

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DOSSIER R-3550-2004**

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

**RAPPORT D'EXPERTISE DE CO PHAM**

**préparé à la demande de**

**L'UNION DES CONSOMMATEURS**

**25 mai 2005**

## **TABLE DES MATIÈRES**

### **INTRODUCTION**

#### **1. FIABILITÉ EN PUISSANCE**

##### 1.1 Introduction

##### 1.2 Besoins reconnus

##### 1.3 Critère accepté par la Régie

##### 1.4 Méthode de détermination de la réserve en puissance

##### 1.5 Concepts reliés aux taux de réserve en puissance

##### 1.6 Évaluation de la réserve en puissance d'Hydro-Québec Distribution

##### 1.7 Recommandation relative à la méthode de détermination de la réserve en puissance

##### 1.8 Indices pour vérifier le respect du critère de fiabilité en puissance

##### 1.9 Respect du critère de fiabilité en puissance pour l'hiver 2004-2005

##### 1.10 Vérification du respect du critère par le Producteur pour l'hiver 2005-2006

#### **2. FIABILITÉ EN ÉNERGIE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

##### 2.1 Critère d'un déficit éventuel de 64 TWh sur deux ans

##### 2.2 Respect du critère de fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale pour les années 2005-2006

##### 2.3 Cas d'un cycle de faible hydraulité sur 4 ans

##### 2.4 Renforcement du critère de fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale

### 3. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

#### 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

- 4.1 Puissance et énergie maximales de l'électricité patrimoniale
- 4.2 Contribution en énergie et en puissance des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale
- 4.3 Combinaison du service d'équilibrage éolien et du service cyclable
- 4.4 Projet d'un bloc modulable de 400 MW
- 4.5 Limitation des approvisionnements de long terme au Québec
- 4.6 Entente-cadre entre le Distributeur et le Producteur
- 4.7 Partage des risques associés à la non performance technique
- 4.8 Critères utilisés dans le processus de sélection des offres

### CONCLUSION

## LISTE DES ANNEXES

- Annexe 1. Extrait d'un énoncé de l'Agence internationale de l'énergie sur les taux de réserve en puissance
- Annexe 2. Données du Distributeur reliées aux impacts de la variation des taux de réserve en puissance
- Annexe 3. Document B-8 du NPCC – « Guidelines for Area Review of Resource Adequacy » (mise à jour en date du 28 juin 2001)
- Annexe 4. Extrait du Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau (à jour au 8 février 2005) [Énergie involontaire]
- Annexe 5. Données récentes relatives aux taux de réserve en puissance du Producteur
- Annexe 6. « Nouvelle impulsion » à Hydro-Québec

## INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3550-2004 de la Régie de l'énergie [la Régie], l'Union des consommateurs nous a donné le mandat de fournir des expertises verbales et écrites sur certains sujets. Ce mandat avait été soumis par l'Union des consommateurs à la Régie lors de sa demande de l'approbation de son budget prévisionnel de participation<sup>1</sup>.

Ce rapport d'expertise présente les résultats de notre travail sur chacun des points stipulés dans notre mandat que nous avons regroupés par thème dans les sections suivantes :

- Section 1. Fiabilité en puissance
- Section 2. Fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale
- Section 3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur
- Section 4. Approvisionnements additionnels requis et Stratégies d'approvisionnement.

On trouvera à la fin du rapport notre conclusion qui comprend nos principaux constats et recommandations.

---

<sup>1</sup> Voir le texte accompagnant la demande de budget de participation de l'Union des consommateurs en date du 5 janvier 2005 et la décision D-2005-28 de la Régie en date du 14 février 2005.

# 1. FIABILITÉ EN PUISSANCE

## 1.1 Introduction

La fiabilité en puissance occupe une place importante dans l'élaboration d'un plan d'approvisionnement. En effet, sans un niveau adéquat de fiabilité en puissance, les consommateurs pourraient subir des pannes d'électricité. Le service est bien sûr essentiel aux consommateurs résidentiels et commerciaux pendant toute l'année, notamment en hiver, mais il l'est aussi pour les consommateurs industriels compte tenu de la continuité de service requise pour leurs opérations. De plus, en cas de manque de puissance, certains consommateurs industriels risquent d'être « coupés » les premiers en vertu du programme de puissance interruptible.

Nous analysons dans les paragraphes suivants certains aspects relatifs à la fiabilité en puissance du Plan d'approvisionnement 2005-2011 que propose le Distributeur (Hydro-Québec dans ses activités de distribution) à la Régie.

## 1.2 Besoins reconnus

L'article 1 du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement (Le Règlement)* énonce comme suit les renseignements du plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie :

« 1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants :

1° le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le titulaire évolue ;

2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité et d'au moins 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant :

a) les prévisions des besoins de leurs marchés, en identifiant la contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, ventilées par secteur de consommation et par usage final ou par caractéristique de consommation, incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent ;

b) les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants, incluant notamment les contrats de puissance ou de volumes interruptibles, permettant d'établir leur contribution à la satisfaction des besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasinement du gaz naturel ;

c) les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasinement du gaz naturel ; [...]» (nos soulignés)

Ainsi, les alinéas 1b et 1c du *Règlement* mentionnent explicitement les besoins découlant de l'application des critères associés à la sécurité des approvisionnements. Ces critères devraient comprendre normalement ceux associés à la fiabilité en puissance et ceux associés à la fiabilité en énergie, selon la pratique établie de l'industrie électrique.

Le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par an choisi par la Régie (voir la section 1.3 plus bas) fait partie des critères mentionnés aux paragraphes 2b et 2c de l'article 1 du *Règlement*. Par conséquent, la quantité de réserve en puissance (en MW) calculée selon ce critère doit être considérée comme un besoin à satisfaire, au même titre que la consommation de la clientèle et les pertes électriques dans les réseaux de transport et de distribution.

Selon les paragraphes 2b et 2c de l'article 1 du *Règlement*, le Distributeur a clairement l'obligation de présenter dans son plan d'approvisionnement les caractéristiques des contrats d'approvisionnement existants et des approvisionnements additionnels pour satisfaire les besoins des marchés québécois, y compris ceux découlant de l'application de critères de sécurité.

### 1.3 Critère accepté par la Régie

Dans ses décisions passées, la Régie a pris acte du critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures/an et elle a implanté un mécanisme de surveillance de son respect par le Distributeur qui s'apprécie séparément pour l'approvisionnement patrimonial et pour les approvisionnements additionnels.

Pour l'approvisionnement patrimonial, on peut lire ce qui suit aux pages 27 et 28 de la décision D-2002-169 :

**« Sécurité de l'approvisionnement patrimonial**

*La Régie prend acte du critère de fiabilité en puissance applicable à l'électricité patrimoniale, correspondant à un risque de délestage de 2,4 heures par année. Elle est d'avis que le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur afin de pouvoir prendre les mesures préventives requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande de sa clientèle. À cet effet, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par année sera respecté pour l'électricité patrimoniale, pour l'année suivante. » (nos soulignés)*

Quant à l'approvisionnement post patrimonial (approvisionnements additionnels), la Régie énonce ce qui suit aux pages 46 et 47 de sa décision D-2002-169 :

**« CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE POUR LA PLANIFICATION DES APPROVISIONNEMENTS**

*La Régie accepte le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année adopté par le Distributeur. À cet effet, le Distributeur devra mettre à jour, dans le cadre des états d'avancement annuels du plan, les quantités de puissance sous contrat permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan, les besoins en électricité des Québécois avec une espérance de délestage de 2,4 heures par année (tel que présenté par le Distributeur au tableau de la page 38 de la pièce HQD-6, document 1). En outre, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre de chaque année, les*

*documents faisant la démonstration que le critère sera respecté pour l'année suivante. Cette démonstration devra préciser les quantités contractuelles affectées au respect du critère. »*  
(notre souligné)

On trouvera en note de bas de page une description du contenu du tableau mentionné dans l'extrait ci-haut<sup>2</sup>.

La Régie a donc accepté le critère de fiabilité en puissance correspondant à une espérance de délestage<sup>3</sup> de 2,4 heures par année, pour l'électricité patrimoniale tout comme pour les approvisionnements post-patrimoniaux.

De plus, elle a exigé que le Distributeur mette à jour, dans le cadre des états d'avancement du plan, les quantités de puissance permettant de satisfaire les besoins en électricité des Québécois incluant la réserve en puissance et de lui déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère sera respecté l'année suivante.

Globalement, par cette décision, la Régie implante un mécanisme de surveillance du respect par le Distributeur du critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par an.

À notre connaissance, la plupart des producteurs américains appliquent ce critère ou des critères similaires. Selon BC Hydro, le *Western System Coordination Council* (WSCC) – un organisme s'occupant de la fiabilité des réseaux des États de l'Ouest des États-Unis et du Canada, recommande à ses membres l'utilisation du critère de 1 jour sur 10 ans :

*« BC Hydro plans new resources based on guidelines set by the Western Systems Coordination Council (WSCC). These guidelines recommend that the expectation of having insufficient resources available to meet the forecast daily peak load not exceed one day in 10 years. BC Hydro meets this criteria by maintaining capacity reserves of approximately eight per cent of its dependable generating capacity. »<sup>4</sup>.*

---

<sup>2</sup> Le tableau de la page 38 de la pièce HQD-6, Document 1 du dossier R-3470-2001 Phase 2 identifie la puissance installée requise pour satisfaire au critère de 2,4 heures/an et la portion du contrat projeté de 400 MW requis pour satisfaire à ce critère. De façon plus précise, le tableau identifie séparément les besoins suivants :

- les approvisionnements requis pour répondre au profil horaire des besoins,
- les approvisionnements requis pour couvrir les aléas des scénarios plus forts et les indisponibilités ;
- la somme des approvisionnements requis pour répondre au profil de charge et les aléas (la somme des deux besoins mentionnés ci-hauts) ;
- la puissance installée additionnelle requise pour satisfaire au critère de 2,4 heures/an ;
- la puissance requise selon le cas le plus contraignant ;
- la portion du « 400 MW » requis pour satisfaire au critère de 2,4 heures/an.

<sup>3</sup> Délestage : déficit d'approvisionnement par rapport à la demande de la clientèle.

<sup>4</sup> BC Hydro, Integrated Electricity Plan, January 2000, page 12

Le critère de probabilité de perte de charge de 1 jour sur 10 ans recommandé par le WSCC est le même que celui de 2,4 heures par an puisque tous les deux expriment la même durée probable de manque de puissance<sup>5</sup>.

Pour sa part, le *NorthEast Power Coordinating Council* (NPCC) recommande aussi à ses membres le même critère :

*« Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years. »*<sup>6</sup>

Il faut faire une distinction entre le rôle de la Régie dans le choix et la surveillance du respect du critère de fiabilité en puissance mentionné précédemment, et celui du NPCC. La Régie s'intéresserait au critère de fiabilité en puissance à cause de son rôle dans l'approbation des plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec qui vise à satisfaire les besoins des marchés québécois. Le NPCC s'intéresse au respect des critères de fiabilité de différentes entreprises membres parce que fondamentalement un problème dans une zone donnée peut avoir des conséquences négatives sur les autres dans un système électrique interconnecté:

*« The NPCC role in monitoring conformance with the NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power systems (Document A-2) is essential because, under this criteria, each Area determines its resource requirements by considering assistance from other Area, on the basis that adequate resources will be available in those areas. Because of this reliance on interconnection assistance, inadequate resources in one Area could result in adverse consequences in the other Area. »*<sup>7</sup> [nous soulignons].

Ceci se comprend quand on lit la mission même du NPCC telle qu'affichée sur son site Internet :

*« NPCC's mission is to promote the reliable and efficient operation of the interconnected bulk power systems in Northeastern North America through the establishment of criteria, coordination of system planning, design and operations, and assessment of compliance with such criteria. In the development of reliability criteria, NPCC, to the extent possible, facilitates attainment of fair, effective, and efficient competitive electric markets. »*<sup>8</sup>

---

<sup>5</sup> 1 jour sur 10 ans = 0,1 jour sur un an = (0,1 x 24 heures) sur un an = 2,4 heures par an.

La durée probable de manque de puissance se calcule comme suit :

2,4 heures par an = 2,4 heures sur 8760 heures d'une année normale = 0,000273 = 0,0273% du temps.

La demande serait donc satisfaite 99,973% du temps total (100% moins 0,027%).

<sup>6</sup> NPCC, Document A-2, Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems, page 4

<sup>7</sup> NPCC, Guidelines for Area Review of Resource Adequacy, June 28, 2001, page 1

<sup>8</sup> <http://www.org/default.cfm>

#### 1.4 Méthode de détermination de la réserve en puissance

Pour assurer la fourniture de l'électricité de façon fiable aux consommateurs, un service public d'électricité doit posséder de la réserve en puissance, en sus de moyens nécessaires pour satisfaire strictement à la demande de la clientèle. Cette réserve en puissance prend en compte notamment les pannes possibles des appareils de production et les incertitudes associées à la demande.

Plusieurs services publics nord-américains déterminent leurs réserves en puissance selon un critère dit de probabilité de perte de charge de 2,4 heures par année, critère qui a été accepté par la Régie pour le Plan d'approvisionnement comme on l'a vu précédemment.

Ceci ne signifie pas nécessairement qu'on devrait s'attendre chaque année à une panne d'électricité d'une durée moyenne de 2,4 heures due aux manques de ressources. En fait, le critère exprime une probabilité de défaillance (ou de perte de charge) qui peut se produire ou non dans la réalité.

Pour déterminer la quantité de réserve requise selon ce critère, on doit généralement faire appel à une méthode de calculs rigoureuse et précise.

Essentiellement, dans une méthode donnée, on compare des niveaux de besoins prévus (demande et pertes) avec la disponibilité en puissance de l'ensemble des moyens de production considérés, et ce pour des milliers de situations différentes. La demande aussi bien que la disponibilité des moyens d'approvisionnement sont étudiées en termes de probabilité, ce qui conduit généralement à des méthodes de détermination de la réserve relativement complexes.

Pour apprécier la précision d'une méthode de détermination de la réserve en puissance, on doit normalement examiner, entre autres, les éléments suivants :

- la méthodologie d'évaluation ;
- le niveau de la demande maximale et sa gamme de variations ;
- les profils horaires de la consommation et/ou la courbe des puissances classées (les « bâtonnets ») ;
- les données relatives aux équipements (puissance installée et nombre de groupes turbines-alternateurs des centrales; leurs taux de pannes ; leurs plans d'entretien, le calendrier de mise en service de nouvelles centrales de production d'électricité, etc.).

Il n'existe pas de méthode « universelle » d'évaluation de la réserve en puissance ; chaque entreprise a sa méthode, caractérisée par sa méthodologie et ses données propres.

## 1.5 Concepts reliés aux taux de réserve en puissance

Pour notre discussion sur le calcul de la réserve en puissance, il importe de rappeler certains concepts.

Premièrement, le taux de réserve d'un service d'électricité dépend de beaucoup des caractéristiques techniques du système de production en question, comme en témoigne l'écrit suivant de l'Agence internationale de l'énergie :

*«How Much Reserve Capacity is Needed?  
There is no single figure that defines an optimal reserve margin.  
Reserve levels in the range of 18 to 25% of total generating capacity are often considered appropriate, but factors such as the size of an electricity system, the degree to which the grid is developed and meshed and the share of hydro in the fuel mix need to be considered in assessing reserve needs for a particular system.»<sup>9</sup>*

On trouvera une brève explication de l'Agence internationale de l'énergie sur les taux de réserve à l'annexe 1.

La quantité de réserve dépend aussi des caractéristiques de la consommation de la clientèle. Ainsi, le taux de réserve requis du système d'approvisionnement du Distributeur serait différent des taux applicables aux distributeurs ontariens par exemple, puisque le premier doit satisfaire des besoins importants reliés au chauffage électrique. De même, les taux de réserve considérés comme appropriés pour le Producteur (Hydro-Québec Production) ne le sont pas *nécessairement* pour le Distributeur, puisque les caractéristiques de consommation de leur clientèle et celles de leurs approvisionnements ne sont pas forcément identiques.

Les taux de réserve en puissance d'une entreprise résultent donc d'une méthode de calculs précise qui doit tenir compte à la fois des caractéristiques de la demande et de celles des moyens d'approvisionnement.

## 1.6 Évaluation de la réserve en puissance d'Hydro-Québec Distribution

À la page 8 de la pièce HQD-3, document 1, le Distributeur indique ce qui suit :

*« Depuis le premier Plan, le Distributeur a revu les taux de réserve en puissance qu'il doit utiliser selon l'horizon retenu. Par la même occasion, le Distributeur de concert avec Hydro-Québec Production a également établi de façon plus précise la réserve requise qui devrait être assurée par celle-ci pour l'électricité patrimoniale. »*

Au tableau 2.1 de la même référence, on note que la réserve patrimoniale passe de 3 600 MW dans le premier Plan<sup>10</sup> à 3 100 MW dans le présent. La baisse de la réserve patrimoniale est de 500 MW<sup>11</sup>, une quantité de puissance importante,

<sup>9</sup> Source: International Energy Agency, Security of Supply in Electricity Markets, Evidence and Policy Issues (2002), page 40

<sup>10</sup> Selon l'*État d'avancement 2003*, tel qu'indiqué au tableau 2.1 de la pièce HQD-3, document 1, page 8 du dossier R-3550-2004.

