

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2005-178

R-3550-2004

5 octobre 2005

PRÉSENTS :

M. Michel Hardy, B. Sc. A., MBA

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA, FCA

M^e Benoît Pepin, LL.M.

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale

*Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2005-2014 du Distributeur*

Intervenants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

Introduction.....	4
PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ	4
1. Prévision de la demande d'électricité	4
1.1 Scénarios de prévision.....	4
1.2 Normalisation.....	7
1.3 Prévision des besoins annuels de chauffage	8
1.4 Conclusion	9
2. Critères de fiabilité.....	10
2.1 Critères de fiabilité en énergie	10
2.1.1 Opinion majoritaire de la Régie	10
2.1.2 Opinion dissidente du régisseur Anthony Frayne	13
2.2 Critère de fiabilité en puissance.....	16
3. Approvisionnements existants.....	18
4. Approvisionnements additionnels et stratégie d'approvisionnement.....	18
4.1 Produits pour répondre aux besoins.....	18
4.2 Entente cadre avec le Producteur.....	24
4.3 Service d'équilibrage associé à la production d'énergie éolienne.....	25
4.4 Gestion des approvisionnements.....	27
5. Modalités des appels d'offres.....	28
5.1 Localisation des sources de production.....	28
5.2 Durée des contrats de long terme	29
5.3 Évaluation des coûts de transport	30
6. Conclusion.....	31
PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	32
1. Prévision des besoins	32
2. Moyens pour répondre aux besoins	32
3. Gaz à effet de serre	33
4. Énergie excédentaire	34
5. Conclusion.....	34
Annexe A	37
Annexe B	39
Annexe C	45
Annexe D.....	47
Annexe E	49

INTRODUCTION

Le 1^{er} novembre 2004, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver son Plan d'approvisionnement 2005-2014 (le Plan). La demande est déposée en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et contient les renseignements prévus au *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*².

Onze intervenants reconnus participent à l'examen du dossier dont l'audience publique orale s'est tenue en juin 2005. Un intéressé³ soumet des observations écrites.

Dans la présente décision, la Régie procède à l'examen du Plan en deux parties. La première porte sur le réseau intégré⁴ et la seconde concerne les réseaux autonomes⁵.

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

1.1 SCÉNARIOS DE PRÉVISION

Le plan d'approvisionnement du réseau intégré est basé sur la révision d'août 2004 de la prévision de la demande d'électricité, dont les deux principales composantes sont la prévision en énergie et la prévision en puissance.

Selon le scénario moyen, le taux annuel moyen de croissance observé sur la période 1994-2004 était de 1,7 %, pour une augmentation totale de 25,4 TWh (donnée normalisée pour les conditions climatiques). Les ventes passent de 164,0 TWh à 184,8 TWh entre 2004

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6038.

³ Association de l'aluminium du Canada.

⁴ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients desservis par le réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur).

⁵ Approvisionnements destinés à combler les besoins d'électricité des clients non reliés au réseau de transport du Transporteur.

et 2014. Cela représente un taux annuel moyen de croissance de 1,2 % ou une augmentation de 20,8 TWh.

TABLEAU 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
PAR SECTEUR DE CONSOMMATION
SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Domestique et Agricole	57,1	57,7	58,4	59,0	59,6	59,7	60,1	60,3	60,9	61,0	61,4	4,3
Général et Institutionnel	32,8	32,5	32,6	32,7	32,9	32,9	33,2	33,4	33,8	34,0	34,2	1,4
Industriel PME	10,7	10,7	10,8	10,9	11,1	11,2	11,3	11,5	11,6	11,7	11,9	1,2
Industriel Grandes entreprises	58,4	63,3	66,0	67,3	68,7	69,5	69,9	70,3	70,8	71,0	71,4	13,0
Autres	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	0,9
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

² Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

Source : pièce HQD-2, document 1, page 18.

De même, les besoins en puissance passent de 34 450 MW pour la pointe normalisée de l'hiver 2003-2004 à 37 365 MW pour celle de 2013-2014.

TABLEAU 2
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
À LA POINTE D'HIVER PAR USAGE FINAL
SCÉNARIO MOYEN (MW)

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 2003-13
Chauffage domestique et agricole	9 198	9 271	9 360	9 425	9 474	9 517	9 552	9 574	9 632	9 678	9 723	525
Chauffage général et institutionnel	3 237	3 270	3 332	3 406	3 390	3 353	3 331	3 294	3 285	3 277	3 268	31
Bi-énergie CII (tarif BT)	480	257	258	0	0	0	0	0	0	0	0	-480
Eau chaude domestique et agricole	1 645	1 668	1 688	1 708	1 726	1 744	1 761	1 778	1 794	1 808	1 822	177
Industriel PME	1 653	1 684	1 715	1 734	1 749	1 764	1 783	1 804	1 826	1 849	1 873	220
Industriel Grandes entreprises	7 519	7 226	8 046	8 191	8 360	8 491	8 559	8 608	8 645	8 696	8 739	1 220
Autres usages	10 718	10 808	11 013	11 210	11 312	11 413	11 546	11 641	11 727	11 836	11 940	1 222
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	34 450	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365	2 915

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

Source : pièce HQD-2, document 1, page 24.

Pour l'énergie et la puissance, le Distributeur réalise trois scénarios de prévision de la demande, soit les scénarios moyen, fort et faible. Les tableaux suivants présentent ces scénarios.

TABLEAU 3
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
VENTES (TWh)

	2004 ^{1,2}	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croiss. 2004-14
Scénario faible	162,3	163,6	168,5	169,2	169,8	169,5	169,9	170,3	171,4	171,5	172,0	9,8
Scénario moyen	164,0	169,3	173,1	175,3	177,7	178,8	180,1	181,2	182,9	183,6	184,8	20,8
Scénario fort	165,9	175,1	177,9	181,3	185,6	188,5	191,3	194,2	197,6	201,3	205,5	39,6

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2004, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Excluant la partie de l'ajustement comptable anticipé de novembre 2004 qui se rapporte aux six derniers mois de 2003.

Source : pièce HQD-2, document 1, page 55.

TABLEAU 4
SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE (MW)

	2003- 2004 ¹	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	Croiss. 2003-13
Scénario faible	34 450	33 450	34 670	34 740	34 750	34 750	34 810	34 830	34 910	35 020	35 120	670
Scénario moyen	34 450	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365	2 915
Scénario fort	34 450	34 960	36 230	36 680	37 280	37 850	38 340	38 800	39 280	39 770	40 640	6 190

1 Pointe normalisée pour les conditions climatiques.

Source : pièce HQD-2, document 1, pages 24 et 55.

Pour plusieurs intervenants, l'ensemble de la prévision de la demande du Distributeur est sous-estimée.

Pour l'année 2005, la Régie observe que les ventes du Distributeur dépasseront probablement celles prévues au scénario moyen.

Premièrement, les ventes normalisées de 2004 et du premier trimestre de 2005 ont dépassé les ventes prévues respectivement de 0,5 TWh et 0,6 TWh. La pointe normalisée de l'hiver 2004-2005 a dépassé de près de 1 000 MW celle prévue.

Deuxièmement, la position concurrentielle de l'électricité à court terme est sous-estimée par le Distributeur. Celui-ci retient un prix pour le pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) de 36,35 \$US/baril pour l'année 2005 alors que l'Energy Information Administration prévoit un prix supérieur à 50 \$US/baril. La sous-estimation du prix du WTI est de 38 %. Or, une augmentation de 25 % du prix des combustibles peut occasionner une hausse de la demande du secteur *Général et institutionnel* de 175 GWh pour la première année.

Troisièmement, les mises en chantier de 2004 ont dépassé de 6 000 unités celles prévues par le Distributeur. Une telle hausse peut engendrer une augmentation de la demande du secteur *Domestique et agricole* d'environ 120 GWh par année.

Cependant, bien que d'importantes variations de certains paramètres économiques, démographiques et énergétiques puissent survenir à court terme, elles ne remettent pas nécessairement en question la prévision à long terme de la demande. À titre d'exemple, une hausse du prix des combustibles peut favoriser l'accroissement de la consommation d'électricité, mais elle peut aussi engendrer à moyen et à long terme un ralentissement général de l'économie et ainsi de la demande. Les scénarios d'encadrement fort et faible permettent de prendre en compte la plupart des variations des paramètres. Sur l'horizon 2006 à 2014, la Régie considère que les scénarios faible, moyen et fort de prévision de la demande permettent d'établir l'éventail des besoins des clients du réseau intégré. Les besoins sont obtenus en ajoutant aux ventes les pertes de transport et de distribution et la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et chantiers, ainsi qu'en y soustrayant les ventes dans les réseaux autonomes. La révision d'août 2005, présentée dans l'état d'avancement 2005 du Plan, permettra au Distributeur d'évaluer si sa prévision de long terme doit être modifiée.

1.2 NORMALISATION

La prévision de la demande d'électricité se fonde sur l'historique des ventes normalisées pour les conditions climatiques observées à divers endroits au Québec de 1971 à 2000 (température, vitesse du vent, nébulosité, type et intensité des précipitations, etc.). Les données sont ajustées en fonction d'un scénario de réchauffement climatique.

Les modèles de normalisation sont soumis à un processus d'amélioration continue. Le Distributeur utilise le modèle *Puisclim* depuis les années 1970. Depuis l'hiver 2003-2004, il teste le modèle CM1 et s'apprête à mettre en place un calcul de la normalisation combinant ces deux modèles.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans son plan d'approvisionnement 2008-2017, une comparaison de la normalisation combinant les deux modèles à la normalisation basée uniquement sur le modèle *Puisclim*. Elle lui demande également de traiter des préoccupations suivantes soulevées par un intervenant, à savoir que la normalisation moyenne sur plusieurs années ne donne pas zéro et qu'il semble y avoir une persistance du climat d'une année à l'autre, c'est-à-dire que les années chaudes semblent se succéder, tout comme les années froides.

