.
4. Stubart Investments Ltd. c. La Reine, [1984] 1 R.C.S. 536, p. 578 ss.

### **C. Références doctrinales**

5. Côté, P.A., *Interprétation des lois* – 3<sup>e</sup> édition, 1999, Les Éditions Thémis, aux pages 31 à 34, 318-319, 361-367.
6. Garant P., *Droit administratif* – 5<sup>e</sup> édition 2004, Les Éditions Yvon Blais inc., aux pages 285 à 291.

### **D. Discussion**

*Le Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* a été dûment édicté par les autorités gouvernementales.

Une fois adopté, le règlement, comme la loi, possède la force contraignante de la norme juridique.

Le règlement, lorsqu'il est exécutoire, est pleinement opposable à la collectivité et la norme qu'il impose doit s'appliquer.

De là, notre lecture du texte réglementaire précédemment décrit, avec égards pour l'opinion contraire, oblige le Distributeur à se doter d'une « convention d'équilibrage ».

Le texte du Règlement fait également mention « d'une garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec ».

Le Distributeur, à l'occasion des audiences, a largement témoigné de la nécessité et de l'avantage de disposer d'un service d'équilibrage éolien aux fins notamment de l'établissement de son bilan en puissance (voir les références à la section 3.5.3 du Plan d'argumentation).

De là, que l'on applique la doctrine du « Plain meaning rule » (ou du sens clair des textes) ou la doctrine du « Pith and substance » (ou de l'esprit et de l'objet de la loi<sup>4</sup>) qui tend à réconcilier le texte avec l'intention du législateur, le résultat est le même, à savoir :

- Le texte réglementaire est clair et non ambigu ;
- Le respect de la norme réglementaire s'insère dans un paradigme plus large du respect de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et de ses règlements d'application, en ce que le service d'équilibrage a un effet positif sur le bilan en puissance du Distributeur et sur la sécurité d'approvisionnement (décision D-2005-76, aux pages 4 à 6).

En raison de ce qui précède et de ce qui est mentionné au Plan d'argumentation du Distributeur, nous demandons à la Régie d'accepter la proposition du Distributeur de se doter d'un service d'équilibrage pour l'énergie de source éolienne.

(Le 23 juin 2005)

---

<sup>4</sup> Certains auteurs réfèrent à la « méthode moderne d'interprétation législative ».