<sup>11</sup> 3 600 MW - 3 100 MW = 500 MW.

puisqu'elle est comparable à la capacité de la centrale thermique de Tracy (637 MW) destinée à satisfaire les besoins de puissance de pointe.

Selon le passage reproduit ci-haut, la baisse de la réserve patrimoniale résulte d'une révision des *taux de réserve* en puissance effectuée par le Distributeur de concert avec le Producteur. Rappelons que ce dernier a la responsabilité de maintenir la réserve patrimoniale, sans droit de charger de frais supplémentaires au prix de 2,79 cents le kilowattheure fixé dans la *Loi sur la Régie*.

Si cette baisse de la réserve patrimoniale était bien calculée, elle n'aurait pas d'impact sur la fiabilité en puissance selon le critère accepté par la Régie. Cependant, le contraire serait aussi possible. Il faudrait donc s'assurer de la validité scientifique de cette baisse de réserve patrimoniale.

À la page 9 de la pièce HQD-3, Document 1<sup>12</sup>, le Distributeur donne l'explication suivante de sa révision des taux de réserve en puissance :

*« Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur retenait le chiffre de 11% pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale de 3 600 MW.*

*Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la suffisance des ressources, que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC, ont permis de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il devrait utiliser selon l'horizon retenu. Le tableau 2.2 qui suit présente ces résultats. À cet égard, le Distributeur procédera, s'il y a lieu, à une mise à jour, suite à la Revue Triennale.*

**Tableau 2.2**  
**Taux de réserve requise en puissance**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008
Taux de réserve requise	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%

(Fin de la citation).

Le Distributeur a donc invoqué les « *dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale* » pour justifier la baisse de ses taux de réserve en puissance.

Cette révision à la baisse des taux de réserve a des conséquences sur la quantité de réserve patrimoniale comme en témoigne l'affirmation suivante du Distributeur :

*« En ce qui concerne la réserve requise en puissance qui devrait être assurée par Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale, elle s'établit maintenant à 3 100 MW. Elle correspond à un taux de réserve de l'ordre de 9%. Cette baisse de la réserve associée à l'électricité patrimoniale reflète, d'une part, la réduction des taux de réserve expliquée plus haut et, d'autre part, le fait que c'est le Distributeur qui a la responsabilité d'acquérir la*

<sup>12</sup> En date du 1<sup>er</sup> novembre 2004

*puissance installée requise en excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les approvisionnements pour faire face aux aléas de prévision de la demande, lesquels croissent avec l'horizon de planification. »<sup>13</sup> (nos soulignés)*

La précision des taux de réserve requise du Distributeur est importante pour la planification des approvisionnements puisque ces taux déterminent indirectement la quantité de réserve additionnelle à celle associée à l'électricité patrimoniale, comme le montre le tableau suivant tiré des données d'Hydro-Québec Distribution.

Pour l'année 2005-2006, la réserve additionnelle requise est estimée par la méthode d'Hydro-Québec Distribution à 158 MW; elle est de 674 MW à la fin de la période étudiée (en 2013-2014). [L'annexe 2 reproduit les données d'HQD reliées aux impacts de la variation des taux de réserve].

Tableau 1.6.1

**Réserve en puissance requise selon  
le Plan d'approvisionnement 2005-2014 (en cours d'examen public)**

Source: HQD-3, Document 1, page 8, tableau  
2.1

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
- Réserve patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
= Réserve additionnelle requise	-92	158	289	537	564	590	607	628	652	674

Tel que le montre le tableau suivant, la quantité de « réserve requise du Distributeur » montrée au tableau ci-haut résulte de simples multiplications des « besoins visés par le Plan » avec les « taux de réserve retenus » :

*Réserve requise du Distributeur = Besoins visés par le Plan x Taux de réserve requise (« Méthode » du Distributeur)*

<sup>13</sup> HQD-3, document 1, page 10, lignes 5-13.

Tableau 1.6.2

## Calculs de la réserve requise effectués par le Distributeur

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Besoins visés par le Plan [A] (référence 1)	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
Taux de réserve retenu par HQD [B] (référence 2)	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Quantité de réserve [C=AxB]	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
Quantité calculée par HQD (référence 3)	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774

Référence 1 : tableau 2.3, HQD-3, Document 1, page 10 de 14

Référence 2 : tableau 2.2, HQD-3, Document 1, page 9 de 14

Référence 3 : HQD-3, Document 1, page 8, tableau 2.1

La précision de la quantité de réserve retenue pour le Plan dépend donc directement de celle des taux de réserve requise retenus par le Distributeur pour son Plan. Or, sur quelles études le Distributeur s'est-il appuyé pour justifier la justesse des taux retenus ? Sont-ils assez précis ? Reflètent-ils les caractéristiques techniques propres au Distributeur ou celles du Producteur ?

La Régie a posé à Hydro-Québec Distribution plusieurs questions relatives à la réserve en puissance lors de ses trois demandes de renseignements. Par sa question 16<sup>14</sup>, l'Union des consommateurs a demandé l'accès aux « dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la suffisance des ressources que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC ».

<sup>14</sup> « Question no 16 [de l'Union des consommateurs]

Référence(s) :

1) HQD-3, Document 1, page 9, lignes 9-12 :

« Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la suffisance des ressources, que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC, ont permis de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il devrait utiliser selon l'horizon retenu. »

Demande(s) :

16.1 Veuillez déposer les études mentionnées à la référence no 1.

16.2 Veuillez préciser les différences, notamment en terme de besoins de puissance et des moyens d'approvisionnement (ressources), entre les informations et données contenues dans les études sur la suffisance des ressources d'Hydro-Québec mentionnée à la référence 1 et dans la démonstration requise par la Régie de l'énergie pour prouver le respect du critère de fiabilité en puissance par le Distributeur en 2005. »

Or, tel que constaté par la Régie<sup>15</sup>, le document intitulé « *Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy* » auquel le Distributeur se référait pour répondre à la question 12 de la Régie et à la question 16.1 de l'Union des consommateurs, est maintenant public. Le document mentionné était préparé par la direction Planification et optimisation de la production d'Hydro-Québec Production.

Le tableau suivant compare les taux de réserve requise retenus par le Distributeur pour ce Plan et ceux retenus par le Producteur pour la zone « Québec Control Area »<sup>16</sup>. On y voit qu'il y a des différences non négligeables entre les deux taux. Par exemple, pour la pointe de 2006-2007, la différence entre les taux retenus par le Producteur et le Distributeur résulte en un écart de 285 MW.

Tableau 1.6.3

**Comparaison des taux de réserve requis**

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008
Taux requis retenus par HQD pour ce Plan (a)	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%
Taux requis retenus par HQP pour le "Québec Control Area" (b)	9,60%	9,70%	10,30%	nd
Différence (en %)	0,80%	0,50%	0,80%	X
Différence (en MW) (note 1)	273	177	285	X

(a) : R-3550-2004, HQD-3, Document 1, page 9 de 14, tableau 2.2

(b) HQP, Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy (NPCC), page 8, tableau 7

Note 1: différence calculée en fonction des besoins visés par le Plan

De plus, même si le NPCC a approuvé le document préparé par le Producteur pour la zone « Québec Control Area », on se demande si ceci assure automatiquement que les taux de réserve requise retenus par le Distributeur soient valides. Les taux indiqués au tableau ci-dessus ne sont pas les mêmes pour chacune des années. La demande et les sources d'approvisionnement du Distributeur ont des caractéristiques différentes de celles associées au « Québec Control Area » traité par le Producteur. Nous encourageons donc le Distributeur à en faire la démonstration à la Régie.

Pour apprécier la précision d'une évaluation de la réserve en puissance, on devrait normalement pouvoir examiner les documents détaillant la base scientifique de cette évaluation qui incluent, entre autres, la méthodologie d'évaluation, les modèles et les programmes d'ordinateurs utilisés.

<sup>15</sup> Décision D-2005-76, page 14

<sup>16</sup> On trouvera à l'annexe 5 certaines données récentes du Producteur concernant les taux de réserve en puissance.

Dans le cas spécifique de la précision de l'évaluation de la réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale, la Régie a dû demander des explications et justifications au Distributeur comme suit :

*« 14.1 [Question de la Régie] Veuillez expliquer et justifier la diminution de 500 MW de la réserve requise pour l'électricité patrimoniale, alors que les conditions de livraison de cette dernière n'ont pas été modifiées.*

*Réponse (d'HQD):*

*La diminution de la réserve requise est entièrement attribuable à la révision à la baisse des aléas et de l'horizon d'atteinte de l'électricité patrimoniale.*

*La révision des aléas a été présentée au NPCC dans le document Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy. Ce document sera déposé à la Régie de l'énergie dès qu'il sera rendu public par le NPCC.*

*Dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, l'atteinte du niveau de l'électricité patrimoniale est prévue dès la première année, soit en 2005. Dans l'État d'avancement 2003, le niveau d'électricité patrimoniale était atteint sur un horizon de 2 ans. L'horizon étant plus éloigné, l'impact des aléas considérés était plus grand. »<sup>17</sup>*

Sur la baisse de la réserve patrimoniale de 500 MW<sup>18</sup> qui fait l'objet de la question no 14.1 de la Régie reproduite ci-haut, nous attirons l'attention de la Régie sur les points suivants :

- étant donné que le coût de la réserve patrimoniale est assumé par Hydro-Québec Production, la baisse de 500 MW<sup>19</sup> n'a pas d'impact monétaire sur les consommateurs québécois, mais elle pourrait avoir des impacts négatifs sur la fiabilité de l'électricité qui leur est destinée ;
- selon nous, Hydro-Québec Distribution doit justifier à la Régie la précision de la nouvelle valeur de 3 100 MW associée à la réserve patrimoniale dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, tout comme celle associée à la quantité de réserve en puissance requise retenue pour ce Plan, car la fiabilité des approvisionnements électriques destinés aux consommateurs en dépend. Par conséquent, même si le document « Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy » du Producteur a été approuvé par le NPCC, ceci ne constitue pas en soi une démonstration complète et satisfaisante de la conformité du Plan au critère de fiabilité en puissance choisi par la Régie.

---

<sup>17</sup> Source : Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignements no 2 de la Régie, HQD-5, Document 1.1, pages 47-48

<sup>18</sup> HQD-3, Document 3, page 6.

<sup>19</sup> de 3 600 MW à 3 100 MW

## 1.7 Recommandation relative à la méthode de détermination de la réserve en puissance

Si l'on veut s'assurer de la précision des quantités de réserve présentées par Hydro-Québec Distribution, il faut examiner en profondeur sa méthode de détermination, ainsi que les données utilisées.

C'est ce que le NPCC exige de ses membres tous les trois ans dans son étude « *Triennial Review* ». De plus, les membres doivent soumettre annuellement au NPCC des rapports dits « *Annual Interim Review* » indiquant les changements majeurs en terme de ressources planifiées et de l'évolution de la demande. Nous joignons à l'annexe 3 le guide du NPCC à cet effet, soit le « *Document B-8 - Guidelines for Area Review of Resource Adequacy* » [*le Guide*]<sup>20</sup>.

À l'article 4.5 de ce *guide*, on remarque que le NPCC invite ses membres à discuter des études sur la suffisance des ressources dans leurs revues triennales (« *comprehensive review* »):

*« 4.5 Discuss resource adequacy studies conducted since the previous Area review, as appropriate. »*

Cette discussion doit être approfondie. En effet, à la fin du document précité, soit les sections A et B du *Guide*, le NPCC spécifie clairement les éléments à discuter qui comprennent, entre autres, le modèle et les programmes d'évaluation de la fiabilité en puissance (profil de charge électrique, puissance des équipements, achats et ventes d'énergie, modélisation de la gestion de la demande, hypothèses sur les contraintes de transport et environnementales, etc.).

En soumettant ce genre de rapports à la Régie, le Distributeur pourrait mieux expliquer la précision de son évaluation de la réserve en puissance. Il permettrait aussi aux intervenants de pouvoir apprécier la base scientifique de l'évaluation de la fiabilité en puissance effectuée pour le Plan d'approvisionnement. Le Distributeur satisferait également une préoccupation de la Régie exprimée récemment dans sa décision D-2005-76 à l'issue de son examen des moyens préliminaires du présent dossier :

*« Pour être en mesure d'évaluer à la fois la contribution des contrats d'approvisionnement existants, les objectifs visés par le Distributeur ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre concernant les approvisionnements additionnels requis, la Régie doit être en mesure de s'assurer non seulement du respect des critères de fiabilité en puissance et en énergie, mais également de leur validité. À cette fin, la Régie dispose des pouvoirs nécessaires pour exiger que lui soient fournis tous les renseignements qu'elle juge pertinents et requis pour examiner de façon efficace cet aspect d'un plan d'approvisionnement. »<sup>21</sup> (nos soulignés)*

<sup>20</sup> mise à jour en date du 28 juin 2001.

<sup>21</sup> D-2005-76, page 11

Mentionnons également qu'Hydro-Québec Production (et non Hydro-Québec Distribution) a soumis ce genre de rapport en novembre 2002 au NPCC, dans un document intitulé « *Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy* »<sup>22</sup>.

D'autre part, dans sa lettre du 21 décembre 2004<sup>23</sup>, la Régie a demandé au Distributeur de présenter un exemple simplifié avec des données fictives du calcul du critère de fiabilité en puissance. Le Distributeur a effectivement répondu à cette demande en donnant un exemple simplifié à la rencontre technique du 14 janvier 2005. Bien que nous ayons apprécié l'effort du Distributeur de vulgariser les concepts associés aux calculs de la réserve en puissance, nous sommes d'avis qu'il faut aller plus loin qu'un exemple simplifié avec des données fictives, compte tenu des impacts importants de ces calculs sur les stratégies d'approvisionnement du Distributeur et sur les caractéristiques des approvisionnements envisagés par le Plan.

Considérant l'importance de la fiabilité en puissance pour les consommateurs québécois, nous recommandons que la méthode de détermination de la réserve en puissance du Distributeur et la méthode pour déterminer la réserve patrimoniale soient soumises à la Régie afin de justifier le choix des taux de réserve requise et par conséquent des approvisionnements et équipements associés à la fiabilité en puissance de l'approvisionnement électrique aux consommateurs québécois. Aux fins de la présente recommandation, le terme méthode inclut la méthodologie d'évaluation et les données utilisées.

### **1.8 Indices pour vérifier le respect du critère de fiabilité en puissance**

De manière générale, le respect du critère de fiabilité en puissance se vérifie si les ressources disponibles sont plus élevées que la somme des besoins et la réserve requise. Il peut aussi être démontré en comparant les taux de réserve planifiés par rapport aux taux requis. Le tableau suivant illustre ces indices, en utilisant les données publiques pour le cas d'Hydro-Québec intégrée (publication du NPCC en novembre 2002).

---

<sup>22</sup> Complément à la réponse d'HQ – UC (7.1) Triennial Review [Dossier R-3526-2004]  
<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/mainDemRensPart3526.html>

<sup>23</sup> Lettre de Me Véronique Dubois à tous les participants, demande no. 4.3, page 3 de 3

Tableau 1.8.1  
« Hydro-Québec Resource Requirements » (MW)

Planning Year	2002-03	2003-04	2004-2005	2005-06	2006-07
Annual Peak Load (1)	33 480	34 080	34 590	34 960	35 240
Total Resource Requirements (2)	36 840	37 685	38 380	38 820	39 020
Planned Resources (3)	37 850	38 795	38 940	39 500	39 570
[(2) – (1)]/(1) [Taux de réserve requise]	10.0%	10.6%	11.0%	11.0%	10.7%
[(3) – (1)]/(1) [Taux de réserve disponible]	13.1%	13.8%	12.6%	13.0%	12.3%

Source : Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy, novembre 2002, page 7

Note: Le taux de réserve était calculé par HQP comme le rapport entre la réserve et la demande de pointe :

$$\text{Taux de réserve} = \text{Réserve} / \text{Demande de pointe}$$

Cette définition est différente de celle retenue par BC Hydro et l'Agence internationale de l'énergie qui exprime les taux de réserve comme le rapport entre la réserve et la capacité installée des équipements :

$$\text{Taux de réserve} = \text{Réserve} / \text{Capacité installée} = \text{Réserve} / (\text{Demande} + \text{Réserve})$$

## 1.9 Respect du critère de fiabilité en puissance pour l'hiver 2004-2005

Sur le site Internet de la Régie<sup>24</sup>, on trouve certains documents relatifs au respect des critères de fiabilité en puissance et en énergie pour l'hiver 2004-2005. Ces derniers sont :

- la lettre du 25 novembre 2004 de Me Nicole Lemieux d'Hydro-Québec à Me Véronique Dubois de la Régie ;
- et les documents A, B, C, D, et E.