1.3 PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS DE CHAUFFAGE

Le Distributeur répartit mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole* à partir d'une moyenne des degrés-jours de chauffage⁶ basés sur une température de référence de 18 °C. Dans l'état d'avancement 2003 du plan d'approvisionnement 2002-2011, ces besoins étaient répartis avec une température de référence de 15 °C.

Le Distributeur souligne que le changement d'hypothèse a peu d'incidence sur la prévision totale des besoins en puissance, du fait que la réduction de la puissance allouée à l'usage du chauffage du secteur *Domestique et agricole* est compensée par une augmentation de celle allouée aux *Autres usages*. Toutefois, l'impact sur chacun de ces usages est important.

La Régie est préoccupée par la variation des facteurs d'utilisation provoquée par ce changement d'hypothèse. En effet, en prenant désormais en compte la présence de chauffage dans le secteur *Domestique et agricole* en juin, la pointe de cet usage au mois de janvier est diminuée. Or, le choix d'une température de référence de 18 °C n'est pas appuyé par des observations sur le réseau. Le Distributeur affirme même qu'il est difficile de détecter la présence de chauffage en début et en fin de période de chauffage (septembre, mai et juin) en raison de la faible charge lié à cet usage.

La Régie n'est pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse. Elle demande au Distributeur, pour le plan d'approvisionnement 2008-2017, de présenter les résultats d'une analyse évaluant s'il est plus représentatif d'utiliser une température de référence de 18 °C ou de 15 °C pour répartir mensuellement les besoins de chauffage.

⁶ Les degrés-jours de chauffage sont calculés en prenant la différence positive entre une température de référence et la température moyenne quotidienne. Le Distributeur retient maintenant 18 °C à titre de température de référence, c'est-à-dire la température sous laquelle les consommateurs sont présumés utiliser l'électricité pour le chauffage. Par exemple, en fonction de cette hypothèse, une journée ayant une température moyenne de 15,5 °C correspond à 2,5 degrés-jours de chauffage.

1.4 CONCLUSION

La Régie accepte la prévision de la demande d'électricité pour établir les besoins des clients du réseau intégré.

En sus des demandes formulées au sujet de la normalisation et de la température de référence pour les besoins de chauffage, elle demande au Distributeur d'ajouter, dans la présentation de la prévision de la demande de ses prochains plans d'approvisionnement, les informations suivantes :

- les données historiques des dix dernières années des principaux paramètres économiques, démographiques et énergétiques utilisés pour réaliser la prévision;
- une comparaison des principaux paramètres économiques, démographiques et énergétiques utilisés avec les plus récentes prévisions d'autres organismes;
- les données historiques, réelles et normalisées pour les conditions climatiques, des dix dernières années :
 - des ventes par secteur de consommation,
 - des besoins en énergie,
 - des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage,
 - des économies d'énergie;
- les données historiques depuis 2001 et la prévision sur l'horizon du plan d'approvisionnement des taux de pertes de transport et, séparément, des taux de pertes de distribution;
- une explication des variations observées, le cas échéant, et les hypothèses de prévision relatives aux taux de pertes de transport et de distribution;
- les ajustements comptables accompagnés d'une explication;
- une annexe présentant les méthodologies d'établissement (pour le plan 2008-2017 seulement) :
 - de la prévision des ventes par secteur de consommation selon un scénario moyen de la demande,
 - des aléas prévisionnels sur la demande en énergie,
 - de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage,
 - de la normalisation des besoins en énergie et en puissance;

- tout changement de méthodologie ou d'hypothèse ayant un impact significatif, apporté depuis la présentation du dernier plan d'approvisionnement. La Régie s'attend à ce que les impacts sur la prévision de la demande découlant de ces changements fassent l'objet d'une description qualitative et quantitative.

2. CRITÈRES DE FIABILITÉ

L'aléa de la demande, l'aléa climatique et les pannes d'équipements amènent le Distributeur à adopter des critères de fiabilité en énergie et en puissance, afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

2.1 CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

2.1.1 OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE

Critère applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur

Le Distributeur propose le critère de fiabilité suivant (le critère de fiabilité en énergie d'un écart-type) :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à quatre 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. »

La Régie ne peut accepter le critère de fiabilité tel que formulé par le Distributeur.

La référence à un écart-type au-dessus du scénario moyen de la demande est appropriée. Cela permet de faire face à 85 % des scénarios et procure un signal plus stable des écarts possibles par rapport au scénario moyen que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen (critère du scénario fort) utilisé par le passé. Par ailleurs, dans le cadre du Plan, la différence entre l'impact sur les besoins en énergie du critère d'un écart-type et celui du scénario fort est suffisamment faible pour considérer que le critère d'un écart-type constitue une référence appropriée aux fins de la planification des moyens d'approvisionnement.

TABLEAU 5
IMPACT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE
SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009
Critère d'un écart-type	5,0	5,3	6,4	7,8	8,9
Critère du scénario fort	6,1	5,1	6,5	8,5	10,3

Source : pièce HQD-2, document 1, pages 41 et 50.

Cependant, l'écart-type du critère de fiabilité doit s'appliquer sur cinq ans, plutôt que sur quatre tel que proposé par le Distributeur. La Régie est toujours d'avis, tel qu'énoncé dans sa décision D-2002-169, que le Distributeur doit prévoir le lancement d'appels d'offres de long terme au moins cinq ans et demi avant le début des livraisons, compte tenu des délais observés par le passé et du traitement équitable à accorder aux diverses filières énergétiques⁷. Ces appels d'offres doivent être lancés suffisamment à l'avance, afin d'éviter le recours aux marchés de court terme pour combler des besoins de long terme.

Bien que l'incertitude sur la prévision des besoins soit généralement plus grande à cinq ans d'avis qu'à quatre ans, le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons.

Le critère fait mention d'une dépendance vis-à-vis les marchés de court terme alors que le Distributeur réfère aux limites des interconnexions et, donc, aux marchés hors Québec. Cette capacité d'importation est de 16,2 TWh avec contraintes de marché et de 24,1 TWh sans ces contraintes.

Le critère du Distributeur permet de répondre à deux risques : l'un de sécurité, l'autre de coût des approvisionnements. Le premier facteur de risque porte sur l'indisponibilité d'énergie ou de puissance sur les marchés hors Québec. Il se résout par l'obtention d'un engagement contractuel de la part d'un fournisseur à rendre disponible l'approvisionnement recherché pour la durée souhaitée, selon la planification du Distributeur. Le second facteur

⁷ L'article 74.1 de la Loi stipule entre autres que la procédure d'appel d'offres et d'octroi doit « permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé » et « accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement ».

de risque, qui pour sa part est financier, résulte de l'impact de la volatilité des marchés de court terme sur le coût des approvisionnements du Distributeur. Si la Régie considère prudent, pour le consommateur, de fixer une limite à l'égard de l'impact de cette volatilité, elle constate que le Distributeur s'y adresse dans son Plan par son appariement des besoins et des moyens d'approvisionnement.

Dans la mesure où chacun de ces risques est géré, la Régie juge que le critère proposé par le Distributeur est trop contraignant et qu'il limite l'accès au marché dans un contexte où l'accès à des approvisionnements concurrentiels pose déjà problème.

La Régie est d'avis que le Distributeur est en mesure de compter sur les marchés de court terme au-delà de 5 TWh dans la mesure où ces approvisionnements de court terme proviennent en partie du Québec, soit directement, soit par le biais de swaps⁸. Le Distributeur peut aussi tenir compte, dans la planification de ses approvisionnements, d'une capacité d'importation supérieure à 5 TWh dans la mesure où les produits acquis hors Québec sont contractés sur un horizon de moyen et de long terme. En effet, les contraintes de marché disparaissent pour ces approvisionnements.

En conséquence, la Régie reformule le critère de fiabilité en énergie d'un écart-type :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année. »

Avec le critère, l'impact des aléas climatiques et de la demande est maintenu, pour les années subséquentes, au niveau de l'évaluation de la cinquième année.

Ce critère reformulé répond adéquatement à l'objectif de protection des consommateurs et conserve la souplesse nécessaire du Plan. Il ne réduit pas la sécurité des approvisionnements tout en favorisant la recherche du moindre coût. En effet, le niveau des approvisionnements de court terme hors Québec est connu au fur et à mesure de leur acquisition. Le niveau des approvisionnements de moyen et de long terme n'est alors pas imprécis; il peut être réduit ou augmenté au besoin.

Enfin, la Régie demande au Distributeur de déposer en suivi administratif et de rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en

⁸ La Régie réfère ici aux opérations par lesquelles les parties conviennent d'échanger les flux financiers ou les livraisons physiques d'électricité en évitant de faire usage des interconnexions.

énergie d'un écart-type sera respecté pour l'année suivante. La démonstration doit contenir au minimum le niveau d'information présenté à l'annexe A. Dans le cas où le critère n'est pas respecté, le Distributeur doit faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

2.1.2 OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR ANTHONY FRAYNE

Critère applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur

Avec respect pour l'opinion contraire, je ne partage pas l'opinion de mes collègues sur certains aspects de leur décision quant au critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur.

Le Distributeur propose un critère pour fins de planification :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à quatre 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. » (je souligne)

Quant au troisième élément, souligné ci-dessus, le Distributeur justifie sa position en évoquant notamment la capacité d'importation (qu'il estime à environ 15 TWh) ainsi que le fait que *« les marchés limitrophes pourraient connaître un scénario fort de la demande »*⁹. Il propose ensuite une stratégie d'approvisionnement basée sur cet élément.

Les intervenants ne contestent pas cet élément du critère, et certains l'appuient explicitement. Par exemple, selon la preuve de la FCEI :

*« The strategy of Hydro-Québec Distribution to not depend on short term contracts for more than 5 TWh seems reasonable for assuring the security of supply. »*¹⁰

Comme le Distributeur, les intervenants proposent eux aussi des stratégies d'approvisionnement sur la base de cet élément. Plusieurs soulignent que la demande réelle dépassera probablement le scénario moyen.

⁹ Pièce HQD-3, document 1, page 14.

¹⁰ Hydro-Québec Distribution, Supply Plan, demande R-3550-2004, preuve de M. Ron Mikkelsen et de M. Jean-Benoît Trahan pour la FCEI, page 24.

Je partage l'opinion de mes collègues quant à la modification à apporter au critère en ce qui a trait à une référence à cinq ans d'avis plutôt qu'à quatre. Cependant, selon mes collègues, il faut aussi reformuler le troisième élément du critère pour limiter la dépendance de 5 TWh envers les marchés de court terme aux marchés hors Québec. Respectueusement, je ne partage pas leur opinion sur ce dernier point.

Le critère proposé par le Distributeur réfère aux marchés de court terme sans distinction entre les sources d'approvisionnement québécoises et celles des marchés d'importation. Cela dit, sa justification réfère surtout à la capacité des interconnexions. Pour cette raison, mes collègues considèrent approprié de ne référer qu'aux marchés de court terme hors Québec et reformulent le critère dans ce sens. Je considère que la reformulation, avec le raisonnement la justifiant, correspond en fait à une modification fondamentale du critère.

À mon avis, la capacité des interconnexions n'est pas le facteur déterminant dans le choix du critère de planification; l'enjeu est plutôt la condition des marchés de court terme, qu'il s'agisse d'importations ou non.

Le critère de fiabilité en énergie est l'une des pierres angulaires du Plan et sa modification peut influencer la validité et la cohérence des stratégies d'approvisionnement qui en découlent. Pour être en mesure de planifier les approvisionnements requis de moyen et de long terme, il faut, à mon avis, que la limite intègre à la fois les achats de court terme hors Québec et ceux de court terme provenant du Québec. La formulation du critère par le Distributeur définit une limite (5 TWh), sans distinction. Cependant, avec la modification apportée au critère par mes collègues, la stratégie d'approvisionnement devient imprécise. En effet, la formulation de mes collègues ne définit pas la limite à considérer pour les achats de court terme provenant du Québec, limite dont il est nécessaire de tenir compte pour établir les approvisionnements requis à moyen et à long terme. Je ne souscris donc pas à cette modification.

Au contraire, j'accepte pour les fins du Plan actuel le troisième élément du critère tel que formulé par le Distributeur, parce qu'il limite de façon claire et explicite l'exposition des consommateurs aux risques inhérents aux marchés de court terme, à savoir une rareté des produits disponibles et en conséquence des prix élevés sur les marchés de court terme. Mes collègues reconnaissent des risques de sécurité et de coût des approvisionnements, mais leur analyse ne me mène pas à rejeter la proposition du Distributeur.

Il y a une probabilité, assez forte, à mon avis, sur la base des facteurs décrits dans la section 1.1, que la demande québécoise dépassera celle du scénario moyen. Il est très possible qu'il y ait, en même temps, un scénario fort de la demande dans les régions

limitrophes. Or, il y a une interdépendance entre les prix sur les marchés limitrophes et les prix au Québec, car les producteurs québécois participent à ces marchés. Bien que je partage l'avis de mes collègues, à savoir qu'il est possible que le Distributeur acquière des produits sans solliciter les interconnexions, il n'y aura aucune garantie quant à leur disponibilité, ni quant à leur prix, en l'absence d'engagements contractuels et préalables. Avec les prémisses incorporées dans le Plan actuel, je considère qu'il faut, par prudence, limiter l'impact des risques des marchés de court terme sur les consommateurs québécois, et j'accepte cet élément du critère tel que formulé par le Distributeur.

Fin de l'opinion dissidente

Critère applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur

En ce qui concerne l'électricité patrimoniale, le Distributeur applique un critère de fiabilité en énergie consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apport d'eau, selon une probabilité d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives (critère de fiabilité en énergie de 2 %).

Ce critère doit s'appliquer à l'ensemble des approvisionnements fournis par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), et non seulement à l'électricité patrimoniale. Le Distributeur détient des contrats d'approvisionnements postpatrimoniaux avec le Producteur pour lesquels il doit veiller à l'application de ce critère.

La démonstration actuelle de la validité de ce critère est incomplète, tant en ce qui concerne la méthodologie que les données sous-jacentes à son établissement. La Régie note néanmoins ce critère pour le présent Plan, mais elle demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2008-2017, une démonstration contenant notamment les éléments suivants :

- la méthodologie et les résultats de la conversion des apports naturels d'eau sur les différentes rivières en apports énergétiques annuels par centrale¹¹;
- la méthodologie permettant d'établir les écarts d'apports énergétiques depuis 1943¹²;
- la capacité maximale des stocks énergétiques répartie entre les principaux réservoirs¹³;

¹¹ Voir, par exemple, dossier R-3526-2004, pièce HQP-1, document 1, page 18, le tableau 2.1 indiquant les résultats en termes d'énergie annuelle produite par centrale.

¹² Voir les écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003, dossier R-3526-2004, pièce HQP-1, document 1, page 16.

- la méthodologie et les données permettant d'établir des déficits annuels et cumulatifs, sur un, deux et quatre ans, des apports énergétiques globaux correspondant à une probabilité d'occurrence de 2 %;
- les moyens de protection envisagés contre de tels déficits;
- les raisons du choix de la probabilité d'occurrence de 2 %.

Par ailleurs, Hydro-Québec s'engage à réaliser des études visant à valider la méthode utilisée pour établir la moyenne historique des apports naturels d'eau et à valider l'écart des apports énergétiques annuels par rapport à la moyenne, associé à une probabilité de 2 % sur des périodes de deux et quatre ans (déficits de 64 TWh sur deux ans et 98 TWh sur quatre ans). À cet égard, la Régie prend note qu'Hydro-Québec a demandé aux responsables de compléter ces études dès octobre 2005¹⁴. Elle demande donc au Distributeur de lui déposer ces études dès qu'elles seront disponibles, en suivi administratif de la présente décision.

Enfin, le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur pour être capable de prendre les mesures requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande d'électricité. La Régie demande au Distributeur de lui déposer, en suivi administratif de la présente décision, et de rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie de 2 % est respecté. La démonstration doit au minimum contenir les informations présentées à l'annexe B ainsi qu'une attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production. De plus, la Régie prend acte de l'engagement d'Hydro-Québec de déposer des comptes rendus *ad hoc* à la demande de la Régie, par exemple lors de situations critiques¹⁵.

2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

Le critère de fiabilité en puissance du Distributeur consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année. Provenant d'un rapport approuvé par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC), il est défini comme suit :

¹³ Voir la capacité maximale de l'ensemble des réservoirs pour les années 1992 à 1996, avis A-2004-01, 30 juin 2004, page 83.

¹⁴ Argumentation du Distributeur, 23 juin 2005, page 14.

¹⁵ Pièce HQD-7, document 1.25.

« After due allowance for maintenance, forced outages, hydraulic constraints and generating unit restrictions, forecast uncertainty, spinning reserve requirements and interruptible loads, the probability of disconnecting firm customers due to generation deficiencies, on the average, will be no more than 2,4 hours per year. »¹⁶

La Régie accepte le critère du Distributeur. Toutefois, les ressources disponibles pour satisfaire ce critère doivent inclure, dès l'état d'avancement 2006 du Plan, une quantité de puissance correspondant au partage de réserve avec les réseaux voisins.

Les prochains plans d'approvisionnement doivent concilier les différences entre le taux de réserve en puissance considéré dans le plan, établi en fonction des besoins du Distributeur, et les taux de réserve présentés dans les rapports soumis au NERC (North American Electric Reliability Council) et au NPCC, établis en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec.

La Régie demande au Distributeur de lui déposer en suivi administratif de la présente décision, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en puissance correspondant à une probabilité de délestage de 2,4 heures par année sera respecté pour la prochaine pointe d'hiver. Cette démonstration doit au minimum contenir les informations suivantes :

- le bilan en puissance pour l'ensemble des engagements et des disponibilités du Producteur en fonction des besoins de la zone de réglage du Québec, tel que présenté à l'annexe C;
- le bilan en puissance en fonction des besoins et des moyens d'approvisionnement du Distributeur, tel que présenté à l'annexe D;
- les extraits pertinents des plus récents rapports soumis au NERC (*Winter Assessment - Reliability of the Bulk Electric Supply in North America*) et au NPCC (*Hydro-Québec Triennial Review of Resource Adequacy*, ou ses revues intérimaires selon l'année, *Québec Control Area Interim Review of Resource Adequacy*), que ces rapports aient été approuvés ou non par ces organismes;
- un tableau conciliant les données des bilans en puissance et celles des rapports décrits ci-dessus et prenant la forme présentée à l'annexe E.

¹⁶ Pièce RÉGIE-3, page 5.