En ce qui concerne le respect du critère de fiabilité pour l'hiver 2004-2005, Hydro-Québec précise ce qui suit dans la lettre mentionnée ci-haut:

*« Plus particulièrement, les documents A et B présentent les informations démontrant que le critère de fiabilité en puissance, qui consiste à ne pas dépasser une espérance de délestage de 2,4 heures, sera respecté pour la prochaine année [note de bas de page omise]. Le document A présente un extrait du « 2004-2005 Winter Assessment – Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America » et un document remis par Hydro-Québec au NPCC (Northeast Power Coordinating Council). Le document B (sous plis confidentiel) contient des informations complémentaires permettant de démontrer le respect du critère de fiabilité de 2,4 heures par année. »*

Le document A est un extrait du document intitulé « 2004-2005 Winter Assessment – Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America » qui a été publié par le NERC (North American Electric Reliability Council). Dans ce document, on trouve

<sup>24</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/quoi\\_de\\_neuf.html](http://www.regie-energie.qc.ca/quoi_de_neuf.html)

une comparaison entre la demande et les ressources pour le cas d'Hydro-Québec intégrée, et non pour celui du Distributeur :

*« Demand and Energy – Assuming typical winter peak conditions, Hydro-Québec's internal peak demand for 2004/2005 winter is expected to reach 34,669 MW. [...]*

*For the next winter period, Hydro-Québec will maintain a firm sales commitment of 482 MW (losses included) to neighboring networks outside Québec (328 MW to New England and 154 MW to Cornwall, Ontario, isolated through the Cedars Rapids Transmission network). Since the 154 MW export to Ontario is supplied to isolated load in Cornwall, it is not reflected as a corresponding import in the data submitted by the Ontario area.*

*A new interruptible load program for large industrial customers has been implemented for the 2004/2005 winter. The total interruptible demand in Québec is 979 MW.*

*Resources – [...]*

*The new generating capacity to be added to the system for the winter season will come from a new 220 MW hydro plant (Rocher de Grand-Mère) and the refurbishment of a unit at Outardes 3 hydro plant (75 MW). For the 2004/2005 winter, Hydro-Québec has firm capacity purchases of 6,604 MW (Churchill Falls Labrador Co: 5,064 MW; New Brunswick: 200 MW; and Québec private producers: 1,340 MW). »<sup>25</sup>*

Ainsi, dans le document A, Hydro-Québec inclut dans la demande 482 MW d'exportation (328 MW à la Nouvelle-Angleterre et 154 MW à Cornwall, en Ontario), alors qu'elle compte comme ressources 1 540 MW provenant d'autres producteurs (importation de 200 MW du Nouveau-Brunswick et achat de 1 340 MW de producteurs privés québécois).

Le document *Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy*<sup>26</sup>, soumis en décembre 2004 par le Producteur au NPCC, utilise une approche similaire en incorporant les exportations à la demande et les importations aux ressources.

Notons également que les quantités de charges interruptibles sont différentes dans le cas du Distributeur et du Producteur, comme on peut le voir au tableau suivant (les données sont fournies par Hydro-Québec Distribution en réponse à la question 16.2 de l'Union des consommateurs<sup>27</sup>).

---

<sup>25</sup> 2004-2005 Winter Assessment – Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America  
North American Electric Reliability Council (NERC), page 31

<sup>26</sup> Document soumis par Hydro-Québec Production au NPCC et déposé par la Régie dans le cadre de ce dossier :

[www.npcc.org/publicFiles/documents/resourceAdequacyReviews/currentYear/Quebec Area Interim 2004.pdf](http://www.npcc.org/publicFiles/documents/resourceAdequacyReviews/currentYear/Quebec%20Area%20Interim%202004.pdf)

page 2 :

*« For the 2004/2005 winter peak period, the internal peak load forecast is 34 669 MW and the firm sales outside the Québec Control Area are 482 MW. »*

et page 7, tableau 5 :

*« Planned Net Resources (in MW) [...] NB Power : 200 MW, New England Generators : 127 MW in 2004/2005».*

<sup>27</sup> Réponse suite à la décision de la Régie relative aux moyens préliminaires soulevés par des intervenants (D-2005-76, R-3550-2004, p. 14, 28 avril 2005)

Tableau 1.9.1

Charges interruptibles du Producteur et du Distributeur

Source : HQD-5, Document 10, p. 30, tableau 16.2 (version révisée du 17 mai 2005)

<b>Charges interruptibles (en MW)</b>	Données soumises par Hydro-Québec au NERC (Note 1)	Données soumises par Hydro-Québec au NPCC (Note 2)
HQ Production	419	515
HQ Distribution	560	800
<b>Total</b>	<b>979</b>	<b>1 315</b>

Notes du Distributeur:

(1) 2004/2005 Winter Assessment, Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America, NERC, Novembre 2004.

(2) Quebec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy, December 2004.

Donc, les démonstrations d'Hydro-Québec auprès du NERC et du NPCC du respect du critère de fiabilité en puissance ne concernent pas uniquement la demande et les moyens d'approvisionnement du Distributeur ainsi que les caractéristiques associées aux profils de consommation et aux charges interruptibles propres à la clientèle du Distributeur. Par conséquent, les taux de réserve requise calculés par le Producteur pour la zone Québec, même s'ils étaient bien évalués, ne sont pas forcément applicables de manière directe au cas du Distributeur.

D'autre part, Hydro-Québec précisait dans la lettre ci-haut mentionnée que les informations contenues dans le document B sont confidentielles. Cependant, le 14 mars 2005, Hydro-Québec Production a transmis à Hydro-Québec Distribution une lettre et une feuille d'information. Cette lettre, de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD, mentionne ce qui suit :

*« Hydro-Québec Production convient de rendre publique l'information transmise l'automne dernier relativement au respect du critère de fiabilité en puissance, considérant que la période de pointe hivernale est maintenant terminée et que les achats y afférents ont été réalisés. »*

La « démonstration de la fiabilité en puissance par HQP »<sup>28</sup> mentionnée dans la lettre de M. Daniel Garant est reproduite dans le tableau ci-dessous. On y note que HQP n'a pas fourni de démonstration prouvant que la quantité de réserve requise de 3 258 MW était bien évaluée. Or, les explications sur la méthodologie et sur les données utilisées sont d'autant plus importantes dans ce cas, car la marge entre la réserve disponible (observée) et la réserve requise<sup>29</sup> ne représente qu'à peine 0,2%<sup>30</sup> des besoins à satisfaire.

<sup>28</sup> Expression utilisée dans la lettre du 14 mars 2005 de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD.

<sup>29</sup> 3 336 MW moins 3 258 MW = 78 MW

<sup>30</sup> 78 MW / 35 317 MW = 0,2%

Tableau 1.9.2

**Démonstration de la fiabilité en puissance d'HQP pour l'hiver 2004-2005**

Source: Lettre du 14 mars 2005 de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD

	MW
Besoins réguliers du Distributeur (incluant biénergie CII)	34 184
Autres engagements [d'HQP]	1 133
Total (voir note 1 d'HQP)	<b>35 317</b>
Offre disponible à la pointe	38 234
Puissance interruptible	419
Total (voir note 2 d'HQP)	<b>38 653</b>
Réserve disponible	3 336
<b>Réserve requise pour respecter le critère de 2,4 heures/an</b>	<b>3 258</b>

Notes d'HQP:

(1): Les données reflètent les engagements d'HQP (électricité patrimoniale, livraisons selon entente et exportation de long terme) et l'alimentation de la bi-énergie CII.

(2): les données reflètent les informations disponibles au 20 octobre 2004

<u>Nos calculs</u>	
<b>Taux de réserve requise : ( 3 258/ 35 317) = 9,23%</b> ( les besoins incluent les « autres engagements » d'HQP).	

De plus, tel qu'affirmé dans la démonstration d'Hydro-Québec Production, cette dernière utilisait les possibilités d'achat de court terme<sup>31</sup> comme ressources pour garantir les besoins prévus de l'hiver 2004-2005. Par contre, les besoins comprennent 1 133 MW d'engagements d'HQP autres que la demande des consommateurs québécois<sup>32</sup>.

Quant à l'offre disponible à la pointe de 38 234 MW indiquée au tableau préparé par HQP, on ne trouve aucun détail expliquant la méthode de calculs et les données utilisées.

Dans l'ensemble, la démonstration d'Hydro-Québec Production pour l'hiver 2004-2005 est sommaire.

<sup>31</sup> Lettre du 14 mars 2005 de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD, page 2 :

« ...la puissance installée incluant les possibilités d'achat à court terme et l'option d'électricité interruptible ... ».

<sup>32</sup> Les besoins comprennent :

- 34 184 MW de besoins à la pointe du Distributeur (incluant 257 MW de besoins pour alimenter la bi-énergie CII), chiffre qui est identique à celui identifié par le Distributeur à la pièce HQD-3, Document 3, page 26 ;
- et 1 133 MW pour autres engagements d'HQP.

Source : Lettre du 14 mars 2005 de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD

Nous croyons que le Distributeur doit exiger du Producteur des démonstrations plus détaillées dans l'avenir pour s'assurer de la validité de la méthode de calculs et des données utilisées, étant donné la responsabilité du Distributeur pour la sécurité et la fiabilité des approvisionnements d'électricité aux consommateurs québécois. Le Distributeur devrait normalement rapporter à la Régie les résultats de ses vérifications par les mécanismes de suivi du plan d'approvisionnement, notamment les démonstrations en novembre de chaque année exigées par la Régie dans sa décision D-2002-169 (voir extraits à la section 1.3).

### 1.10 Vérification du respect du critère par le Producteur pour l'hiver 2005-2006

Cette vérification serait très importante pour l'hiver 2005-2006, compte tenu que le Producteur pourrait respecter tout juste le critère de 2,4 heures/an pour cette période dans le cas d'une croissance moyenne de la demande (voir le tableau suivant). Dans le cas d'une croissance forte de la demande, le nombre d'heures de défaillance serait de 3,53 heures pour 2005-2006, soit une espérance de délestage supérieure à 2,4 heures selon le critère de fiabilité en puissance discuté dans cette section. Pour respecter ce critère dans le cas d'un scénario fort de la demande, le Producteur estime avoir besoin de 300 MW de ressources additionnelles<sup>33</sup>.

Tableau 1.9. 3

Résultats d'une évaluation récente de probabilité de perte de charge [Loss of Load Expectation (LOLE)]

Source : Hydro-Québec Production, Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy, page 8, tableau 6 et page 9, tableau 8.

Année	Scénario de demande moyenne (heures/an)	Scénario de Demande forte (heures/an)
2004/2005	0,80	1,41
<b>2005/2006</b>	<b>2,40</b>	<b>3,53</b>
2006/2007	1,58	2,07

<sup>33</sup> Hydro-Québec Production, Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy, page 2:

« In the High Load Forecast Scenario, about 300 MW of additional resources are required for the 2005/2006 peak month. »

## 2. FIABILITÉ EN ÉNERGIE DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

### 2.1 Critère d'un déficit éventuel de 64 TWh sur deux ans

La fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale se mesure par rapport à un critère qui actuellement consiste en un maintien par le Producteur d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives.

La référence de base relative à la surveillance du respect de ce critère se trouve dans la décision D-2002-169 de la Régie qui a été prise suite à son examen du premier Plan d'approvisionnement du Distributeur. À la page 28 de ladite décision, on peut lire ce qui suit :

*« Pour le présent plan [le premier Plan], la Régie note le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité patrimoniale énoncé par le Producteur dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives.*

*La Régie est d'avis que le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur pour être capable de prendre les mesures préventives requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande de sa clientèle.*

*Conformément à sa compétence, selon l'article 31 alinéa 2, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre et en mai de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en énergie consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives est respecté pour l'électricité patrimoniale. Cette démonstration pourrait par exemple utiliser des « rule curves ». Au besoin, le Distributeur pourra expliquer, lors du dépôt desdites informations, les motifs justifiant qu'elles ne soient pas rendues publiques. »<sup>34</sup> (nos soulignés)*

L'article 31, alinéa 2 de la *Loi sur la Régie* mentionné dans la décision ci-haut citée de la Régie se lit comme suit:

*« 31. La Régie a compétence exclusive pour :*

- 1. fixer et modifier les tarifs [...];*
- 2. surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants ; [...]* »

Il est donc clair que la vérification du Distributeur auprès du Producteur a pour but de « s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants ». Selon la décision D-2002-169 de la Régie, cette vérification du Distributeur lui permet de « de prendre les mesures préventives requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande de sa clientèle ».

---

<sup>34</sup> Décision D-2002-169, page 28 de 75.

Dans les paragraphes plus bas, nous discuterons de la pertinence du critère d'un déficit éventuel de 64 téra-wattheures sur 2 ans, compte tenu de nouvelles informations et données techniques.

## 2.2 Respect du critère de fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale pour les années 2005-2006

Pour l'exercice de novembre 2004, le Distributeur a effectivement déposé à la Régie deux documents dans le but de démontrer le respect du critère de fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale, soit les documents C et D.<sup>35</sup>

Le document C consiste en une attestation<sup>36</sup> de la fiabilité énergétique du parc de production d'Hydro-Québec en date du 17 novembre 2004. Cette attestation est affichée sur le site Internet de la Régie, elle est donc publique.

Quant au document D, la lettre du 25 novembre 2004 de Me Nicole Lemieux d'Hydro-Québec (page 2) à Me Véronique Dubois de la Régie décrit son contenu comme suit :

*« Le document D contient les informations démontrant que le critère de fiabilité en énergie, consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives, est respecté pour l'électricité patrimoniale [note de bas de page omise]. Ce document reproduit les données apparaissant à l'annexe 3B de la pièce HQD-3, Document 3, du plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur (dossier R-3550-2004) et présente une analyse du critère de fiabilité en énergie pour une période de quatre (4) ans. Ce document présente également, **sous pli confidentiel**, les courbes de l'évolution des stocks énergétiques et des informations sur les apports naturels. »* (caractères gras du texte original)

L'analyse technique du respect d'un critère de fiabilité en énergie applicable pour le cas du Producteur requiert, entre autres, les informations suivantes :

- la définition du critère en question ;
- le stock énergétique au début d'une période donnée ;
- les apports naturels ;
- les sorties des réservoirs prévues pour l'électricité patrimoniale et autres obligations contractuelles d'Hydro-Québec Production, par exemple, les exportations fermes;
- l'évolution des stocks énergétiques et des comparaisons avec le seuil minimum permis en mode d'exploitation.

Dans le cas où « l'évolution des stocks énergétiques et des informations sur les apports naturels »<sup>37</sup> étaient confidentielles, aucune analyse par des tiers ne serait possible.

---

<sup>35</sup> lettre du 25 novembre 2004 de Me Nicole Lemieux d'Hydro-Québec à Me Véronique Dubois de la Régie, page 2.

<sup>36</sup> attestation signée par M. André Bourbeau, Président du Conseil d'administration d'Hydro-Québec à l'époque.

Le niveau énergétique au 1<sup>er</sup> janvier 2005 prévu par Hydro-Québec Production au 15 septembre 2004 est aussi une donnée importante à l'analyse, d'autant plus que, quelques mois auparavant, Hydro-Québec Production laissait entendre l'existence de certains problèmes reliés à son stock énergétique et à ses apports d'eau (dossier R-3526-2004).

Cette question a été clarifiée par le Distributeur, en réponse aux questions 33.7 et 33.8 de l'Union des consommateurs:

*« 33.7 Le Distributeur juge-t-il réaliste le niveau de stock énergétique de 109,6 TWh au 1er janvier 2005 prévu par HQP en septembre 2004 (ligne 7, page 43, HQD-3, Document 3) ?*

*Réponse :*

*Compte tenu des informations transmises le 15 septembre 2004 et des discussions avec Hydro-Québec Production à cet effet, le Distributeur juge réaliste le niveau de stock énergétique de 109,6 TWh au 1<sup>er</sup> janvier 2005 prévu par HQP en septembre 2004 (ligne 7, page 43, HQD-3, Document 3)*

*33.8 Comment explique-t-on la différence de 31,5 TWh par rapport au niveau de stock énergétique de 78,1 TWh prévu par HQP pour la même date dans le dossier R-3526-2004, HQP-1, Document 1, page 13, tableau 1.1 ?*

*Réponse :*

*La différence s'explique en grande partie par la forte hydraulité de l'année 2004. »<sup>38</sup>*

De plus, le Distributeur affirme ce qui suit :

*« 33.3 Veuillez indiquer si le Distributeur a eu des discussions avec HQP et a vérifié le réalisme des informations et données présentées à la référence no 1? [Référence no 1 : HQD-3, Document 3, pages 43-44 : « Annexe 3B - Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique »]*

*Réponse :*

*Le Distributeur confirme qu'il a eu des discussions avec Hydro-Québec Production et qu'il a vérifié le réalisme des informations et données présentées à la référence no 1. »<sup>39</sup>*

Ainsi, selon Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution, le critère de fiabilité de moins 64 TWh sur deux ans de l'électricité patrimoniale serait respecté, pour le cycle des années 2005-2006.