Le Distributeur propose de rendre publique à la fin du mois de janvier la démonstration déposée en novembre. La Régie accepte, pour le présent plan d’approvisionnement, que la démonstration soit rendue publique en janvier de l’année suivant son dépôt. Dans son prochain plan d’approvisionnement, le Distributeur devra justifier le préjudice qu’il pourrait subir si les données étaient publiées en novembre.

3. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Le principal intrant dans l’élaboration du Plan est l’approvisionnement en électricité patrimoniale. Afin de connaître précisément le volume d’électricité patrimoniale consommé par la clientèle et de suivre son évolution, la Régie demande au Distributeur de fournir, dans le cadre des rapports annuels, des états d’avancement du Plan et du prochain plan d’approvisionnement, l’historique depuis l’année 2001 des données suivantes, réelles et normalisées pour les conditions climatiques :

- volume de consommation patrimoniale;
- volume d’électricité patrimoniale fourni par le Producteur;
- taux de pertes de transport et de distribution.

Le Distributeur dépose, en audience, l’entente intervenue avec le Producteur, le 15 février 2005, concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l’approvisionnement patrimonial¹⁷. La Régie l’examinera lors du plan d’approvisionnement 2008-2017.

4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT

4.1 PRODUITS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

Contexte actuel pour le Distributeur

¹⁷ Pièce HQD-3, document 2.2.

Le cadre législatif actuel de l'approvisionnement postpatrimonial repose sur l'hypothèse d'un marché de libre concurrence. Or, dans son *Avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*, la Régie s'exprime ainsi :

« Or, [l]a mise en œuvre [du cadre législatif] mène présentement et inexorablement à la filière thermique ou à la filière de la grande hydraulique, dont le Producteur a le monopole. La Régie constate que le marché voulu par le législateur ne s'est pas matérialisé, ni qu'il se matérialisera dans les conditions actuelles. »¹⁸

Pour répondre à la demande québécoise, le présent Plan prévoit le lancement d'appels d'offres pour des produits de long terme, ouvert à toutes les filières. Cependant, le Distributeur attend la fin des travaux de la commission parlementaire sur le secteur énergétique et les orientations du gouvernement pour arrêter ses stratégies futures.

Malgré ce contexte, la Régie considère essentiel que le Distributeur présente, lors de l'état d'avancement 2005 du Plan, un réajustement de sa stratégie de déploiement de produits de long terme.

Produits de long terme

Pour combler ses besoins au-delà du volume d'électricité patrimoniale, le Plan tient compte des approvisionnements existants ou en cours d'acquisition, y compris ceux résultant du premier appel d'offres d'énergie éolienne de 990 MW. Il prévoit aussi l'acquisition d'un second bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne, d'un produit modulable de 400 MW et d'autres produits de long terme pour des besoins n'apparaissant qu'en 2012.

Depuis le dépôt du Plan, le second bloc d'énergie éolienne établi par le gouvernement du Québec a été augmenté de 1 000 à 2 000 MW de capacité installée. Compte tenu de l'annonce de cette augmentation le 29 juin 2005, l'appel d'offres ne pourra être lancé que vers la fin de 2005. Si on tient compte des délais observés pour le premier appel d'offres d'énergie éolienne, les livraisons du second bloc ne devraient vraisemblablement débiter qu'en 2009.

Le 20 juin 2005, le Distributeur a annoncé qu'il ne retenait qu'une soumission de 8,1 MW d'électricité produite par cogénération, alors que son Plan en prévoit l'acquisition de 350 MW. Le résultat de cet appel d'offres implique que le Distributeur réévalue les moyens

¹⁸ Avis A-2004-01, 30 juin 2004, page 134.

à mettre en oeuvre pour combler le déficit de 342 MW et de 2,7 TWh. La Régie ne croit pas nécessaire de suspendre l'examen du Plan pour un tel motif susceptible de se reproduire à chaque examen.

La Régie présente le tableau ci-dessous afin de refléter l'impact de ces modifications sur le déploiement de long terme du Plan.

TABLEAU 6
IMPACT DU DÉPLOIEMENT DE LONG TERME
SELON LE SCÉNARIO MOYEN DE LA DEMANDE (TWh)

BILAN DU DISTRIBUTEUR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
- Appel d'offres de cogénération prévu au Plan				0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu au Plan (1 000 MW avec début des livraisons en 2007)			0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres approvisionnements existants ou en cours d'acquisition	3,0	1,6	8,6	9,8	10,1	10,5	10,7	11,0	11,8	11,8
= Approvisionnements additionnels requis au Plan	0,8	6,4	1,5	2,2	0,8	0,0	0,2	1,2	1,2	2,5
BILAN DE LA RÉGIE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
- Appel d'offres de cogénération					0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Appel d'offres d'énergie éolienne (2 000 MW avec début des livraisons en 2009)					0,2	1,4	2,6	3,8	5,0	6,2
- Autres approvisionnements existants ou en cours d'acquisition	3,0	1,6	8,6	9,8	10,1	10,5	10,7	11,0	11,8	11,8
= Approvisionnements additionnels requis	0,8	6,4	1,6	3,0	3,5	3,2	2,8	3,2	2,0	2,1

A Données de la Régie

Note : les résultats peuvent être calculés à partir de valeurs non arrondies. Il est possible qu'ils soient légèrement différents que ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies présentées dans le tableau.

Source : pièce HQD-3, document 3, page 25.

Le Distributeur prévoyait initialement, selon le scénario moyen de la demande, des besoins significatifs de 1,2 à 2,5 TWh de 2012 à 2014 et un appel d'offres pour des produits de long terme pour les combler. La Régie constate que des besoins significatifs apparaissent bien avant 2012 et que le Distributeur doit réajuster sa stratégie de déploiement de produits de long terme.

Tel que mentionné plus tôt, le Distributeur doit prévoir le lancement d'appels d'offres de long terme au moins cinq ans et demi avant le début des livraisons. Prévoir un délai de

quatre ans augmente les risques de retard ou de non réalisation des projets, et ces risques pourraient se refléter dans les prix offerts.

Produit de 400 MW modulable

Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation de se doter d'un service modulable de 400 MW. Ce produit serait entièrement programmable. Il pourrait fournir environ 3 TWh avec un facteur d'utilisation élevé ou ne pas être programmé dans l'année pour un facteur d'utilisation qui serait alors quasi nul. L'acquisition d'un tel service permet au Distributeur de rencontrer son critère de fiabilité en énergie d'un écart-type. Ce produit apporterait aussi une contribution en puissance à la pointe.

Le Distributeur avance que la meilleure stratégie est de définir le besoin et de le soumettre au marché. Le Distributeur a exprimé sa confiance dans la profondeur et l'efficacité des marchés prenant en exemple les produits flexibles, avec réduction des quantités, qu'il a développés avec succès depuis son plan 2002-2011 et acquis sur les marchés hors Québec.

La Régie approuve le principe d'un service modulable, ouvert à toutes les sources d'approvisionnement et aux marchés hors Québec. Elle considère que tous les moyens devraient être employés afin de maximiser la probabilité d'offres intéressantes au profit de sa clientèle et que les exigences du Distributeur peuvent être ajustées pour une meilleure réponse des marchés.

Pour le produit modulable, le Distributeur entend demander des offres pour des tranches de 50 à 100 MW, introduire des délais plus longs de programmation et se doter d'une flexibilité de programmation sur une base mensuelle et annuelle. Cette approche devrait augmenter la participation à ces appels d'offres.

Le Distributeur doit considérer des offres sur des contrats de 3 à 5 ans plutôt qu'uniquement de 15 à 25 ans, afin de rejoindre plus de soumissionnaires. Il doit enfin considérer des offres basées sur une gestion de la demande.

Produits de court terme

Pour 2005, le Distributeur a sécurisé 3 TWh de ses besoins de court terme en contractant des produits de base, en pointe et hors pointe, et un produit d'énergie ferme avec flexibilité de programmation (option de réduction des quantités). Il prévoit avoir encore besoin de 0,8 TWh pour le reste de l'année.

Le tableau suivant présente les achats de court terme envisagés par le Distributeur pour 2006 à 2008 :

TABLEAU 7
ACHATS DE COURT TERME

	2006	2007	2008
Énergie annuelle	6,4 TWh	1,5 TWh	2,2 TWh
	2005-2006	2006-2007	2007-2008
Puissance à la pointe	670 MW	420 MW	260 MW

Source : pièce HQD-3, document 3, page 35.

Or, comme indiqué au tableau 6, ces besoins pourraient s'élever à 3 TWh à l'horizon 2008.

Le Distributeur a contracté différents produits, dont certains comprennent de la puissance garantie pour l'hiver 2005-2006, à la suite des appels d'offres A/O-2005-01 et A/O-2005-02. Ces contrats totalisent respectivement 2 630 GWh et 652 GWh et visent des quantités de puissance mensuelles maximales de 600 MW et 800 MW selon le mois.

La Régie reconnaît les initiatives du Distributeur sur les marchés de court terme et note que la réponse à ses appels d'offres démontre actuellement une certaine profondeur. Elle est satisfaite du développement de produits flexibles. Cependant, son niveau de dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh est dépassé pour 2006, ce qui augmente l'exposition du Distributeur à la volatilité des prix sur les marchés de court terme.

Conclusion sur les approvisionnements additionnels requis

Le Distributeur est responsable d'assurer les approvisionnements de sa clientèle, tout en recherchant le plus bas coût possible. La Régie approuve la stratégie du Distributeur de couvrir ses besoins de court terme par des produits de court terme et ses besoins de long terme par des produits de long terme.

La Régie constate un retard dans l'application de cette stratégie, notamment en raison du résultat de l'appel d'offres de cogénération et du délai de l'annonce du second bloc d'énergie éolienne. Le Distributeur ne prévoyait lancer un appel d'offres que pour des besoins significatifs apparaissant à partir de 2012, alors que des besoins se matérialisent bien avant.

La Régie est satisfaite de la modification de stratégie concernant le produit modulable, en particulier la recherche de contrats pour des tranches de 50 à 100 MW. Elle s'attend à ce que ce produit soit soumis à l'appréciation des marchés, y compris des marchés hors Québec.

Les marchés hors Québec restent volatils, entre autres par leur dépendance envers les hydrocarbures. Ils ont certes une certaine profondeur, mais la situation mérite d'être surveillée dans les années à venir. Au-delà du scénario moyen, le Distributeur peut faire appel à ces marchés pour faire face à un scénario de demande plus élevée. Pour répondre à ces besoins, il doit poursuivre le développement de produits flexibles et modulables.

La Régie demande au Distributeur, pour l'état d'avancement 2005 du Plan, de mettre à jour ses bilans de puissance et d'énergie et de réviser sa stratégie de déploiement de produits de long terme en tenant compte des éléments suivants :

- la révision d'août 2005 de la prévision de la demande;
- l'application du critère de fiabilité en énergie d'un écart-type sur cinq ans;
- la prise en compte du partage de réserve pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance;
- les résultats de l'appel d'offres de cogénération;
- le second bloc d'énergie éolienne;
- le délai d'acquisition de cinq ans et demi pour ses appels d'offres de long terme.

4.2 ENTENTE CADRE AVEC LE PRODUCTEUR

La Régie reconnaît le besoin d'une entente cadre entre le Producteur et le Distributeur parce que celle-ci permet de répondre en temps réel aux besoins imprévisibles au-delà du profil de l'électricité patrimoniale, tels que ceux créés par les variations climatiques, les indisponibilités fortuites des équipements de production des fournisseurs et de l'inadéquation entre le profil de l'électricité patrimoniale et le profil de la demande. Les caractéristiques de cette entente ne sont pas présentées dans le Plan et seront examinées dans le dossier R-3568-2005.

4.3 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE ASSOCIÉ À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Tel que prévu dans la décision D-2005-76, la Régie procède à l'examen des concepts sous-jacents à ce service, tels que les fournisseurs potentiels, les quantités, la nature du service et les différentes formes qu'il peut prendre, ainsi que les bases de l'estimation de son coût.

Besoin du service d'équilibrage

Les huit parcs d'éoliennes qui seront construits en Gaspésie à la suite de l'appel d'offres A/O-2003-02 pourront produire jusqu'à 990 MW. Le Distributeur indique qu'il a besoin d'un service d'équilibrage pour :

- assurer une contribution de l'énergie éolienne à son bilan de puissance;
- prévoir la contribution horaire de l'énergie éolienne à ses approvisionnements;
- éviter des variations d'approvisionnement importantes qui peuvent difficilement être gérées par le contrat patrimonial.

En matière de planification, seule une portion de la puissance éolienne installée peut être garantie au bilan de puissance du Distributeur. Plusieurs études sur la contribution en puissance de la production éolienne au réseau d'Hydro-Québec ont été mises en preuve. Celle de Lambert et Marcotte (1995)¹⁹ conclut à l'existence d'une corrélation positive entre la présence de vent et la pointe hivernale du réseau, laquelle est grandement tributaire de la demande de chauffage électrique. La puissance attendue à la pointe est supérieure à la puissance moyenne produite en hiver. L'étude est basée sur un historique de 32 ans de mesures de vent à Mont-Joli et de demande simulée.

L'étude d'Hélimax (2005)²⁰ prend en compte la dispersion des parcs éoliens en Gaspésie. Elle s'appuie sur des mesures de vent à chacun des huit sites, à la hauteur du moyeu des éoliennes prévue par les promoteurs. Elle tient compte de l'effet de la température sur la densité de l'air et des facteurs de pertes. Cette étude confirme que la puissance moyenne lors des mois d'hiver est supérieure à la puissance moyenne annuelle.

¹⁹ Pièce RÉGIE-7.

²⁰ Pièce HQD-5, document 8.1, annexe 1.

Une étude du Centre Hélios (2005)²¹ porte sur l'avantage de la production éolienne jumelée au contrat patrimonial et sur sa contribution en puissance à la pointe. Pour les 300 heures les plus chargées du réseau, la contribution des éoliennes est soutenue, à l'exception d'une douzaine d'heures²² à cause du décrochage par vents trop forts. Cette étude n'utilise que les données de vent de 2004 mesurées à Cap-Chat.

Chacune de ces études apporte un éclairage intéressant, laissant prévoir que la production éolienne lors des heures les plus chargées du réseau sera supérieure à la production annuelle moyenne des parcs. Des études additionnelles ont été entreprises par le Distributeur pour mieux cerner le niveau de puissance ferme pouvant être associé à ces parcs éoliens à la pointe. La Régie encourage la poursuite d'études permettant, entre autres, de préciser la quantité de puissance qui pourra être incluse au bilan du Distributeur sans service d'équilibrage. Dans l'attente de ces études, elle conclut qu'un service d'équilibrage est nécessaire pour le moment et pour les 990 MW issus du premier appel d'offres, aux fins du respect du critère de fiabilité en puissance. Pour cette raison, il n'est ni utile ni opportun de reporter l'étude du besoin du service d'équilibrage. La Régie réévaluera le besoin d'un tel service dans le prochain plan d'approvisionnement du Distributeur.

Nature du service

Le Distributeur présente un service d'équilibrage ayant pour effet de convertir la production éolienne en production de base à puissance constante. Selon la Régie, l'obtention de livraisons uniformes tout au long de l'année n'est pas nécessairement la façon optimale d'intégrer la production éolienne aux bilans en énergie et en puissance. Elle est d'avis qu'il pourrait être opportun d'adapter ce service d'équilibrage afin qu'il réponde aussi à des besoins cyclables. La Régie demande au Distributeur d'explorer cette alternative et de produire les résultats de son analyse dans son prochain plan d'approvisionnement.

Base d'estimation des coûts

Les coûts du service d'équilibrage comprennent deux volets. Le premier porte sur la qualité de la prévision des vents. Le Distributeur est confiant de prévoir la production des parcs éoliens à quatre heures d'avis. Le second touche la contribution en puissance qui sera garantie aux heures de pointe par le fournisseur du service. La formule de prix tient compte d'un coût pour cette puissance moins la contribution réelle des parcs éoliens.

²¹ Pièce RNCREQ-8.

²² Pièce RNCREQ-15, page 14.

La Régie juge acceptable ces deux volets d'estimation des coûts, jusqu'à la production des études mentionnées plus haut. Les composantes de ces volets ne sont pas en preuve dans le présent dossier. Elle les étudiera dans le dossier R-3573-2005 relatif à la demande d'approbation de l'entente d'intégration éolienne.

Fournisseurs potentiels et quantités

Le Distributeur n'est pas en mesure d'établir l'intérêt et la capacité de fournisseurs comme Alcan Inc. et Brascan Énergie Marketing Inc. d'utiliser leurs équipements à des fins d'équilibrage éolien. Il est d'avis que ceux-ci ne peuvent fournir qu'une faible partie du service d'équilibrage nécessaire et que, par conséquent, la participation du Producteur est requise pour équilibrer 990 MW. Il prévoit que l'entente conclue avec le Producteur peut être étendue aux autres fournisseurs intéressés.

Sans présumer de l'intérêt de ces fournisseurs potentiels et des quantités que ceux-ci peuvent offrir, la Régie est d'avis qu'il est nécessaire que le Producteur contribue à l'équilibrage recherché. En effet, pour équilibrer 990 MW de production d'énergie éolienne, les fournisseurs doivent être en mesure d'absorber cette capacité lorsque tous les parcs fonctionnent à plein régime et de restituer la puissance garantie prévue au contrat.

4.4 GESTION DES APPROVISIONNEMENTS

Les aléas de la demande conjugués aux modalités de certains contrats d'approvisionnement rendent impossible, selon le Distributeur, l'utilisation complète des 8 760 valeurs horaires du profil de l'électricité patrimoniale. Il évalue l'espérance mathématique²³ de l'électricité patrimoniale annuelle inutilisée à 0,5 TWh de 2005 à 2008 et à 0,3 TWh de 2009 à 2014. En planifiant ces quantités à son bilan, le Distributeur constitue une réserve pour fins de gestion des approvisionnements en temps réel.

La Régie accepte ces quantités pour des fins de planification, mais prend en note l'objectif du Distributeur de réduire à « *près de zéro* » les dépassements du profil d'électricité patrimoniale et les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée²⁴. Dans cette optique, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre des rapports annuels et des états d'avancement du Plan, les informations suivantes en format Excel :

²³ Valeur moyenne probabiliste.

²⁴ Notes sténographiques, volume 7, page 80.

- les courbes réelles²⁵ des puissances classées et des puissances horaires chronologiques, pour l'année précédente;
- les moyens d'approvisionnement utilisés (électricité patrimoniale, contrats de long terme, contrats de court terme, etc.);
- les quantités en dépassement du profil d'électricité patrimoniale;
- les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée;
- les raisons expliquant l'inutilisation d'une quantité totale d'électricité patrimoniale annuelle plus importante que l'année précédente.

Vu les coûts associés aux approvisionnements postpatrimoniaux, le Distributeur doit accorder une grande importance à l'optimisation de leur acquisition et de leur gestion. Des indicateurs doivent être développés de façon à permettre l'évaluation de sa performance lors de ses dossiers tarifaires. À ce jour, le Distributeur n'a pas établi de façon formelle une liste d'indicateurs de performance. Cependant, il précise que le taux d'utilisation de l'électricité patrimoniale, le coût unitaire des approvisionnements globaux et la comparaison de ses achats avec les prix de référence sur les marchés de court terme seront du nombre. La Régie est d'avis que ces indicateurs devront être intégrés à la liste des indicateurs de performance du Distributeur.