Cependant, aucune contre-expertise par les intervenants n'est possible compte tenu de la confidentialité de certaines informations pourtant essentielles à l'examen. Cette façon de faire va carrément à l'encontre de la recommandation no 8 de la Régie dans son avis A-2004-01 (page 85) :

---

<sup>37</sup> Expression utilisée dans la lettre du 25 novembre 2004 de Me Nicole Lemieux d'Hydro-Québec à Me Véronique Dubois de la Régie.

<sup>38</sup> HQD-5, Document 10, pages 53-54

<sup>39</sup> HQD-5, Document 10, page 52

*« La Régie recommande que les critères de fiabilité retenus et l'état des réserves pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois soient soumis à un examen public sur une base régulière. Cet examen peut se faire à l'occasion de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur. »*

### **2.3 Cas d'un cycle de faible hydraulicité sur 4 ans**

En plus de l'éventualité d'un cycle de faible hydraulicité sur deux ans, Hydro-Québec Production a aussi étudié le cas d'un cycle étalé sur 4 ans. Le tableau suivant compare les résultats de deux scénarios d'Hydro-Québec Production pour ce cas.

Le premier scénario étudié par Hydro-Québec Production se trouve à la pièce HQD-3, Document 3, page 43<sup>40</sup> du présent dossier ; le second à la page 3 de la lettre du 18 mars 2005 de M. Daniel Garant d'Hydro-Québec Production à M. Daniel Richard d'Hydro-Québec Distribution.

Le premier scénario en date du 15 septembre 2004 a été effectué avec une valeur prévisionnelle du stock énergétique au 1<sup>er</sup> janvier 2005. Le second scénario, effectué le 15 mars 2005, est basé sur sa valeur réelle qui aurait été réalisée vraisemblablement suite à une demande de renseignements du RNCREQ<sup>41</sup>.

L'examen du tableau permet de constater qu'il existe une différence importante, soit 7,7 TWh, entre les valeurs prévues et réelles du stock énergétique au 1<sup>er</sup> janvier 2005. Sans vouloir d'aucune façon critiquer la prévision du stock énergétique d'Hydro-Québec Production, force est de constater que les apports d'eau sont hors du contrôle du Producteur et qu'une gestion prudente des réservoirs serait de mise.

---

<sup>40</sup> Le titre exact de la page 43 de la pièce HQD-3, Document 3 du présent dossier est :  
*« Annexe 3B – Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique  
Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2005-08 »*

<sup>41</sup> sources: question 4.2 du RNCREQ et « Exposé du Distributeur - Moyens préliminaires » en date du 14 mars 2005, pages 14-15.

Tableau 2.3.1

**Cas d'un cycle de faible hydraullicité sur 4 ans (-98 TWh)  
– Évaluation d'HQP**

	Scénario du 15-sept-04 (a)	Scénario du 15-mars- 05 (b)	Écart
A. Stock énergétique au 1er janvier 2005	109,6 (prévu)	101,9 <b>(réel)</b>	<b>7,7</b>
B. Stock énergétique prévu au 1er mai 2009 à hydraullicité <u>normale</u> de 2005 à 2008	65,7	60,7	5
C. Application du critère de gestion: 1) cycle de faible hydraullicité à 2% de probabilité de janvier 2005 à décembre 2008	-98,0	-98,0	0,0
2) moyen requis :	98	98	0
<b>D. Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1er mai 2009</b>			
1) Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	55,7	50,7	5,0
2) Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	34,0	34,0	0,0
3) Exploitation accrue de la centrale de Tracy	non requise	non requis	
4) Importations (en sus de HQD, le cas échéant)	9,0	14,0	5,0
<b>Total des moyens identifiés</b>	<b>98,7</b>	<b>98,7</b>	<b>0,0</b>

Séquence des importations :

- 1) scénario avec prévision du stock énergétique au 1er janvier 2005: 0+2+3+3+1
- 2) scénario avec stock énergétique réel au 1er janvier 2005: 2+2+3+4+3

(a) HQD - Document D - "HQP- État des réserves et de la fiabilité énergétique" ( 15 septembre 2004) et HQD-3, Document 3, page 43.

(b) Lettre du 30 mars 2005 de HQD à la Régie reproduisant la feuille intitulée "HQP- État des réserves et de la fiabilité énergétique - *Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2005-08* " préparée par HQP le 15 mars 2005.

On note aussi des conséquences éventuelles négatives si jamais Hydro-Québec Production devait faire face au scénario d'un cycle de faible hydraulicité sur 4 ans telles qu'indiqués à la partie « *Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1<sup>er</sup> mai 2009* » reproduite au tableau 2.3.1 de ce rapport :

- l'atteinte du niveau minimum opérationnel absolu des réservoirs, à environ 9%<sup>42</sup> du niveau prévu au 1<sup>er</sup> janvier 2005 ;
- l'utilisation de la marge de manœuvre (surplus) de 34 TWh qui pourrait modifier le plan d'exportation d'électricité d'Hydro-Québec Production et affecter par conséquent ses bénéficiaires et la distribution des dividendes ;
- la nécessité d'importer de l'énergie, même si les quantités sont relativement faibles dans ce cas, pour « *garantir* » la consommation au Québec.

Il faut donc mieux identifier les causes réelles des aléas hydrologiques et des incertitudes liées à la capacité de production d'Hydro-Québec Production, le fournisseur le plus important du Distributeur.

## 2.4 Renforcement du critère de fiabilité en énergie de l'électricité patrimoniale

Bien que le Distributeur ait obtenu la confirmation que le critère d'un déficit de 64 TWh sur deux ans serait respecté par Hydro-Québec Production pour le cycle des années 2005-2006, ceci n'enlève pas les interrogations de la Régie et de certains intervenants quant à la pertinence d'utiliser ce critère dans les prochaines années.

D'abord, un cycle de faible hydraulicité comportant un déficit de 64 TWh sur 2 ans n'est pas une condition des plus contraignantes en matière d'aléas hydrologiques. En effet, Hydro-Québec a vécu une situation réelle où les apports d'eau étaient en déficit de 67,4 TWh sur deux ans (en 1961 et 1962), suivie d'une troisième année (en 1963) avec un déficit de 32,1 TWh<sup>43</sup>. Au total, c'est donc un déficit de 99,5 TWh sur trois ans.

Sur ce sujet, lisons le constat suivant de la Régie dans son avis A-2004-01 :

*« Le critère de 64 TWh sur deux ans est-il toujours approprié ?  
Le Producteur soutient que le critère de 64 TWh sur deux ans est toujours valable.  
La Régie constate toutefois que l'historique des apports sur 61 ans présente plusieurs déficits cumulatifs importants sur deux ans ou trois ans. Ainsi, Hydro-Québec a connu, dans le passé, des déficits de 65 TWh et de 67,5 TWh sur deux ans et de 99,5 TWh sur trois ans.  
La Régie constate que le critère de gestion des réservoirs ne permet pas de faire face à de telles situations de faibles hydraulicités prolongées. »*<sup>44</sup>

<sup>42</sup> 10 TWh divisé par 109,6 TWh = 9%

<sup>43</sup> dossier R-3526-2004, Mémoire de l'Union des consommateurs, tableau 9, et HQP-3, Document 1, page 49 de 51.

<sup>44</sup> Avis 2004-01, page 84

Si le critère d'un déficit éventuel de 64 TWh sur deux ans était toujours approprié, pourquoi Hydro-Québec Production a-t-elle jugé bon de présenter également une analyse d'un déficit de 98 TWh sur 4 ans ? (voir références identifiées à la section 2.3).

Hydro-Québec Production a-t-elle étudié les avantages et les inconvénients de revenir au critère de fiabilité énergétique en vigueur avant 1990 qui tenait compte de l'éventualité d'un cycle de faible hydraulité sur quatre ans<sup>45</sup> ?

Sur la grande variabilité des apports hydrologiques, il serait intéressant de lire la remarque suivante de la Régie :

*« Au cours des 30 dernières années la capacité moyenne de production correspondant aux apports annuels sur une période mobile de 10 ans a été jusqu'à 16 TWh au dessus de l'hypothèse de planification actuelle du Producteur de 189,6 TWh. Elle a aussi été jusqu'à 14 TWh plus basse.*

*Cette grande variabilité indique la mesure du défi que constitue l'estimation de la capacité de production requise pour les 10 prochaines années. Face à une telle variabilité, il importe de mesurer les conséquences de différents scénarios d'hydraulité et de valider si des moyens suffisants peuvent être mis en place pour assurer la sécurité des approvisionnements du Québec. »<sup>46</sup>*

Récemment, Hydro-Québec Production a admis que la validité scientifique de la moyenne historique des apports naturels et de ses écarts par rapport aux apports énergétiques des cycles de faible hydraulité doit être revue par des experts reconnus :

*« Enfin, Hydro-Québec Production vous informe de son intention de mandater des experts reconnus pour (i) valider la méthode utilisée afin d'établir la moyenne historique des apports naturels et (ii) déterminer si l'écart des apports énergétiques annuels par rapport à la moyenne, associée à une probabilité de 2% sur des périodes de deux et quatre ans (-64 TWh sur deux ans et -98 TWh sur quatre ans), est valable. Ces nouvelles études prendront en compte les données les plus récentes disponibles, incluant les années 2001 à 2004, ce que les études antérieures ne pouvaient évidemment considérer. Les conclusions de ces nouvelles études seront divulguées dans la foulée du plan stratégique 2006-2010 »<sup>47</sup>*

---

<sup>45</sup> Preuve de l'utilisation par Hydro-Québec avant 1990 d'un critère basé sur l'éventualité d'un cycle de faible hydraulité sur 4 ans:

*« Le critère de fiabilité énergétique utilisé jusqu'à maintenant est basé sur la variabilité des apports naturels.*

*Le critère est exprimé par une réserve minimale à conserver à chaque année pour se prémunir contre une longue période de sécheresse. Cette réserve minimale représente la différence entre la quantité d'énergie nécessaire pour protéger le système contre une séquence de « quatre années sèches » et la quantité d'énergie associée aux différents moyens compensateurs disponibles » Daniel Richard et Gilles Lacoursière, Division Programmes et Plan, Vice-Présidence Planification du réseau, Hydro-Québec, mai 1990 – Dossier R-3470-2001, RNCREQ-2, page 3*

<sup>46</sup> Avis A-2004-01, page 77-78

<sup>47</sup> Lettre du 14 mars 2005 de M. Daniel Garant d'HQP à M. Daniel Richard d'HQD

La Régie a également soulevé l'importante question de l'effet des changements climatiques dans son Avis A-2004-01:

*« L'incertitude quant à la production du parc hydraulique du Producteur peut aussi être influencée négativement à plus long terme par les changements climatiques identifiés dans des études récentes comme celles qui sont menées par le consortium Ouranos. »<sup>48</sup>*

Il s'agit là de problèmes scientifiques certes potentiels, mais dont les conséquences sur la sécurité énergétique des Québécois pourraient être graves.

Notons finalement la remarque suivante, également de la Régie :

*« Aussi, le Producteur a conclu deux contrats d'approvisionnement pour un total de 600 MW et 4,9 TWh par an à compter de 2007. Ces contrats seront alimentés à partir des équipements hydrauliques existants du Producteur. [...] »*

*La sécurité énergétique des Québécois dépend de la gestion des réserves hydrauliques du Producteur, non seulement en raison du contrat d'électricité patrimoniale, mais aussi des contrats postpatrimoniaux.*

*La situation actuelle, qui démontre l'interrelation entre les stratégies d'approvisionnement du Distributeur et l'évaluation des réserves hydrauliques, implique qu'elles doivent être analysées de façon conjointe. L'examen futur des plans d'approvisionnements du Distributeur nécessite donc un examen des réserves du Producteur et de son critère de gestion. »<sup>49</sup>*

Une révision éventuelle des critères de gestion des réservoirs d'Hydro-Québec Production devrait aussi examiner la question si HQP peut compter sur les importations d'électricité comme moyen pour garantir la livraison d'électricité aux consommateurs québécois conformément aux contrats avec le Distributeur, y compris celui de l'électricité patrimoniale.

Il existe donc plusieurs éléments qui remettent en question la pertinence de continuer à utiliser le critère de -64 TWh sur 2 ans dans les prochaines années.

Notons finalement qu'en 2002, la Régie n'a fait que *noter* le critère de -64 TWh sur deux ans :

*« Pour le présent plan, la Régie note le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité patrimoniale énoncé par le Producteur dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives. »<sup>50</sup> (nos soulignés)*

---

<sup>48</sup> Avis A-2004-01, page 78

<sup>49</sup> Avis A-2004-01, pages 84-85

<sup>50</sup> D-2002-169, page 28

La Régie n'a pas choisi elle-même le critère de -64 TWh sur deux ans et le figer pour des décennies, sans égard aux nouvelles données techniques et aux préoccupations des consommateurs.

En conclusion, il serait donc fort souhaitable d'étudier si le critère d'un déficit de 64 TWh sur 2 ans est encore valable, et sinon, de déterminer le ou les critères de gestion de remplacement qui tiennent compte des données et des avis d'experts les plus récents possible.

### 3. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

De façon générale, le critère de fiabilité en énergie du Distributeur exprime sa capacité de fournir de l'électricité aux consommateurs dans l'éventualité où la demande serait plus forte que celle prévue dans le scénario moyen sur un horizon de long terme. Il ne faut pas confondre ce critère avec celui de l'électricité patrimoniale ou avec les critères de gestion des réservoirs d'Hydro-Québec Production.

Le Distributeur formule sa proposition relative à sa fiabilité en énergie de la manière suivante :

*« Le Distributeur propose donc de reformuler le critère de fiabilité en énergie comme suit : 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. L'annexe 1A présente le détail des capacités d'importations et les raisons motivant une telle limitation du niveau de dépendance envers les marchés de court terme. Cette limite de 5 TWh pourrait être éventuellement rehaussée à partir de l'année où des augmentations significatives des capacités d'interconnexion seraient mises en service. »<sup>51</sup>*

Il s'agit donc d'une reformulation d'un critère de fiabilité en énergie qui avait été accepté par la Régie à l'issue de son examen du premier Plan.

Selon notre compréhension de la proposition du Distributeur dans le présent dossier, le critère reformulé a trois caractéristiques:

- 1) L'application du critère vise un horizon de 4 ans et plus (long terme) ;
- 2) L'écart-type au-delà du scénario moyen est utilisé comme une mesure décrivant l'éventualité d'une demande plus forte qui pourrait être causée par l'activité économique et par la température (effet combiné);
- 3) Les importations de court terme, comme un des moyens possibles de satisfaire ce critère, sont limitées à un maximum de 5 TWh par an.

Le changement le plus remarquable, sinon le seul, de cette reformulation serait d'exprimer l'éventualité d'une demande plus forte par un écart-type au-dessus de la demande prévue dans le scénario moyen, au lieu d'utiliser comme balise le scénario fort de la demande comme c'était le cas dans le premier Plan. En terme quantitatif, ceci implique la capacité d'acquérir, si requis, 7,8 TWh en sus de ceux prévus dans le scénario moyen, au lieu de 8,5 TWh :

*« Pour la prévision de la demande actuelle, cet écart-type se chiffre à 7,8 TWh (voir tableau 2.17 de HQD-2, Document 1), soit un peu moins que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen des besoins qui se chiffre, pour le même horizon (2008), à 8,5 TWh (voir tableau 2.14 de HQD-2, Document 1). »<sup>52</sup>*

<sup>51</sup> HQD-3, Document 1, page 6, lignes 5-13

<sup>52</sup> HQD-3, Document 1, page 6, lignes 14-17

Ainsi, il n'y a pas de changements significatifs sur les quantités d'énergie à prévoir par le Distributeur pour assurer la sécurité des approvisionnements à long terme, dans l'éventualité où la croissance de la demande serait forte.

Le Distributeur a affirmé également que l'utilisation d'un écart-type au dessus du scénario moyen permet de faire face à près de 85 % des scénarios possibles, ce qui de son avis est suffisant<sup>53</sup>. Il a également produit un tableau<sup>54</sup> pour illustrer l'impact que pourrait avoir un scénario plus fort de la demande sur les approvisionnements additionnels requis et la dépendance envers les marchés de court terme. Le tableau ci-dessous reproduit les données de l'illustration du Distributeur pour les années 2009-2014.