5. MODALITÉS DES APPELS D'OFFRES

5.1 LOCALISATION DES SOURCES DE PRODUCTION

La Régie rejette la demande du Distributeur de limiter les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme aux sources de production situées au Québec. Elle réitère, tel qu'exprimé dans la décision D-2002-169, que les appels d'offres doivent pouvoir profiter de la dynamique de l'ensemble du marché accessible au Distributeur. La participation d'un plus grand nombre de fournisseurs dont la source de production existe déjà peut accélérer l'acquisition d'un produit, ce qui s'avère utile en cas de retard dans le lancement d'appels d'offres de long terme, et faire profiter les consommateurs d'un prix concurrentiel. Cette participation accrue permet également l'acquisition, non seulement de

²⁵ En traitant les pertes de transport et de distribution de façon à permettre la comparaison avec le profil de l'électricité patrimoniale.

produits de long terme, mais également de produits de moyen terme. À cet égard, la Régie croit que les contrats de durées intermédiaires peuvent procurer au Distributeur une flexibilité supplémentaire quant à la gestion de ses approvisionnements et à l'utilisation des interconnexions.

La capacité d'importation des interconnexions du Québec avec les réseaux voisins est de 24,1 TWh sans tenir compte des contraintes de marché et de 16,2 TWh en tenant compte de celles-ci. Aux fins des appels d'offres de moyen et de long terme pour des sources de production situées à l'extérieur du Québec, la Régie est d'avis que le Distributeur peut considérer une capacité supérieure à 16,2 TWh. Dans la mesure où le Distributeur contracte des approvisionnements de moyen et de long terme provenant de l'extérieur du Québec, les contraintes de marché disparaissent pour ces approvisionnements.

Par ailleurs, l'ajout de capacité sur une interconnexion, voire la construction d'une nouvelle interconnexion, n'est pas à exclure dans la mesure où l'investissement est justifié.

5.2 DURÉE DES CONTRATS DE LONG TERME

Dans la décision D-2002-17, la Régie ordonne au Distributeur de permettre des contrats d'approvisionnement d'une durée de 15 à 25 ans, avec option de renouvellement, au choix du fournisseur.

La Régie réitère sa position selon laquelle le Distributeur doit permettre toute durée de contrats d'approvisionnement jusqu'à 25 ans. Cette flexibilité pourrait conduire à un coût plus avantageux pour les consommateurs.

La Régie accepte la demande du Distributeur d'abolir l'option de renouvellement au choix du fournisseur. L'exercice d'une telle option par le fournisseur est au détriment des consommateurs puisqu'il ne renouvellera son contrat que si le prix est supérieur à celui du marché.

5.3 ÉVALUATION DES COÛTS DE TRANSPORT

Lors du processus de sélection des offres, le Distributeur considère le coût de transport applicable aux différentes offres. Ce coût est composé du coût générique de transport pour le réseau à 735 kV, du coût d'intégration au réseau régional, du coût du poste de départ de la centrale (coût de raccordement) et des taux de pertes électriques. Ce coût est estimé au préalable par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et ne constitue donc pas le coût de réalisation du projet de transport. En effet, ce n'est qu'une fois l'offre retenue que le Transporteur procède aux études d'intégration de la nouvelle source de production au réseau de transport et émet les exigences techniques applicables au projet.

Dans la décision D-2004-115, la Régie n'est pas convaincue que l'application d'une méthodologie d'évaluation des coûts de transport identique, quelle que soit la taille de l'unité de production, est appropriée. Elle demande au Distributeur de lui présenter des solutions alternatives lors de la demande d'approbation des prochains plans d'approvisionnement.

Le Distributeur mentionne que le problème soulevé par la Régie ne découle pas de l'évaluation de la méthodologie d'évaluation des coûts de transport, mais plutôt des coûts inhérents au raccordement d'une centrale. Certains équipements de protection relativement coûteux sont requis pour assurer la fiabilité d'alimentation, l'intégrité des équipements et la sécurité du personnel. Ils peuvent représenter une part importante du coût total de raccordement de centrales de production de faible capacité.

Concernant l'alternative qui consisterait à ne pas tenir compte, lors du processus de sélection des offres, du coût de certains équipements coûteux pour les centrales dont la taille serait inférieure à une limite préétablie, le Distributeur est d'avis qu'une telle approche ne respecte pas l'esprit de la Loi, qui exige d'accorder un traitement égal à toutes les sources de production, sans qu'il soit fait mention de la taille des projets.

La Régie partage la préoccupation du Distributeur sur le traitement des filières et est d'avis, tout comme lui, qu'il est contraire à la Loi d'exclure les coûts applicables aux centrales de petite taille. L'objectif de la Loi est de s'assurer que tous les projets soient traités équitablement.

La Régie croit néanmoins qu'un examen plus poussé est utile afin de déterminer si l'application identique de la méthodologie d'évaluation du coût de raccordement de

nouvelles centrales, notamment celles de faible capacité, peut désavantager les offres relatives à ces projets.

La Régie souhaite s'assurer que l'estimation du coût de raccordement reflète les exigences techniques associées aux projets ayant très peu d'impact sur le réseau de transport. Une attention particulière doit aussi être accordée aux coûts ne faisant pas l'objet d'appels d'offres, tels que les coûts des études et de gestion. En conséquence, l'application de la méthodologie d'évaluation du coût de raccordement de nouvelles centrales de faible capacité doit être examinée dans les meilleurs délais et au plus tard le 1^{er} novembre 2006.

6. CONCLUSION

La Régie approuve le plan d'approvisionnement 2005-2014 du réseau intégré, sous réserve de certaines modifications. La stratégie de déploiement de produits de long terme doit être revue rapidement, puisque des besoins se manifestent bien avant le délai de cinq ans et demi que le Distributeur doit prévoir entre le lancement de ses appels d'offres et le début des livraisons.

La Régie reconnaît le besoin d'une entente cadre entre le Producteur et le Distributeur permettant de répondre en temps réel à des besoins imprévisibles. Elle conclut également à la nécessité, pour le moment, d'un service d'équilibrage pour les 990 MW d'énergie éolienne issus du premier appel d'offres.

En ce qui concerne les modalités des appels d'offres, la Régie rejette la demande du Distributeur de limiter les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme aux sources de production situées au Québec. Elle accepte d'abolir l'option de renouvellement d'un contrat de long terme, mais maintient que la durée des contrats d'approvisionnement doit pouvoir s'étendre jusqu'à 25 ans. Également, l'application de la méthodologie d'évaluation du coût de raccordement aux projets de faible capacité doit être examinée.

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. PRÉVISION DES BESOINS

La prévision des besoins en électricité des réseaux autonomes est raisonnable et la Régie l'accepte pour les fins de l'étude du Plan.

Cette prévision repose sur l'hypothèse du maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification actuellement en vigueur. Le Distributeur entend présenter, au cours de 2005, un dossier distinct traitant des programmes d'efficacité énergétique destinés à la clientèle des réseaux autonomes. La Régie juge important que ce dossier soit déposé en temps utile, de façon à ce que ses impacts sur l'approvisionnement des réseaux autonomes puissent être intégrés pour l'état d'avancement 2006 du Plan.

2. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

La Régie accepte le critère de planification des équipements de production d'électricité adopté dans le Plan pour les réseaux autonomes. Les ajustements apportés au critère sont souhaitables parce qu'ils permettent de reporter certains investissements, tout en maintenant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

La Régie accepte les moyens envisagés pour répondre à la demande d'électricité pour la période 2005-2007, soit :

- ajout d'un groupe électrogène de 520 kW à la centrale de Wemotaci;
- remplacement d'un groupe électrogène de 800 kW par un groupe de 1 505 kW à la centrale de Kuujuaq;
- développement d'un projet de construction d'une centrale hydroélectrique à La Romaine.

Compte tenu de la montée du prix du diesel et des considérations relatives au développement durable, le Distributeur doit consentir tous les efforts pour réduire le coût d'exploitation des réseaux autonomes et accélérer la mise en place de solutions alternatives au diesel.

La Régie juge importante la réalisation d'ici 2007 d'un projet-pilote de jumelage éolien-diesel (JED) à l'Île d'Entrée aux Îles-de-la-Madeleine. Ce dernier ne doit pas retarder la réalisation d'un projet-pilote JED au Nunavik, parce que les conditions climatiques et d'accès sont particulières aux régions nordiques. Il est donc souhaitable que le Distributeur mette en service un premier système JED au Nunavik au plus tard en 2008²⁶. Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2006 du Plan, un projet de développement par phase de systèmes JED sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine dont le réseau électrique est relié à la centrale au diesel de Cap-aux-Meules.

Par ailleurs, le maintien de la centrale au diesel de Saint-Augustin n'est pas justifié aux plans technique et économique. Le Distributeur avait prévu démanteler cette centrale, mais à la suite des pressions exercées par le milieu, il l'a conservée pour sécuriser la population advenant un problème majeur sur la ligne de transport à 69 kV. La Régie examinera, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les coûts de maintien de cette centrale pour l'ensemble des usagers en regard de la considération sociale invoquée par les clients concernés.

3. GAZ À EFFET DE SERRE

Lors de l'évaluation de la rentabilité de systèmes JED, le Distributeur n'inclut pas dans son analyse la valeur des émissions de gaz à effet de serre (GES) évités. Il l'a néanmoins quantifiée à 512 000 \$ pour Inukjuak, le projet le plus prometteur au Nunavik²⁷.

Dans le processus d'appels d'offres de long terme pour le réseau intégré, la Régie inclut un indicateur relatif aux émissions de GES au critère de développement durable²⁸. Dans la même optique, la Régie demande au Distributeur de tenir compte des bénéfices associés aux réductions d'émissions de GES dans l'évaluation de la rentabilité des projets dans les réseaux autonomes.

D'ici à la création d'un marché canadien de crédits pour la tonne de dioxyde carbone (CO₂) équivalent, le Distributeur est fondé d'utiliser la valeur suggérée par l'Agence Internationale de l'Énergie de 8 \$US₁₉₉₅ par tonne de CO₂, ce qui équivalait à 13 \$CAN₂₀₀₄.

²⁶ Le Distributeur mentionne que le premier système JED au Nunavik pourrait être mis en service vers la fin de 2008. Pièce HQD-5, document 1.1, page 77.

²⁷ Pièce HQD-5, document 1, annexe 1, page 149.

²⁸ Décision D-2004-212, 13 octobre 2004.

4. ÉNERGIE EXCÉDENTAIRE

Le Distributeur ne considère pas la mise en valeur de l'énergie excédentaire²⁹ dans ses analyses de rentabilité des projets JED pour les réseaux autonomes. Pourtant, il la qualifie lui-même d'un facteur de grande importance dans l'évaluation économique³⁰. De l'avis de la Régie, le Distributeur doit considérer la valorisation de toute l'énergie disponible d'un système JED dans l'analyse économique des projets.

5. CONCLUSION

La Régie approuve le plan d'approvisionnement 2005-2014 des réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur de déployer des systèmes JED aux Îles-de-la-Madeleine ainsi que de prendre en compte dans ses analyses les bénéfices associés aux réductions d'émissions de GES et à la valeur de l'énergie excédentaire. Elle demande également au Distributeur de présenter un rapport détaillé, dans le cadre des états d'avancement du Plan et du plan d'approvisionnement 2008-2017, de l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets de construction de centrales hydroélectriques, de raccordement de réseaux autonomes au réseau intégré et d'implantation de systèmes JED.

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*³¹, notamment ses articles 31 et 72;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*³²;

La Régie de l'énergie :

APPROUVE, avec les précisions et les modifications apportées dans la présente décision, le plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur;

²⁹ Énergie autrement perdue pouvant être écoulee sur certains sites pour le chauffage, le refroidissement ou le dessalement de l'eau, de manière à déplacer du carburant additionnel nécessaire à ces usages.

³⁰ Pièce HQD-5, document 1, annexe 1, page 6.

³¹ L.R.Q., c. R-6.01.

³² (2001) 133 G.O. II, 6038.

ORDONNE au Distributeur de se conformer à toutes les demandes énoncées dans la présente décision.

Michel Hardy
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

Benoît Pepin
Régisseur

Représentants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par Me André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Jean-François Lefevbre et Mme Isabelle Mime;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Pierre Tourigny;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Claude Tardif et M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- M^e Pierre R. Fortin pour la Régie.

ANNEXE A

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE D'UN ÉCART-TYPE

Annexe A (1 page)

M. H. _____

A. F. _____

B. P. _____

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS (TWh)

(Scénario à +1 écart-type du scénario moyen)

	Année
<p>Besoins visés par le Plan + Impact de l'aléa global sur les besoins (1 écart-type) Besoins d'un scénario de demande plus élevée - Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes) + gestion des approvisionnements en temps réel</p> <p>= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale Moins : approvisionnements existants ou en cours d'acquisition - TransCanada Energy - Hydro-Québec Production - Base - Hydro-Québec Production - Cyclable - Contrats de court terme signés en 2004 - Contrats de biomasse - Appel d'offres d'énergie éolienne - Appel d'offres de cogénération en cours</p> <p>Moins : contribution prévue du déploiement de long terme du présent Plan - Appel d'offres d'énergie éolienne prévu - Autres appels d'offres de long terme</p> <p>= Approvisionnements additionnels requis - Impact du devancement de « Autres A/O de long terme » - Contribution du 400 MW modulable</p> <p>= Dépendance envers les marchés de court terme</p>	

Source : pièce HQD-3, document 3, page 38.

ANNEXE B

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DE 2 % (Exemple)

Annexe B (5 pages)

M. H. _____

A. F. _____

B. P. _____

Hydro-Québec Production - État des réserves et de la Fiabilité énergétique (12 mai 2005)Critère de gestion – 2 ans à 2 % de probabilité (- 64 TWh) – Cycle des années 2005-06

A-	Stock énergétique au 1 ^{er} mai 2005 (réel)	: 57,5 TWh
B-	Stock énergétique prévu au 1 ^{er} mai 2007 à hydraulicité normale en 2005/2006	: 60,3 TWh
C-	Application du critère de gestion :	
	➤ cycle de faible hydraulicité à 2 % de probabilité de janvier 05 à décembre 06	: -64,0 TWh
	➤ moyens requis : 64 TWh	

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1^{er} mai 2007

2005(>31 août) – 2006 – 2007 (<1^{er} mai)
(TWh)

→	Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	50,3
→	Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	15,0 (3+8+4)
→	Exploitation accrue de la Centrale de Tracy	non requise
→	Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	<u>5,0</u> (2+2+1)
→	Total – moyens identifiés	70,3 TWh

Note : Les moyens identifiés (70,3 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2 % de probabilité sur 2 années consécutives (64 TWh). L'excédent des moyens identifiés est attribuable aux besoins du scénario de 4 ans de faibles apports hydrauliques à 2 % de probabilité, pour la période commune de janvier 2005 jusqu'au 1^{er} mai 2007.

À noter que la production de la centrale de Tracy reste limitée à la période de pointe hivernale sur l'horizon de ce scénario.

Source de l'annexe B : pièce UC-1.

Hydro-Québec Production - État des réserves et de la Fiabilité énergétique (12 mai 2005)Critère de gestion – 4 ans à 2 % de probabilité (- 98 TWh) – Cycle des années 2005-08

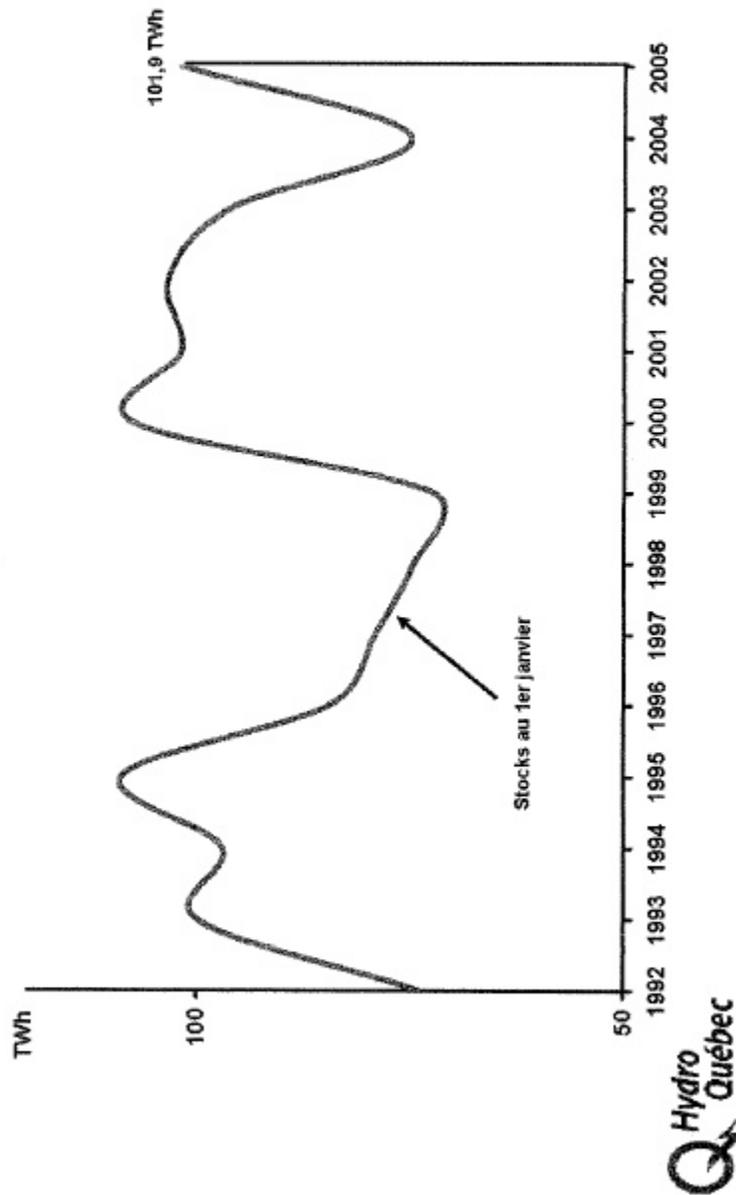
- A- Stock énergétique au 1^{er} mai 2005 (réel) : 57,5 TWh
- B- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2009 à hydraulicité normale
De 2005 à 2008 : 60,1 TWh
- C- Application du critère de gestion :
- cycle de faible hydraulicité à 2 % de probabilité de janvier 05
à décembre 08 : -98,0 TWh
 - moyens requis : 98 TWh
- D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1^{er} mai 2009

2005(>31 août) – 2009 (<1^{er} mai)
(TWh)

- Réduction du stock énergétique (jusqu'au
minimum opérationnel absolu de 10 TWh) 50,1
- Production disponible non engagée
(marge de manœuvre) 34,0 (3+8+9+10+4)
- Exploitation accrue de la Centrale de Tracy non requise
- Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant) 14,0 (2+2+3+4+3)
- Total – moyens identifiés 98,1 TWh

Note : Le stock énergétique et la production non engagée (marge de manœuvre) disponibles couvrent la très large part des moyens requis pour le scénario de faible hydraulicité à 2 % de probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh). Des importations modestes, par rapport à la capacité d'importation maximale annuelle de 15 TWh en pratique, complètent les besoins de ce scénario. En conséquence, la production de la centrale de Tracy resterait limitée à la période de pointe hivernale.