Tableau 3.1

Source : HQD-3, Document 3, page 38, tableau 3.7

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Impact de l'aléa global sur les besoins (un écart-type)	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Total des approvisionnements additionnels requis compte tenu de l'ajout d'un écart-type à la demande moyenne *	8,6	7,8	7,9	8,2	8,1	8,3
<u>Approvisionnements additionnels requis répartis comme suit :</u>						
1. Devancement des « Autres appels d'offres de long terme »	0,0	0,5	2,0	2,8	2,7	1,6
2. Contribution du projet de 400 MW modulable	0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
3. Marchés de court terme	8,3	4,2	2,7	2,3	2,3	3,6
Total des 3 lignes ci-dessus (Total des moyens prévus pour satisfaire les approvisionnements additionnels requis selon le scénario fort de demande à un écart-type de la demande moyenne)	8,6	7,9	7,9	8,3	8,2	8,4

\* après le déploiement de long terme du second Plan (réalisation du second bloc d'énergie éolienne et d'autres appels d'offres de long terme)

On y constate que, si la demande était plus forte à long terme, le Distributeur ferait appel aux trois moyens pour satisfaire ladite demande, soit devancer les « Autres appels d'offres de long terme », réaliser et exploiter son projet de 400 MW modulable (3,2 TWh), et acheter sur les marchés de court terme pour environ 3 à 4 TWh par an à l'exception de l'année 2009. Bien que la dépendance envers les marchés de court

<sup>53</sup> HQD-3, Document 1, page 6, lignes 18-19

<sup>54</sup> HQD-3, Document 3, page 3, tableau 3.7

terme pour l'année 2009 soit relativement élevée (8,3 TWh), le Distributeur considère lui-même qu'il n'y a pas de risque indu sur la sécurité énergétique des consommateurs québécois<sup>55</sup>.

Les quantités d'électricité à être éventuellement importées sont de l'ordre de 3,5 TWh pour la période 2010-2014. Elles sont nettement en deçà de la capacité utile des interconnexions de 15 TWh et de leur capacité sans contrainte de marché de 24 TWh tel qu'estimées par le Distributeur :

*« En tenant compte des périodes d'entretien et des pannes potentielles des interconnexions, le Distributeur retient 4 TWh en pointe et 11 TWh hors pointe, pour un total de 15 TWh par année de capacité utile d'interconnexion. Le tableau ci-dessus présente la capacité des interconnexions en énergie, en tenant compte des contraintes de marché. Les résultats sommaires sont présentés ci-dessous.*

*Avec contraintes de marché :*

*Pointe : 4,5 TWh*

*Hors pointe : 11,6 TWh*

*Total : 16,2 TWh*

*D'autre part, en ne prenant pas en considération les contraintes de marché, les résultats seraient les suivants :*

*Sans contrainte de marché :*

*Pointe : 10,2 TWh*

*Hors pointe : 13,9 TWh*

*Total : 24,1 TWh »<sup>56</sup>*

Dans ces conditions, nous estimons que la limite maximale de 5 TWh/an de « dépendance de marché de court terme » que s'impose le Distributeur devrait être considérée comme un guide, et non un critère à caractère absolu.

Rappelons que les immobilisations d'interconnexion ont été construites justement pour, entre autres buts, pallier à une éventuelle insuffisance de ressources au Québec. Les consommateurs québécois ont donc indirectement « investi » pour de telles éventualités.

D'autre part, selon les conditions tarifaires actuelles, les consommateurs québécois ne doivent pas défrayer de coût de transport supplémentaire pour les importations de court terme. Ce fait a été confirmé par TransÉnergie, comme on peut le constater à la lecture de ce qui suit :

*« Q. [de Me Eve-Lyne Fecteau, procureure de l'Union des consommateurs] [...] Est-ce que vous pouvez me confirmer aussi que, dans ce cas-là, l'appel d'offres [de court terme] qui s'en vient, les consommateurs québécois ne doivent pas payer de frais de transport supplémentaires à TransÉnergie?*

*R. [de Mme Chantal Guimont de TransÉnergie] C'est inclus dans le service que le Distributeur paiera à même le revenu requis de la charge locale.*

*[...] Il n'y a donc pas de coûts spécifiques, mais ils sont inclus dans les coûts génériques de la charge locale. »<sup>57</sup>*

<sup>55</sup> HQD-3, Document 3, page 36, lignes 22-25 et page 37, lignes 1-2

<sup>56</sup> HQD-5, Document 1, pages 6-7

<sup>57</sup> Dossier R-3526-2004, NS-3526 – 5 mai 2004, page 41

Ainsi, il faut s'assurer que les consommateurs québécois puissent profiter de façon juste et raisonnable des équipements d'interconnexion pour ce genre d'éventualité à faible probabilité par ailleurs.

En définitive, la limite maximale de 5 TWh par an que s'impose le Distributeur devrait donc être interprétée avec flexibilité.

Notons que certains critères alternatifs pourraient être développés. Sur ce sujet, rappelons la demande suivante de la Régie au Distributeur à l'issue de son examen du premier Plan :

*« Quant au critère de fiabilité en énergie, la Régie accepte celui proposé par le Distributeur qui consiste à pouvoir rencontrer un scénario fort. Toutefois, elle demande au Distributeur de proposer dans son prochain plan d'approvisionnement certaines critères alternatifs en indiquant pour chacun d'eux les avantages, les inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application »<sup>58</sup> (nos soulignés)*

Dans le présent dossier, le questionnement de la Régie sur les critères alternatifs et la réponse du Distributeur sur ce sujet se lisent comme suit :

*« 2.2 [Question de la Régie] Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'autres critères de fiabilité en énergie que celui consistant à satisfaire un scénario des besoins situé à un écart-type au-delà du scénario moyen. Si oui, veuillez les présenter en indiquant pour chacun d'eux les avantages, les inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application. Si non, veuillez expliquer pourquoi.*

*Réponse [du Distributeur]:*

*Non. Le Distributeur n'a pas envisagé d'autres critères de fiabilité en énergie. Le critère retenu assure une protection permettant de faire face à près de 85 % des scénarios possibles, ce qui de l'avis du Distributeur est suffisant. À l'inverse, une protection plus faible que celle d'un écart-type apparaît insuffisante. En effet, l'expérience des dernières années, où les besoins réels ont été supérieurs à ceux prévus, à cause d'une combinaison d'une activité économique plus importante et de températures plus froides, confirme la justesse de ce niveau de protection.»<sup>59</sup>*

On constate que le Distributeur n'a pas étudié véritablement d'autres critères de fiabilité en énergie, en indiquant leurs avantages, leurs inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application tels que demandés par la Régie il y a environ trois ans. L'examen public du critère reformulé dans le présent Plan serait effectué vraisemblablement sans étude de solutions alternatives.

Compte tenu de ce qui précède, le « critère » reformulé du Distributeur pour faire face à un scénario de demande plus forte pourrait être accepté par la Régie, en autant qu'on le prenne comme un guide<sup>60</sup> à la planification des approvisionnements de long terme. En particulier, la limite maximale d'achats éventuels sur les marchés de court terme de 5 TWh par an doit être interprétée avec flexibilité.

---

<sup>58</sup> HQD-5, Document 1, page 3

<sup>59</sup> HQD-5, Document 1, page 5

<sup>60</sup> Larousse donne au mot « critère » les sens suivants :

*« Critère n.m. Principe auquel on se réfère pour émettre un jugement, une appréciation, etc. // Moyen permettant de conclure à l'existence d'une propriété mathématique.»*

## 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

De manière générale, les approvisionnements additionnels requis pour assurer la sécurité énergétique des consommateurs sont calculés comme la différence entre les besoins et les ressources existantes ou considérées comme existantes.

Les paragraphes suivants présentent nos analyses relatives aux ressources existantes ou considérées comme existantes, soit :

- l'électricité patrimoniale ; et
- les approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale.

### 4.1 Puissance et énergie maximales de l'électricité patrimoniale

Le présent Plan utilise la valeur de 178,9 TWh pour l'électricité patrimoniale (voir par exemple, le tableau 3.3 de HQD-3, Document 3, page 25). Il compte aussi l'électricité patrimoniale comme une ressource fournissant une puissance de pointe de 34 342 MW, sans compter d'une réserve patrimoniale de 3 100 MW par année<sup>61</sup>. Il ne faut pas confondre la valeur de 178,9 TWh mentionnée précédemment avec le chiffre de 165 TWh indiqué à l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie*.

L'exactitude des valeurs utilisées pour l'électricité patrimoniale influe directement celle des quantités d'électricité post-patrimoniale et leurs coûts qui seraient assumés ultimement par les consommateurs québécois.

À l'exception de la valeur de 3 100 MW de réserve patrimoniale estimée par le Distributeur, les autres chiffres associés à l'électricité patrimoniale tirent leur source dans le décret 1277-2001, l'alinéa 5 :

*« 5. Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures, présenté au profil des livraisons d'électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissances classées à conditions climatiques normales, annexés au présent décret ; »* (nos soulignés)

On note que l'alinéa 5 du décret 1277-2001 indique clairement la valeur de 178,86 TWh comme limite maximale de l'électricité patrimoniale.

Pour sa part, l'annexe A du décret 1277-2001 contient un profil (figure) des livraisons d'électricité patrimoniale et 8 760 valeurs de puissances horaires dont le maximum est de 34 342 MW.

---

<sup>61</sup> tableau 3.4 de HQD-3, Document 3, page 26

Cependant, si le Producteur rendait disponible au Distributeur toutes les 8 760 valeurs de puissances horaires (les « bâtonnets ») pendant une année donnée, la quantité totale d'énergie découlant de cette utilisation serait plutôt de 179,52 TWh, et non pas de 178,86 TWh :

« [Question 22.1 de l'Union des consommateurs]

*Préambule : Concernant le bilan de l'électricité patrimoniale à la fin de l'année*

*22.1 Veuillez confirmer que l'énergie en dessous de la courbe de puissance classée du Décret est de 179,52 TWh, et non pas de 178,86 TWh.*

*Réponse :*

*Le Distributeur confirme. »<sup>62</sup>*

La différence entre les deux chiffres est donc de 0,660 TWh (179,52 moins 178,86). Bien que le décret 1277-2001 n'ait pas discuté explicitement de cette différence, le Distributeur l'associe à la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production:

« 22.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la différence de 0,660 TWh (179,52 moins 178,86) représente la consommation des centrales d'HQP.

*Réponse:*

*Le Distributeur confirme. »<sup>63</sup>*

Dans notre présent rapport, nous ne nous prononçons pas sur l'exactitude des affirmations du Distributeur relativement à la consommation des centrales du Producteur associée à l'électricité patrimoniale<sup>64</sup>. Sous cette réserve, nous constatons que les valeurs maximales en puissance et en énergie de l'électricité patrimoniale qu'utilise le Distributeur pour sa confection du Plan correspondent bien à celles indiquées dans le décret 1277-2001 (voir le tableau ci-dessous).

Tableau 4.1.1

	Selon le décret 1277-2001	Valeurs retenues pour le Plan d'approvisionnement 2005-2014
Puissance maximale de l'électricité patrimoniale	34 342 MW	34 342 MW
Énergie maximale de l'électricité patrimoniale	178,86 TWh	178,9 TWh

<sup>62</sup> HQD-5, Document 10, page 36

<sup>63</sup> HQD-5, Document 10, pages 36-37

<sup>64</sup> Notons que le Distributeur a utilisé la valeur de 179,5 TWh et non 178,86 TWh pour les approvisionnements patrimoniaux dans son document E du 25 novembre 2004, « Respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur », page 2. Nous laissons au Distributeur le soin de justifier l'utilisation de la valeur de 179,5 TWh pour l'électricité patrimoniale dans le document mentionné précédemment.

#### **4.2 Contribution en énergie et en puissance des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale**

Selon le Distributeur<sup>65</sup>, les approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale proviennent de 7 contrats et appels d'offres :

- TransCanada Energy (centrale thermique) ;
- Hydro-Québec Production – Base ;
- Hydro-Québec Production – Cyclable ;
- Contrats de court terme signés en 2004 pour satisfaire uniquement les besoins de 2005 ;
- Contrat de biomasse ;
- Appel d'offres d'énergie éolienne (premier bloc de 1000 MW) ;
- Appel d'offres de cogénération (en cours).

Pour la planification de la puissance de pointe, le Distributeur compte aussi comme ressources les contrats de puissance interruptible (800 MW donnant une puissance effective à la pointe de 560 MW<sup>66</sup>).

Nous reproduisons aux tableaux ci-dessous les contributions en énergie et en puissance calculées par HQD pour chacune des années de la période 2005-2014. Les puissances indiquées au tableau 4.2.2 représentent les puissances maximales, et non la moyenne des puissances des 300 heures de pointe du Distributeur<sup>67</sup>.

---

<sup>65</sup> HQD-3, Document 2, page 12

<sup>66</sup> taux d'efficacité de 70% (800 MW x 70% = 560 MW)

<sup>67</sup> HQD-5, Document 10, page 5

## Tableau 4.2.1

Tableau 2.1 d'HQD (HQD-3, Document 2, page 12)

Contribution en énergie des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TCE	0	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
HQP-Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
HQP-Cyclable (1)	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
CT signés en 2004	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse		0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O Eolien (2)		0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
A/O Cogénération en cours				0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
<b>Total</b>	<b>3,0</b>	<b>1,6</b>	<b>8,6</b>	<b>9,9</b>	<b>11,8</b>	<b>13,3</b>	<b>13,5</b>	<b>13,8</b>	<b>14,6</b>	<b>14,6</b>
<b>Tableau d'HQD:</b>	<b>3</b>	<b>1,5</b>	<b>8,5</b>	<b>9,8</b>	<b>11,7</b>	<b>13,1</b>	<b>13,4</b>	<b>13,7</b>	<b>14,4</b>	<b>14,4</b>
Écart	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2

**Note d'HQD:**

(1) Selon un facteur d'utilisation de 50%

(2) Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%)

## Tableau 4.2.2

Source : Tableau 2.2 d'HQD (HQD-3, Document 2, page 12)

Contribution en puissance des approvisionnements existants et en cours d'acquisition au-delà de l'électricité patrimoniale (MW)

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
TCE (1)			547	547	547	547	547	547	547	547
HQP-Base				350	350	350	350	350	350	350
HQP-Cyclable				250	250	250	250	250	250	250
Interruptible (2)		560	560	560	560	560	560	560	560	560
CT signés 2004 (3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse			20	36	36	36	36	36	36	36
A/O Éolien (4)			77	131	171	208	263	321	361	361
A/O Cogen en cours					200	350	350	350	350	350
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>1 204</b>	<b>1 874</b>	<b>2 114</b>	<b>2 301</b>	<b>2 356</b>	<b>2 414</b>	<b>2 454</b>	<b>2 454</b>
<b>Tableau d'HQD</b>		<b>560</b>	<b>1 204</b>	<b>1 875</b>	<b>2 115</b>	<b>2 301</b>	<b>2 356</b>	<b>2 414</b>	<b>2 455</b>	<b>2 455</b>

## Note d'HQD

(1) Une puissance additionnelle de 40 MW est disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

(2) Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'offre de 70%

(3) La puissance associée aux contrats et appels d'offres de court terme pour satisfaire des besoins de 2005 ne peut servir à remplir le critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.

(4) Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

HQD-5, Doc. 10, page 5: les puissances indiquées au tableau 2.2

représentent les puissances maximales de l'année, après équilibrage (pointe du réseau d'HQD).

Selon les données du Distributeur reproduites au tableau 4.2.1 ci-haut<sup>68</sup>, le Plan prévoit baisser la contribution de la centrale thermique de TransCanada Energy à 3,9 et 3,7 TWh respectivement en 2011 et 2012, alors que sa contribution pour les autres années est de 4,1 TWh/an. Malheureusement, nous n'avons pu trouver d'explications du Distributeur pour cette baisse. Pourtant, le Distributeur indique qu'il aurait besoin de 0,2 et 1,2 TWh respectivement pour les années 2011 et 2012, sans compter les contributions prévues du second bloc d'énergie éolienne (voir tableau ci-dessous).

<sup>68</sup> HQD-3, Document 2, page 12

Tableau 4.2.3

Approvisionnements requis et prévus pour 2011 et 2012 selon le scénario moyen (TWh)

Source : Tableau 3.3 de la pièce HQD-3, Document 3, page 25

	2011	2012
Approvisionnement requis avant déploiement du présent Plan (A)	2,7	4,3
Contribution prévue du second bloc d'énergie éolienne (B)	2,5	3,1
Besoins restants (A-B=C)	0,2	1,2
Réduction prévue de la contribution de la centrale thermique de TransCanada Energy par rapport à sa capacité moyenne	0,2	0,4

D'autre part, le Distributeur affirme que l'étalement des livraisons sur plusieurs années du premier bloc d'énergie éolienne a été effectué « afin de respecter le plus fidèlement possible les délais de livraison décrits dans le décret 352-2003 du 5 mars 2003 édictant le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse* et selon les soumissions déposées dans le cadre de l'appel d'offres 2003-02 »<sup>69</sup>.

Les quantités en énergie et en puissance du premier bloc d'énergie éolienne telles que calculées par HQD représentent les valeurs nettes après équilibrage<sup>70</sup>. En effet, HQD suppose un facteur d'utilisation de 36,5%<sup>71</sup> et considère qu'il est « conforme aux résultats obtenus dans l'A/O 2003-02 »<sup>72</sup> :

*« La contribution en puissance au bilan du Distributeur est présentée après équilibrage, c'est-à-dire en compensant pour les écarts de production d'éoliennes en la ramenant à un équivalent d'une base ferme ayant un facteur d'utilisation moyen de 36,5 %.*

*Le Distributeur a retenu l'hypothèse d'un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes tout au long de l'année. Pour arriver aux chiffres présentés au tableau 2.2 cité à la référence 2, il faut multiplier la puissance installée présentée au tableau de la réponse 1.1 (résultats de A/O 2003-02) par un facteur d'utilisation moyen de 36,5 %. Ce facteur d'utilisation est conforme aux résultats obtenus dans l'A/O 2003-02. »<sup>73</sup> (nos soulignés)*

Le tableau ci-dessous présente les livraisons de puissance prévues pour le premier bloc d'énergie éolienne, avant et après le service d'équilibrage, selon les données et hypothèses du Distributeur.

<sup>69</sup> HQD-5, Document 10, page 3

<sup>70</sup> HQD-5, Document 10, page 4.

<sup>71</sup> HQD-3, Document 2, page 12

<sup>72</sup> HQD-5, Document 10, page 4, réponse du Distributeur à la question 1.3 de l'UC.

<sup>73</sup> HQD-5, Document 10, page 4

Tableau 4.2.4

**Premier bloc d'énergie éolienne (Résultat de l'A/O 2003-02)**

	déc- 2006	déc. 2007	déc. 2008	déc. 2009	déc. 2010	déc. 2011	déc. 2012
<u>Puissance installée (MW)</u>							
* selon le décret 352-2003:	200	300	450	600	750	900	1000
* selon les résultats de A/O 2003-02:	210	360	470	620	720	879	990
<u>Contribution à la pointe maximale du Distributeur (après équilibrage) (a)</u>	77	131	171	208	263	321	361

(a): tirées du tableau 2.2 de HQD-3, Document 2, page 12

On y note de grands écarts entre la puissance installée du premier bloc d'énergie éolienne et sa contribution après équilibrage à la pointe maximale du Distributeur. À titre d'exemple, pour décembre 2012, montré à la dernière colonne de droite du tableau ci-haut, HQD ne pourrait compter que sur 361 MW<sup>74</sup> à la pointe annuelle de son réseau alors que le décret dicte une puissance installée de 1 000 MW.

Selon nous, l'hypothèse émise par le Distributeur d'un facteur d'utilisation de 36,5% et d'un service d'équilibrage uniforme devrait être raffinée ultérieurement pour tenir compte des conditions réelles d'exploitation des éoliennes et pour intégrer de nouvelles connaissances et données techniques.

### 4.3 Combinaison du service d'équilibrage éolien et du service cyclable

L'énergie éolienne fournit des contributions variables dans le temps, car elle dépend notamment de la vitesse des vents locaux. Le jumelage de l'énergie éolienne à un service d'équilibrage permet de mieux suivre un profil de consommation donné.

Certains soutiennent qu'au Québec, le profil de production de l'énergie éolienne a une certaine corrélation, sur une base saisonnière, avec les besoins en électricité des consommateurs. En effet, les vents sont plus forts en hiver, période où le chauffage électrique tourne à plein régime.

D'autre part, dans une perspective de long terme, le Distributeur aurait des besoins de pointe à satisfaire, ce qui nécessite généralement des produits cyclables.

Dans ces conditions, l'obtention des livraisons uniformes à toutes les heures de l'année ne serait pas nécessairement un bon moyen d'adapter l'énergie éolienne aux besoins des consommateurs. On peut penser à combiner le service d'équilibrage et le service cyclable, si cela pouvait contribuer à réduire les coûts des services recherchés par le Distributeur que les consommateurs doivent assumer ultimement.

Le Distributeur a effectivement envisagé l'étude d'une telle combinaison. En effet, il évoque de la façon suivante cette possibilité :

<sup>74</sup> 36,5%x 990 MW=361 MW

*« Comme pour le service modulable, le service cyclable peut être fourni par les filières hydroélectrique et thermique du type cycle combiné. Dans le cas où le Distributeur devait s'en remettre à la filière hydroélectrique pour assurer un tel service, il pourrait être opportun d'adapter le service d'équilibrage éolien de façon à ce qu'il puisse répondre également aux besoins de nature cyclable. Le Distributeur précisera ces besoins au cours de l'année 2005, de façon à pouvoir conclure les ententes d'équilibrage appropriées. »<sup>75</sup>*

Nous croyons que l'adaptation du service d'équilibrage éolien aux besoins de nature cyclable est une voie intéressante à étudier.

Bien que le Distributeur n'ait pas discuté du prix du service d'équilibrage éolien dans ce dossier, il est important de rappeler que le prix du service devrait être soumis à la Régie, dans la mesure où le Producteur serait le fournisseur du service, comme la Régie l'a recommandé avec justesse au gouvernement :

*« RECOMMANDATION NO 10*

*Comme le Producteur se trouve en situation de monopole pour le service d'équilibrage, et qu'il est un concurrent potentiel lors des appels d'offres du Distributeur, il est requis que le prix de ce service soit soumis à la Régie dans un souci de protection des consommateurs .»<sup>76</sup>*

#### **4.4 Projet d'un bloc modulable de 400 MW**

Selon notre compréhension de la proposition du Distributeur, le bloc modulable de 400 MW projeté par le Distributeur servirait à différents buts.

Premièrement, il contribuerait à la satisfaction des besoins en énergie dans le scénario d'une croissance forte de la demande ; sa contribution en énergie n'est pas requise dans le scénario moyen (voir le tableau suivant).

Il pourrait aussi contribuer à la satisfaction des besoins en puissance de pointe même dans le cas du scénario moyen de la demande. Il servirait également comme un approvisionnement de réserve.

---

<sup>75</sup> HQD-3, Document 3, pages 24-25

<sup>76</sup> Régie de l'énergie, A-2004-01, page 95

Tableau 4.4.1

Contribution en énergie et en puissance prévue par le Distributeur pour le bloc modulable de 400 MW (scénario moyen et scénario fort)

<u>Contribution en énergie (TWh)</u>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
- scénario moyen (tableau 3.3, HQD-3, Document 3, page 25)	0	0	0	0	0	0
- scénario fort (tableau 3.7, HQD-3, Document 3, page 38)	0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
<u>Contribution en puissance (MW)</u>	<b>08-09</b>	<b>09-10</b>	<b>10-11</b>	<b>11-12</b>	<b>12-13</b>	<b>13-14</b>
- scénario moyen (tableau 3.4, HQD-3, Document 3, page 26)	n/a	400 (surplus)	400 (surplus)	400 (surplus)	400	400
- Puissance additionnelle requise selon le scénario moyen [Déficit (signe positif) ou Surplus (signe négatif) de puissance] (tableau 3.4, HQD-3, Document 3, page 26)	250	(132)	(73)	(69)	149	242
- scénario fort	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Le rôle que peut jouer le bloc modulable de 400 MW réclamé par le Distributeur est donc très varié. On peut lui demander tantôt de produire à pleine capacité ou presque tout au long d'une année, tantôt seulement pour un nombre limité d'heures<sup>77</sup>.

Quelles sont les filières de production susceptibles de fournir ce genre de service ? Selon le Distributeur, « *les équipements hydroélectriques et thermiques, principalement du type cycle combiné (TGCC), sont les plus susceptibles de fournir le plus adéquatement ce type de produit* »<sup>78</sup>.

Dans le présent Plan, le Distributeur juge inapproprié de lancer immédiatement un appel d'offres pour faire l'acquisition d'un tel produit :

*« [...], le Distributeur ne juge pas approprié de procéder immédiatement à un appel d'offres pour faire l'acquisition d'un produit modulable. C'est suite aux travaux de la commission parlementaire que le Distributeur réexaminera la possibilité de procéder à un appel d'offres ouvert à toutes les sources de production. »*<sup>79</sup>

Si le gouvernement décidait de ne pas favoriser la filière thermique de type cycle combiné (TGCC), il ne resterait que la filière hydroélectrique qui puisse satisfaire les caractéristiques exigées par le projet de 400 MW modulable du Distributeur. Le

<sup>77</sup> voir une explication similaire du Distributeur à la page 23 de HQD-3, Document 3

<sup>78</sup> HQD-3, Document 3, page 23

<sup>79</sup> HQD-3, Document 3, page 23

Distributeur ne trouverait dans ce cas pas beaucoup de fournisseurs potentiels au Québec pour un tel produit. Ceci est d'autant plus vrai si l'on tient compte de l'intention d'Hydro-Québec d'abandonner la filière thermique, telle qu'exprimée par son nouveau Président-Directeur Général tout récemment (voir l'annexe 6).

D'autre part, le Distributeur ne pourrait compter sur aucune expérience externe quant à l'acquisition d'un tel produit :

*« 28.3 Veuillez citer des exemples de compagnies de distribution d'électricité qui ont obtenu du service modulable dont les caractéristiques sont similaires à celles du 400 MW modulable envisagé par le Distributeur.*

*Réponse:*

*Le Distributeur n'a aucune information à ce sujet. »*<sup>80</sup>

Au niveau du prix du produit, un facteur important à considérer dans la planification des approvisionnements, le Distributeur a précisé qu'il ne connaît pas le coût d'un service modulable :

*« Le Distributeur ne connaît pas le coût d'un service modulable puisqu'il ne dispose pas d'un tel service pour le moment. »*<sup>81</sup>

Compte tenu de ce qui précède, l'acquisition au Québec du bloc modulable de 400 MW recherché par le Distributeur rencontrerait des obstacles majeurs. Nous encourageons le Distributeur à développer dans les meilleurs délais possible une stratégie de rechange qui tienne compte de la possibilité qu'il n'y aurait pas de nouvelles centrales thermiques de type turbines-à-gaz à cycle combiné (TGCC) au Québec.

#### **4.5 Limitation des approvisionnements de long terme au Québec**

Dans le présent Plan, le Distributeur propose à la Régie de limiter les approvisionnements de long terme aux producteurs d'électricité qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au Québec :

*« Pour toutes ces considérations, le Distributeur juge important de ne pas limiter indûment l'accès aux marchés de court terme et demande par conséquent à la Régie de restreindre les appels d'offres de long terme aux producteurs d'électricité qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au Québec. »*<sup>82</sup>

Les approvisionnements de long terme permettent l'acquisition de l'électricité supplémentaire pour plusieurs années. De manière générale, ils constituent un facteur positif à la sécurité énergétique des Québécois, puisque la livraison de l'électricité est garantie pour de longues périodes. De plus, si ces approvisionnements passent le test de coût de la grille de sélection des appels

---

<sup>80</sup> HQD-5, Document 10, page 5

<sup>81</sup> HQD-5, Document 1, page 5

<sup>82</sup> HQD-3, Document 3, page 17

d'offres du Distributeur, ils constitueraient fort probablement un moyen économique d'approvisionnement en électricité.

Les avantages et les inconvénients de permettre des soumissions provenant de sources situées à l'extérieur du Québec pour les approvisionnements de long terme ont été discutés lors de l'examen du premier Plan<sup>83</sup>.

À cette occasion, le Distributeur invoquait la réduction du potentiel d'utilisation des moyens d'interconnexion pour les achats de court terme comme un inconvénient de l'utilisation des sources extérieures au Québec et reconnaissait que la situation pourrait être changée selon les projets d'installations d'équipements d'interconnexion :

*« Selon le Distributeur, l'ouverture des appels d'offres aux réseaux voisins pourrait avoir un impact sur la sécurité des approvisionnements en réduisant la disponibilité des 5 TWh utilisés pour les marchés de court terme. Il indique cependant qu'à la lumière de l'évolution des marchés de l'énergie cette orientation pourrait être revue. De plus, si de nouvelles interconnexions étaient réalisées par Hydro-Québec TransÉnergie, la situation pourrait être différente après 2006. »<sup>84</sup>*

Du côté des avantages, il serait intéressant de lire les remarques de la FCEI et de l'OC telles que résumées par la Régie dans sa décision D-2002-169 :

*« La FCEI est d'avis que l'exigence de la production installée au Québec limite la concurrence.*

*OC considère qu'il est de l'intérêt des consommateurs québécois de permettre la participation de fournisseurs situés à l'extérieur du Québec et qu'il est fort possible que cette participation n'affecte pas la limite de 5 TWh fixée pour les achats de court terme. Cette participation devrait de toute façon être permise pour une quantité équivalente aux contraintes de marché identifiées par le Distributeur dans sa preuve, soit environ 10 TWh. »<sup>85</sup>*

Et la Régie a tranché la question comme suit, à l'issue de la phase 2 du dossier R-3470-2001 :

*« À l'issue de la phase 1 du présent dossier, la Régie décide qu'elle :*

*« accepte, pour le premier appel d'offres, la proposition amendée du distributeur d'exiger que la source de production soit située au Québec ou que la source de production située à l'extérieur du Québec n'utilise pas les interconnexions existantes ou projetées. Toutefois, la Régie entend réexaminer la question au cours de la deuxième phase, notamment en lien avec les capacités d'interconnexions à la disposition du distributeur. »*

*D'une façon générale, la Régie considère que les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme devraient pouvoir profiter de la dynamique de l'ensemble du marché accessible au Distributeur. Elle est d'avis que toute exclusion ou entrave à la concurrence doit être justifiée. Ainsi, elle juge inapproprié d'exclure d'office toute source de production hors Québec.*

*Dans la présente décision, la Régie estime que le Distributeur a accès à une capacité globale d'interconnexion en importation d'au moins 10 TWh. Donc, elle rejette la proposition du Distributeur de limiter les appels d'offres aux sources de production situées au Québec.*

<sup>83</sup> Dossier R-3470, Phase 2

<sup>84</sup> D-2002-169, page 38

<sup>85</sup> D-2002-169, page 46

*Cependant, reconnaissant qu'un contrat avec un producteur situé à l'extérieur du Québec pourrait avoir des impacts sur les achats de court terme, elle demande qu'à l'intérieur du processus de sélection des offres, le Distributeur évalue au cas par cas ces soumissions quant à ces impacts. »<sup>86</sup>*

Donc, la Régie a clairement indiqué que, de manière générale, il est inapproprié d'exclure d'office toute source de production hors Québec et que toute entrave à la concurrence doit être justifiée.

Pour appuyer sa demande de limiter les approvisionnements de long terme aux sources situées au Québec dans le présent dossier, le Distributeur soutient, entre autres arguments, ce qui suit :

*« Rappelons qu'au moment du dépôt de son premier Plan, le Distributeur comptait sur une augmentation de la capacité d'interconnexion entre le Québec et l'Ontario de 1 250 MW. Or, à ce jour, ce projet n'est toujours pas réalisé. »<sup>87</sup>*

À notre avis, la non-réalisation ou le retard du projet d'interconnexion de 1 250 MW entre l'Ontario et le Québec ne serait pas une justification suffisante pour changer l'orientation fondamentale donnée par la Régie. Dans le futur, si le projet de la centrale hydroélectrique de Muskrat et les projets d'interconnexion entre Terre Neuve et le Québec étaient réalisés, changerait-on encore une autre fois l'orientation ?

Le tableau suivant montre que les approvisionnements de long terme, après avoir tenu compte de la contribution énergétique du second bloc d'énergie éolienne de 1 000 MW, seraient fort probablement significatifs seulement à partir de 2012 (0,8 TWh d'appels d'offres de long terme). Dans de telles conditions, l'utilisation de l'interconnexion serait modeste et ne pourrait être considérée comme induite a priori.

---

<sup>86</sup> D-2002-169, pages 51-52

<sup>87</sup> HQD-3, Document 3, page 16

Tableau 4.5.1

Possibilités d'appels d'offres de long terme selon le Plan 2005-2014 (scénario moyen)

Source : HQD-3, Document 3, page 25 de 46, tableau 3.3

<b>Scénario moyen</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Approvisionnements additionnels requis avant déploiement [du présent Plan]	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins : contribution prévue du déploiement du présent Plan :						
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu [second bloc d'énergie éolienne de 1 000 MW]	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
<b>- Autres appels d'offres de long terme</b>	-	-	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>2,0</b>
= Approvisionnements additionnels requis [après déploiement du présent Plan]	0,8	-	0,1	0,4	0,3	0,5

Nous recommandons donc que la Régie maintienne son orientation fondamentale de ne pas limiter les approvisionnements de long terme à des fournisseurs qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au Québec.

#### 4.6 Entente-cadre entre le Distributeur et le Producteur

Dans cette section, nous ne discuterons que des principes et des concepts de base associés à l'entente-cadre envisagée par le Distributeur avec le Producteur. Les conditions d'application spécifiques seraient vraisemblablement examinées par la Régie dans une cause séparée, compte tenu que le Distributeur a déposé très récemment une demande à ce sujet, soit la cause R-3568-2005.

Trois facteurs sont à considérer dans l'examen d'une entente-cadre :

- la nature et les conditions de fourniture de l'énergie à être couverte par l'entente-cadre ;
- les prix ; et
- la transparence du processus d'examen et de suivi de l'entente.

Dans le présent dossier, le Distributeur décrit l'entente-cadre envisagée avec le Producteur de la façon suivante :

*« Pour répondre aux besoins de très court terme comme ceux créés par les variations climatiques ou encore les indisponibilités momentanées de certains de ses fournisseurs, le Distributeur proposait dans son premier Plan une entente-cadre avec Hydro-Québec Production. Cette entente complètera les moyens à la disposition du Distributeur, comme*

*l'électricité interruptible et le recours aux marchés de très court terme, pour faire face aux besoins de court terme ne pouvant être comblés par des appels d'offres.*

*En vertu de cette entente, Hydro-Québec Production met à la disposition du Distributeur une quantité d'énergie, au-delà de l'électricité patrimoniale, pour faire face aux aléas de court terme. Il s'agira essentiellement d'une option que détiendra le Distributeur puisque celui-ci n'aura aucune obligation contractuelle envers Hydro-Québec Production. Cette option permettra au Distributeur de compléter les moyens à sa disposition pour faire face aux aléas de très court terme.*

*Cette entente sera soumise à la Régie de l'énergie dès sa conclusion. »<sup>88</sup> (nos soulignés)*

Ainsi, on note que l'entente-cadre en question constitue pour le Distributeur un moyen d'approvisionnement de dernier recours, par exemple pour faire face aux imprévus qui peuvent se produire après que le Distributeur aura fait l'ordonnancement de ses moyens d'approvisionnement auprès du Transporteur pour le lendemain.

L'énergie à être couverte par l'entente-cadre a certains traits *semblables* à « l'énergie involontaire » (imbalance energy)<sup>89</sup> qui est un facteur important à considérer pour la conduite sécuritaire et fiable d'un réseau de transport d'électricité. La description du Distributeur de la nature de l'énergie couverte par l'entente-cadre étant relativement sommaire dans le présent dossier, il serait donc nécessaire d'examiner en profondeur l'entente-cadre présentée dans la cause R-3568-2005.

Dans ce dossier, le Distributeur a bien précisé qu'il s'agit de quantités d'énergie éventuellement fournies par le Producteur au-delà de l'électricité patrimoniale. Nous croyons que celles-ci devraient aller même au-delà des contrats existants entre le Distributeur et le Producteur, dans la perspective d'une entente-cadre applicable pour plusieurs années. À titre de rappel, les contrats existants entre le Producteur et le Distributeur<sup>90</sup> sont :

- le contrat d'électricité patrimoniale ;
- le contrat d'énergie de base d'environ 3,1 TWh dont la livraison débute dès 2007 ; et
- le contrat d'électricité cyclable de 1,1 TWh pour le même horizon.

L'idée d'une entente-cadre entre le Distributeur et le Producteur n'est pas nouvelle : le premier l'a soumise à la Régie dès 2002 lors de l'examen public de son premier

---

<sup>88</sup> Dossier R-3550-2004, HQD-3, document 2, page 11

<sup>89</sup> On trouvera à l'annexe 4 un extrait sur les conditions et les tarifs de l'énergie involontaire telles que fixées dans le *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*.

Par ailleurs, l'énergie involontaire ("imbalance energy") est décrite comme suit par Price Waterhouse and Coopers :

« **Imbalance Energy**

*The difference between hourly scheduled electricity deliveries and hourly metered deliveries. Typically, energy imbalances are eliminated during a future period by returning energy in kind under conditions similar to those when the initial energy was delivered. When energy imbalances exceed a pre-specified threshold (e.g., +/- 1.5% of the scheduled transaction), imbalances are resolved through monetary payments.» (Price Waterhouse Coopers, [www.pwc.com](http://www.pwc.com), Energy Commodity, Trading and Risk Management Glossary, 2005, page 33)*

<sup>90</sup> HQD-3, Document 2, page 12, tableau 2.1

Plan, comme on peut le constater à la lecture de l'extrait ci-dessous. On y note aussi que l'entente-cadre est conçue comme un moyen afin d'éviter l'utilisation d'une procédure d'urgence pour acquérir l'énergie nécessaire sur le marché, pour de très courtes périodes variant d'une heure à une semaine approximativement :

*« Pour des situations plus extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur pourrait utiliser soit une entente-cadre avec le Producteur, soit une procédure d'urgence pour acquérir la production nécessaire sur les marchés. En plus de couvrir les impacts climatiques excédant un écart-type, l'entente-cadre avec le Producteur permettrait de couvrir les dépassements par inadvertance du profil annuel de l'électricité patrimoniale tels les pannes et les aléas prévisionnels à très court terme. [Note de bas de page : Le Distributeur précise que ces dépassements par inadvertance sont de courte durée, soit d'une heure à une semaine, et ils correspondent à des situations de très court terme non prévisibles de façon systématique.] Le Distributeur entend demander à la Régie une exemption d'aller en appel d'offres pour ces dépassements. Une telle entente serait requise pour l'année où les besoins excéderont l'électricité patrimoniale, soit en 2005, et le Distributeur entrevoit soumettre cette entente-cadre à la Régie pour approbation vers la fin de l'année 2003 ou au début de l'année 2004. »<sup>91</sup>*

Lors de la cause R-3539-2004, le Distributeur a aussi fourni des explications sur l'entente-cadre comme suit:

*« 2.3 Veuillez indiquer et expliquer les événements qui sont traités dans l'entente-cadre qui est en négociation actuellement.*

*Réponse:*

*Le Distributeur prévoit obtenir ses approvisionnements pour le service de la charge québécoise par appel d'offres et par des achats réalisés dans le cadre de la dispense qui fait l'objet de la présente demande d'approbation. Cependant, il existe des situations imprévisibles qui nécessiteront la fourniture d'énergie additionnelle à ce qui était prévu de façon quasi-instantanée.*

*C'est le cas par exemple lors d'une panne d'équipement affectant un fournisseur sous contrat avec le Distributeur. Lorsqu'une telle panne se produit, ce sont les ressources d'Hydro-Québec Production qui compensent en temps réel pour la réduction de production du fournisseur visé. Cette production additionnelle des ressources d'Hydro-Québec Production se poursuit pendant le temps requis pour que le Distributeur mette en place des ressources de remplacement. L'entente-cadre visera à couvrir les conditions d'achat de l'énergie fournie par Hydro-Québec Production pendant la période entre le moment de la panne et le moment où l'énergie de remplacement commence à être livrée.*

*De façon générale, l'entente-cadre couvrira toute fourniture d'énergie par Hydro-Québec Production qui n'aura pu être planifiée à l'avance ou qui aura été constatée après le fait. »<sup>92</sup>*  
(nos soulignés)

Selon le Distributeur, l'entente-cadre couvrirait donc toute fourniture d'énergie de très court terme par Hydro-Québec Production qui n'aura pu être planifiée à l'avance ou qui aura été constatée après le fait.

Cet approvisionnement d'énergie de dernière minute pourrait être aussi la conséquence d'une erreur de planification ou de programmation du Distributeur. Il s'agit alors d'un approvisionnement de dernier recours, après avoir puisé toutes les autres ressources selon une séquence d'utilisation qui doit permettre la minimisation des coûts aux consommateurs. Cette séquence d'utilisation serait la suivante :

---

<sup>91</sup> D-2002-169, page 36

<sup>92</sup> Dossier R-3539-2004, HQD-02, document 01, page 5

- 1) l'électricité patrimoniale dont le coût unitaire serait le minimum parmi les ressources auxquelles le Distributeur peut faire appel ;
- 2) les contrats de long terme et de court terme conclus après les appels d'offres;
- 3) les approvisionnements de très court terme faisant l'objet de dispenses de la Régie (sans appels d'offres auprès de tous les fournisseurs potentiels) ;
- 4) contrats d'électricité interruptible ;
- 5) l'énergie faisant l'objet de l'entente cadre (dernier recours) et/ou<sup>93</sup> l'énergie involontaire (imbalance energy).

Nous croyons que le principe de l'implantation d'une entente-cadre entre le Producteur et le Distributeur est justifié, puisqu'elle est nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement dans l'exploitation réelle. D'une part, le Distributeur a besoin d'un tel genre de couverture pour ses approvisionnements ; d'autre part, le Producteur est le plus susceptible sinon le seul parmi les fournisseurs capable d'assumer un tel rôle.

Cependant, étant donné que l'entente-cadre concerne deux divisions d'une même entreprise, il serait alors souhaitable de s'assurer que les prix et les conditions de fourniture soient établis de façon la plus objective possible et qu'ils soient parfaitement transparents pour préserver et augmenter la rigueur du processus d'approvisionnement.

#### **4.7 Partage des risques associés à la non performance technique**

Le Distributeur a formulé certaines propositions reliées aux risques découlant du choix des sources d'approvisionnement à la pièce HQD-3, Document 4. Parmi les risques analysés par le Distributeur, on trouve ceux reliés à la non performance du fournisseur choisi dans les approvisionnements de long terme.

Sur ce sujet spécifique, l'analyse et la proposition du Distributeur se lisent comme suit :

*« La planification du Distributeur identifie des produits recherchés et des quantités qui lui permettent d'atteindre pour une année donnée le critère de fiabilité visé.*

*L'évaluation des offres reçues doit prendre en compte la contribution d'une offre en regard des principaux attributs recherchés : puissance disponible, énergie annuelle, programmabilité, flexibilité, taux de non-disponibilité associé à l'offre, durée de l'entretien annuel, possibilité de réduction des quantités d'énergie, etc. Cette contribution, ou le service rendu par chaque offre, est capitale pour assurer la fiabilité de l'alimentation des consommateurs.*

*Diverses approches sont disponibles pour établir la contribution effective attendue :*

- *le Distributeur fait sa propre évaluation de la contribution effective et choisit les sources d'approvisionnement sur cette base. Implicitement, le Distributeur et le consommateur d'électricité assument tous les risques ;*
- *le Distributeur exige que chaque offre garantisse sa contribution effective en regard des attributs demandés et choisit les sources d'approvisionnement sur cette base. Le risque est alors transféré au fournisseur.*

---

<sup>93</sup> il serait utile de vérifier si l'énergie à être fournie par le Producteur selon l'entente-cadre inclut ou non l'énergie involontaire.

*Le Distributeur favorise la seconde approche, tout en se réservant la possibilité de remettre en question la quantité garantie s'il a des doutes raisonnables sur la vraisemblance des paramètres qui lui sont indiqués par le soumissionnaire.*

*Ainsi, à titre d'exemple, pour chaque offre il sera requis d'indiquer notamment les éléments suivants :*

- *la puissance garantie, disponible à x % du temps (taux de panne) ;*
- *l'énergie annuelle associée à la puissance garantie ;*
- *la capacité de suivre un programme de livraisons établi à l'avance ;*
- *la durée de l'entretien annuel. »<sup>94</sup>*

À notre avis, l'approche proposée par le Distributeur devrait être privilégiée car elle lui permettrait de choisir la meilleure combinaison parmi les offres qui seraient toutes « garanties » sur le plan technique, soit la contribution en puissance et en énergie.

#### **4.8 Critères utilisés dans le processus de sélection des offres**

Le Distributeur discute des critères utilisés dans le processus de sélection des offres à la pièce HQD-3, Document 4, pages 15-20. Il expose la raison d'être des exigences minimales que les soumissionnaires devront satisfaire de la façon suivante :

*« La Loi prévoit que les contrats seront octroyés sur la base du prix le plus bas pour les quantités et les conditions demandées. Ces conditions sont de deux ordres : d'une part, elles définissent les produits qui font l'objet de l'appel d'offres ; d'autre part, elles servent à établir les exigences minimales que les soumissionnaires devront satisfaire pour que le Distributeur puisse assurer un approvisionnement fiable au Québec. »<sup>95</sup>*

Dans le processus de sélection des appels d'offres, les projets qui n'ont pas satisfait les exigences minimales ne seront pas retenus pour considération future.

Pour les appels d'offres de long terme, le Distributeur propose les exigences minimales suivantes :

*« 2.2 Appels d'offres de long terme*

*Pour les appels d'offres de long terme, les exigences minimales suivantes sont proposées :*

- *l'électricité offerte doit provenir de sources de production situées au Québec ;*
- *les garanties financières offertes par le soumissionnaire doivent satisfaire les exigences du Distributeur (les exigences actuelles sont présentées à l'Annexe 4B) ;*
- *le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées doivent avoir une expérience du développement et de l'exploitation d'au moins un projet de nature similaire à qu'ils proposent de développer pour livrer l'électricité prévue à la soumission ;*
- *le procédé de production d'électricité doit avoir atteint la maturité technologique et les équipements stratégiques doivent être disponibles sur une base commerciale »<sup>96</sup>.*

---

<sup>94</sup> HQD-3, Document 4, pages 6-7

<sup>95</sup> HQD-3, Document 4, page 15

<sup>96</sup> HQD-3, Document 4, pages 17-18

Le Distributeur a tout à fait raison d'énoncer que la Loi prévoit que les contrats seront octroyés sur la base du prix le plus bas pour les quantités et les conditions demandées. Cependant, pour des approvisionnements de long terme, sa proposition à l'effet que l'électricité offerte doit provenir de sources de production situées au Québec irait à l'encontre du but recherché d'obtenir le plus bas prix possible pour la quantité d'électricité voulue (voir notre analyse précédente de la proposition du Distributeur de limiter les approvisionnements de long terme au Québec).

## CONCLUSION

Nous avons présenté dans ce rapport les résultats de nos analyses sur plusieurs points techniques se rapportant au Plan d'approvisionnement 2005-2014 soumis par le Distributeur à la Régie. Nous résumons ci-dessous nos principaux constats et recommandations.

Étant donné que la fiabilité en puissance comporte des enjeux importants pour les consommateurs et que le Distributeur en est l'ultime responsable devant la Régie, et non Hydro-Québec Production, TransCanada Énergie ou tout autre fournisseur, nous recommandons que la Régie exige que le Distributeur lui présente sa méthode détaillée d'évaluation de la fiabilité en puissance et des changements de méthodologie et de données périodiquement. Pour l'hiver 2005-2006, nous invitons le Distributeur à être très vigilant auprès du Producteur parce que ce dernier aurait des ressources tout juste suffisantes pour respecter le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par année.

Quant à la sécurité de l'électricité patrimoniale, il serait souhaitable de voir si le critère d'un déficit éventuel de 64 TWh sur 2 ans est encore valable, et sinon, de déterminer le ou les critères de gestion de remplacement qui tiennent compte des données et des avis d'experts les plus récents possible.

Pour sa part, le « critère » reformulé de fiabilité en énergie du Distributeur pour faire face à un scénario de demande plus forte pourrait être accepté par la Régie comme un guide de planification des approvisionnements de long terme.

Quant à l'énergie éolienne, l'hypothèse émise par le Distributeur d'un facteur d'utilisation de 36,5% et d'un service d'équilibrage uniforme devrait être raffinée ultérieurement. D'autre part, nous croyons que l'adaptation du service d'équilibrage éolien aux besoins de nature cyclable du Distributeur est une voie intéressante à étudier.

Le Distributeur propose l'acquisition d'un bloc modulable de 400 MW dont le prix et l'expérience d'autres distributeurs lui sont inconnus. En particulier, le nombre de fournisseurs au Québec susceptibles de fournir ce service serait très restreint dans le cas où la filière thermique serait abandonnée au Québec. Dans de telles situations, nous croyons qu'il serait prudent que le Distributeur développe une stratégie alternative à son bloc modulable projeté de 400 MW.

Quant à la proposition du Distributeur de limiter les approvisionnements de long terme aux producteurs d'électricité qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au Québec, la Régie devrait la rejeter et maintenir son orientation fondamentale sur ce sujet telle qu'énoncée par elle antérieurement.

Le principe de l'implantation d'une entente-cadre entre le Producteur et le Distributeur nous semble justifié. Cependant, il serait souhaitable de s'assurer que les prix et les conditions de fourniture soient établis de façon la plus objective possible et qu'ils soient parfaitement transparents.

Finalement, à propos du partage des risques liés à la non performance technique, la proposition du Distributeur à l'effet que chaque fournisseur doit garantir sa contribution effective en regard des attributs demandés devrait être privilégiée.

## ANNEXE 1

### EXTRAIT D'UN ÉNONCÉ DE « L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE » SUR LES TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE

*Source : International Energy Agency  
Security of Supply in Electricity Markets  
Evidence and Policy Issues (2002), page 17*

#### ***“Measuring Reliability through Reserve Margins***

*The reliability of a system depends on many interrelated factors. One synthetic measure often used as a proxy for the reliability of an electricity system is the "reserve margin". It is defined as the percentage of installed capacity in excess of peak demand over a given period (e.g. a year, a semester or a day):*

$$\frac{\text{Installed capacity} - \text{Peak Demand}}{\text{Installed Capacity}}$$

*Installed capacity refers to the generation assets located within a given geographical area but can be adjusted in a number of ways. For instance, import transmission capacity may be added. Unavailable capacity due to maintenance and equipment failure may be discounted. Hydropower capacity may be adjusted downward to account for (fluctuating) water reserves. Peak demand may be adjusted downwards to account for interruptible demand.*

*A reserve margins approach is used in this book. However, the reader must be aware of the limits inherent to any simple measure of reliability. Factors such as the age and condition of the assets, and the availability of input fuels and imports must also be taken into account in assessing the reliability of electricity systems.”*

## ANNEXE 2

Données d'HQD (HQD-3, Document 1, page 8 de 14):

Tableau 2.1

Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW)

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<u>Selon l'État d'avancement 2003</u>										
Réserve requise du Distributeur	3 598	3 756	3 924	3 961	3 991	4 019	4 037	4 060	4 086	4 110
- Réserve patrimoniale	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
= Réserve additionnelle requis	-2	156	324	361	391	419	437	460	486	510
<u>Selon le Plan d'approvisionnement 2005-2014</u>										
Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
- Réserve patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
= Réserve additionnelle requis	-92	158	289	537	564	590	607	628	652	674
<u>Écart</u>	-90	2	-35	176	173	171	170	168	166	164

**ANNEXE 3****Document B-8**

1515 BROADWAY, NEW YORK, NY 10036-8901 TELEPHONE: (212) 846-1070 FAX: (212) 302-2782

**Guidelines for Area Review  
of  
Resource Adequacy**

Approved by the System Design Coordinating Committee and the Operating Procedure Coordinating Committee on October 7, 1983

Revised: September 1, 1987  
Revised: December 11, 1990  
Revised: November 8, 1994  
Revised: February 14, 1996  
Revised: June 28, 2001

## Introduction

NPCC has established a Reliability Assessment Program to bring together work done by the Council, its member systems and **Areas** relevant to the assessment of **bulk power system reliability**. As part of the Reliability Assessment Program, the Task Force on Coordination of Planning is charged, on an ongoing basis, with conducting reviews of **resource** adequacy of each **Area** of NPCC. (Terms in bold typeface are defined in the Glossary located in Document A-1, the *Criteria for Review and Approval of Documents*).

**Resources** refer to the total contributions provided by supply-side and demand-side facilities and/or actions. Supply-side facilities include all generation sources within Area and purchases from neighboring systems. Demand-side facilities include measures for reducing or shifting load, such as conservation, load management, interruptible loads, dispatchable loads and small identified (unmetered at control centers) generation.

The NPCC role in monitoring conformance with the NPCC *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems* (Document A-2) is essential because, under this criteria, each **Area** determines its **resource requirements** by considering interconnection assistance from other **Areas**, on the basis that adequate **resources** will be available in those **Areas**. Because of this reliance on interconnection assistance, inadequate **resources** in one **Area** could result in adverse consequences in the other **Areas**.

It is recognized that all **Areas** may not necessarily express their own **resource** adequacy criterion as stated in the NPCC Basic Criteria. However, the NPCC Basic Criteria provides a reference point against which an **Area's resource** adequacy criterion can be compared.

The Task Force on Coordination of Planning's **resource** adequacy reviews will be in accordance with the "Statement of Principles Regarding the Council's Role in Planning," a copy of which is attached. Reviews and studies completed by member systems and **Areas** will not be duplicated by the Council, but may be referenced in appropriate NPCC reports.

## Purpose of Presentation

The purpose of the presentation associated with a **resource** adequacy review is to ascertain that each **Area's** proposed **resources** are in accordance with the NPCC *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems* (Document A-2). By such a presentation, the Task Force will satisfy itself that the proposed **resources** of each NPCC **Area** will meet the NPCC Resource Adequacy - Design Criteria (as defined in Section 3.0 of NPCC Document A-2) over the time period under consideration. This review by the Task Force on Coordination of Planning does not replace **Area** and/or company responsibility to assess their systems in conformity with the NPCC Basic Criteria.

NPCC Document B-8  
Guidelines for Area Review  
of Resource Adequacy  
June 28, 2001

### **Time Period to be Considered**

The time period to be considered for an Area's Comprehensive **Resource** Review will be five years, and be undertaken every three years; to focus on installed capacity requirements. The Area's Annual Interim Assessment of each Area's **resource** adequacy should be carried out in each of the subsequent years following the completion of the Comprehensive Review. Based on the results of the Annual Interim Assessment, the CP-8 Working Group would provide a recommendation to the TFCP regarding the timing of the next Comprehensive Review.

### **General Statement on Confidentiality**

NPCC will respect the confidentiality requirements imposed within each Area and will not publish commercially sensitive information without the consent of the information owner, unless such information is suitably aggregated with other data to mask the individual company information.

### **Format of Presentation and Report – Comprehensive Review**

Each **Area** should include in its presentations and in the accompanying report documentation, as a minimum, the information listed below. At its own discretion, the **Area** may discuss other related issues not covered specifically by these guidelines.

#### **1.0 Executive Summary**

- 1.1 Briefly illustrate the major findings of the review.
- 1.2 Provide a table format summary of major assumptions and results.

#### **2.0 Table of Contents**

- 2.1 Include listing of all tables and figures.

#### **3.0 Introduction**

- 3.1 Reference the previous NPCC **Area** review.
- 3.2 Compare the proposed **resources** and load forecast covered in this NPCC review with that covered in the previous review

#### **4.0 Resource Adequacy Criterion**

- 4.1 State the **Area's resource** adequacy criterion.
- 4.2 State how the **Area** criterion is applied; e.g., load relief steps.
- 4.3 Summarize **resource** requirements to meet the criteria for the time period under consideration. If interconnections to other **Areas** and regions are considered in determining this requirement, indicate the value of the interconnections in terms of megawatts.
- 4.4 If the **Area** criterion is different from the NPCC criterion, provide either an estimate of the **resources** required to meet the NPCC criteria or a statement as to the comparison of the two criteria.
- 4.5 Discuss **resource** adequacy studies conducted since the previous **Area** review, as appropriate.

#### **5.0 Resource Adequacy Assessment**

- 5.1 Evaluate proposed **resources** versus the requirement to reliably meet projected electricity demand assuming the **Area's** most likely load forecast.
- 5.2 Evaluate proposed **resources** versus the requirement to reliably meet projected electricity demand assuming the **Area's** high load growth scenario.
- 5.3 Discuss the impact of load and **resource** uncertainties on projected **Area** reliability and discuss any available mechanisms to mitigate potential reliability impacts.

#### **6.0 Proposed Resource Capacity Mix**

- 6.1 Discuss any reliability impacts resulting from the proposed **resources** fuel supply and/or environmental restrictions.
- 6.2 Describe available mechanisms to mitigate any potential reliability impacts of **resource** capacity fuel mix and/or environmental restrictions.

#### **Format of Presentation and Report – Annual Interim Assessment**

NPCC Document B-8  
Guidelines for Area Review  
of Resource Adequacy  
June 28, 2001

The Annual Interim Assessment should include a reference to the most recent Comprehensive Review; a listing of major changes in: facilities and system conditions, load forecast, generation resources availability; related fuel supply information, environmental considerations, demand response programs, transfer capability and emergency operating procedures. In addition the assessment should also include a comparison of major changes in market rules, implementation of new rules, locational requirements, and installed capacity requirements. Finally the report should include a brief impact assessment and an overall summary.

The Area will provide a brief assessment of the impact of these changes on the reliability of the interconnected bulk power system. This assessment should be based on engineering judgment, internal system studies and appropriate joint interconnected studies.

The documentation for the Annual Interim Assessment should be in the form of a summary report (normally not exceeding five pages.)

\*\*\*\*\*

APPENDIX - Sections A and B describe the **reliability** model and program used for the **resource** adequacy studies discussed in Section 4.5.

**A. Description of Resource Reliability Model**

1.1 Load Model

- 1.1.1 Description of the load model and basis of period load shapes.
- 1.1.2 How load forecast uncertainty, if utilized, is handled in model.
- 1.1.3 How the electricity demand and energy projections of interconnected entities within the **Area** that are not members of the **Area** are addressed.
- 1.1.4 How the effects (demand and energy) of demand-side management programs (e.g., conversion, interruptible demand, direct control load management) are addressed.

1.2 **Resource** Unit Representation

1.2.1 Unit Ratings

- 1.2.1.1 Definitions.

NPCC Document B-8  
Guidelines for Area Review  
of Resource Adequacy  
June 28, 2001

- 1.2.1.2 Procedure for verifying ratings. Reference NPCC Document B-9, *Guide for Rating Generating Capability*.
- 1.2.2 Unit Unavailability Factors Represented
  - 1.2.2.1 Type of unavailability factors represented; e.g., forced outages, planned outages, partial derating, etc.
  - 1.2.2.2 Source of each type of factor represented and whether generic or individual unit history provides basis for existing and new units.
  - 1.2.2.3 Maturity considerations, including any possible allowance for in-service date uncertainty.
  - 1.2.2.4 Tabulation of typical unavailability factors.
- 1.2.3 Purchase and Sale Representation.
  - 1.2.3.1 Describe characteristics and level of dependability of transactions.
- 1.2.4 Retirements.
  - 1.2.4.1 Summarize proposed retirements.
- 1.3 Representation of Interconnected System in Multi-**Area Reliability** Analysis, including which **Areas** and regions are considered, interconnection capacities assumed, and how expansion plans of other **Areas** and regions are considered.
- 1.4 Modelling of Limited Energy Sources.
- 1.5 Modelling of Demand Side Management.
  - 1.5.1 Description should include how such factors as in-service date uncertainty, rating, availability, performance and duration are addressed.

NPCC Document B-8  
Guidelines for Area Review  
of Resource Adequacy  
June 28, 2001

1.6 Modelling of all **Resources**.

1.6.1 Description should include how such factors as in-service date uncertainty; capacity value, availability, emergency assistance, scheduling and deliverability are addressed.

1.7 Other assumptions, if applicable; e.g., internal transmission limitations, maintenance over-runs, environmental constraints.

**B. Other Factors, If Any, Considered in Establishing Reserve Requirement Documentation**

The documentation required to meet the requirements of the above format should be in the form of summaries of studies performed within an **Area**, including references to applicable reports, summaries of reports, or submissions made to regulatory agencies.

**Task Force Follow-Up Procedures**

Once a specific **Area** has made a presentation or a series of presentations to the Task Force on Coordination of Planning, the latter shall:

1. Prepare a brief summary of key issues discussed during the presentation.
2. Note where further information was requested and the results of such further interrogations.
3. Note the specific items that require additional study and indicate the responsibilities for undertaking these studies.
4. After the completion of the **resource** adequacy review report on the **Area's** plans to the Reliability Coordinating Committee.

---

Coordinated by: Task Force on Coordination of Planning

Reviewed for  
Concurrence by: TFSS

Review frequency: Three years for Comprehensive Review, updated by an interim Annual Assessment.

References: *Criteria for Review and Approval of Documents* (Document A-1)

NPCC Document B-8  
Guidelines for Area Review  
of Resource Adequacy  
June 28, 2001

*Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power  
Systems (Document A-2)*

*Guide for Rating Generating Capability (Document B-9)*

## ANNEXE 4

### **Extrait de l'annexe 4 du Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau (à jour au 8 février 2005)**

#### ANNEXE 4

#### SERVICE D'ÉNERGIE INVOLONTAIRE

Le service d'énergie involontaire est fourni lorsqu'un écart survient entre le volume d'énergie programmé et celui effectivement livré pour alimenter une charge située dans une zone de contrôle pendant une heure. Le transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de contrôle. Le client du service de transport peut soit acheter ce service auprès du transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables pour exécuter son obligation en matière de service d'énergie involontaire.

Le transporteur établit une marge d'écart de +/- 1,5 pour cent (avec un minimum de 1 MW) de la transaction programmée applicable sur une base horaire à tout écart d'énergie qui survient à la suite d'une ou plusieurs transactions programmées du client du service de transport. Les parties devraient essayer d'éliminer les écarts d'énergie dans les limites de la marge d'écart dans les trente (30) jours. Si un écart d'énergie n'est pas corrigé dans les trente (30) jours, le client du service de transport dédommagera le transporteur pour ce service. Les écarts d'énergie qui excèdent la marge d'écart seront assujettis à des prix à déterminer par le transporteur. Les prix pour le service d'énergie involontaire sont énoncés ci-dessous:

(1) Énergie fournie par le transporteur pour compenser une insuffisance de livraison:

150 % du prix horaire de l'énergie déterminé conformément à l'article 214 du Règlement numéro 642 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application (L.R.Q., H-5, r. 11.4) approuvé par le décret 461-96 du 17 avril 1996 et modifié par le Règlement numéro 644 d'Hydro-Québec approuvé par le décret 608-96 du 22 mai 1996 («règlement»).

(2) Énergie fournie au transporteur lors d'un surplus de livraison:

50 % du prix horaire de l'énergie déterminé conformément à l'article 214 de ce règlement.

## ANNEXE 5

### DONNÉES RÉCENTES RELATIVES AUX TAUX DE RÉSERVE EN PUISSANCE DU PRODUCTEUR

Source :

Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy

Direction Planification et optimisation de la production

Hydro-Québec Production (décembre 2004)

Approuvé par le RCC du NPCC le 9 mars 2005

#### Réserve en puissance selon HQP

Québec Control Area 2004 Interim Review of Resource Adequacy (NPCC)

	<b>2004- 2005</b>	<b>2005- 2006</b>	<b>2006- 2007</b>
Pointe annuelle (A) (référence 1)	35 151	36 379	36 641
Ressources (B) (référence 2)	39 273	39 895	40 770
Réserve (C=B-A)	4 122	3 516	4 129
Taux de réserve observés (D=C/A)			
* Ratio C/A	11,7%	9,7%	11,3%
* publié (référence 3)	11,7%	9,7%	11,4%
Taux requis	9,6%	9,7%	10,3%

Référence 1: page 3, tableau 1

Référence 2: page 6, tableau 4

Référence 3: page 8, tableau 7

## ANNEXE 6

### « NOUVELLE IMPULSION » À HYDRO-QUÉBEC

Source : <http://www.tqs.ca/infos/2005/05/N050229AU.html>

#### **Hydro-Québec rendra dorénavant public le niveau d'eau de ses réservoirs**

lundi le 02 mai 2005 - 15 h 20

QUÉBEC (PC) - Le niveau d'eau des réservoirs d'Hydro-Québec sera dorénavant rendu public, a révélé, lundi, le nouveau PDG de l'entreprise, Thierry Vandal, mettant ainsi fin au quasi secret d'Etat qui entourait, depuis des années, la situation des bassins. "Il faut mieux expliquer nos affaires", a admis le président-directeur général d'Hydro-Québec devant les quelques 400 personnes triées sur le volet, réunies à Québec à l'occasion de la conférence de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT).

"Je reconnais que l'on doit faire plus en matière d'explication des affaires d'Hydro-Québec (...) Nos clients souhaitent avoir plus d'informations, notamment sur les niveaux d'eau des réservoirs. Alors on pose un geste", a souligné M. Vandal, un peu plus tard lors d'un point de presse.

Par "déférence", Hydro-Québec a confié à la Régie de l'énergie la tâche de déterminer la fréquence à laquelle les niveaux d'eau seront publiés.

"J'invite la Régie à nous indiquer rapidement cette fréquence qu'elle jugerait utile pour satisfaire la volonté exprimée par le public d'être bien renseigné en matière de sécurité énergétique", a dit M. Vandal.

D'autre part, pendant son allocution, le PDG n'a pas soufflé mot de la filière thermique, un mode de production d'énergie mis à l'index.

"Pour Hydro-Québec, la page du thermique est tournée et on a pas l'intention d'y revenir (...) Le défi que l'on va relever, c'est de mettre de l'avant toutes les conditions pour approvisionner le marché du Québec avec de l'énergie renouvelable", a-t-il tranché.

Nommé tout récemment à la tête d'Hydro-Québec en remplacement d'André Caillé, M. Vandal a dit vouloir donner "une nouvelle impulsion" à l'entreprise. Une impulsion qui ressemble à un virage écologique.

Ainsi, la société d'Etat va désormais consacrer ses efforts à promouvoir l'efficacité énergétique, à développer davantage l'hydroélectricité et l'éolien, en plus d'exploiter les nouvelles technologies électriques.

En outre, les grands projets de développement hydroélectrique du Bas Churchill et de la Romaine, sur la Côte-Nord, demeurent dans le collimateur d'Hydro-Québec, tout comme l'érection de nouvelles tours éoliennes en Gaspésie, qui permettront sous peu de passer le cap des 2500 MW d'énergie produite par le vent.

La société d'Etat s'attellera aussi à accentuer la promotion de l'économie d'énergie auprès de ses clients résidentiels.

"Un seul degré de chauffage au Québec, ça représente deux milliards de kWh chaque année. Cela vaut 150 millions \$ par année", a-t-il expliqué.

Pour Steven Guilbault, de Greenpeace, les propos de M. Vandal traduisent une rupture fort bienvenue avec l'ancienne administration de la société d'Etat.

"C'est un discours qui aurait pu avoir été écrit par un écologiste, nous sommes très encouragés", a dit M. Guilbault.

Entre autres, les groupes écologistes applaudissent la décision d'Hydro de rendre publics les niveaux d'eau des réservoirs, une exigence qu'ils avaient portée jusque devant les tribunaux.

"Les gens ont le droit de savoir comment Hydro-Québec gère la ressource. C'est une société publique qui appartient à tous les Québécois", a-t-il mentionné.