Stocks énergétiques Historique 1992 - 2005

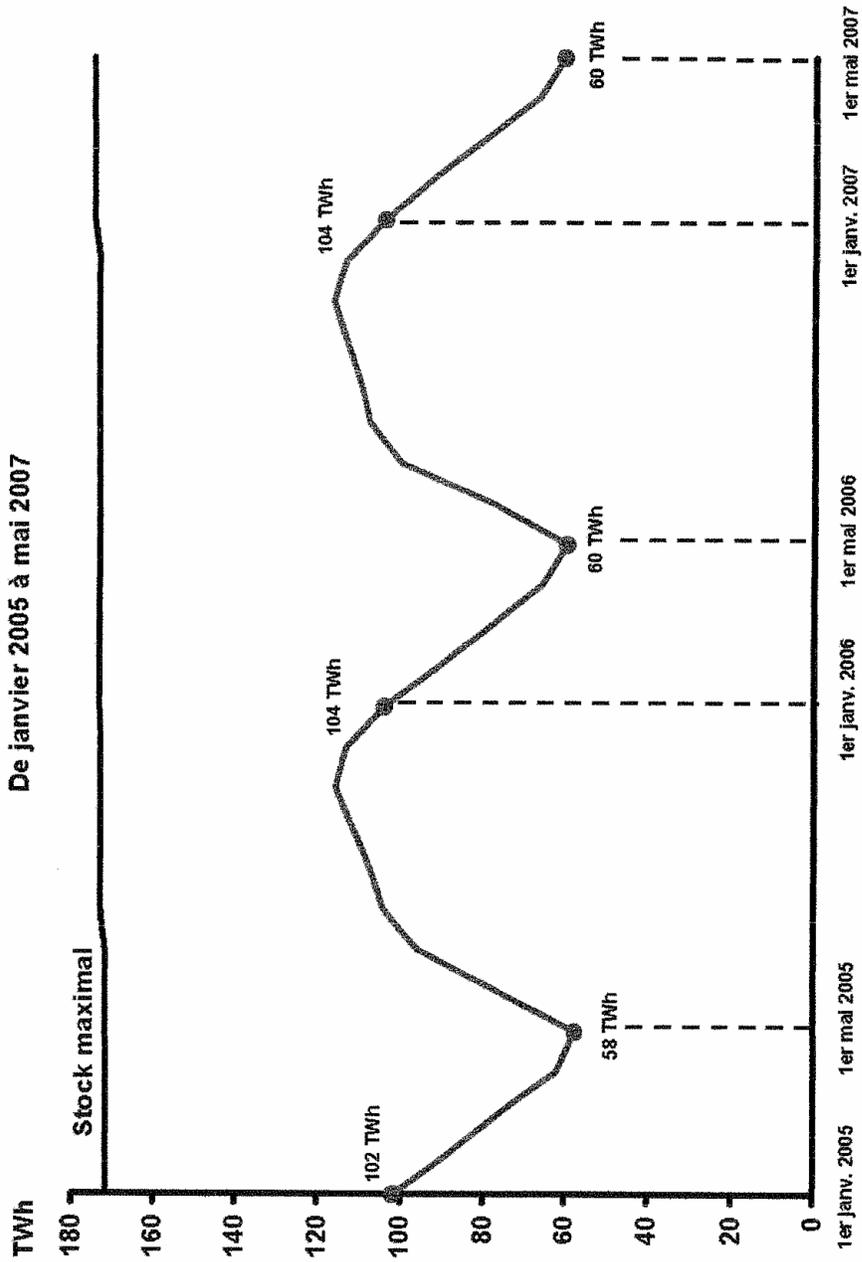


2005-05-12



ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE

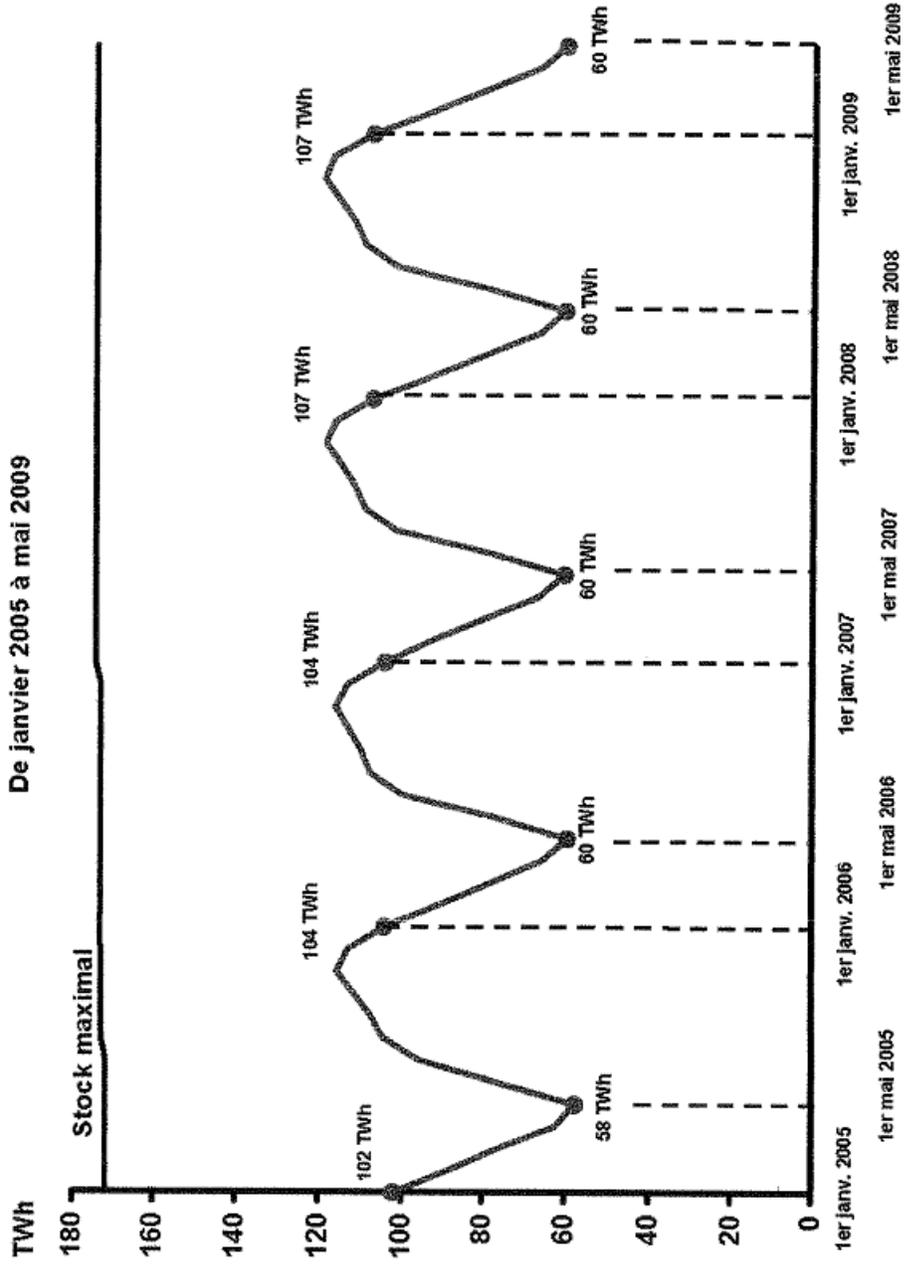
De janvier 2005 à mai 2007



2005-05-12

ÉVOLUTION DU STOCK ÉNERGÉTIQUE

De janvier 2005 à mai 2009



2005-05-12

ANNEXE C

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE BILAN DU PRODUCTEUR (Exemple)

Annexe C (1 page)

M. H. _____

A. F. _____

B. P. _____

Besoins en puissance du Distributeur

Hiver 2004-05

Le présent document repose sur la prévision d'août 2004.

	MW
Besoins en électricité	33, 927
Besoins pour alimenter la biénergie CII	<u>257</u>
Total	34, 184

Le tableau suivant montre le bilan pour l'ensemble des engagements et des disponibilités d'Hydro-Québec Production. Il démontre que la puissance installée incluant les possibilités d'achat à court terme et l'option d'électricité interruptible sera suffisante pour assurer la livraison de l'électricité patrimoniale selon une espérance de délestage maximale de 2,4 heures/an.

Démonstration de la fiabilité en puissance	
Besoins réguliers du Distributeur	34 184
<i>incluant biénergie CII</i>	<i>257</i>
Autres engagements	1 133
Total¹	35 317
Offre disponible à la pointe	38 234
Puissance interruptible	419
Total²	38 653
Réserve disponible	3 336
Réserve requise pour respecter un critère de 2,4 heures /an	3 258

¹ Les données reflètent les engagements d'Hydro-Québec Production (électricité patrimoniale, livraisons selon entente et exportations de long terme) et l'alimentation de la biénergie CII.

² Les données reflètent les informations disponibles au 20 octobre 2004.

ANNEXE D

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE BILAN DU DISTRIBUTEUR

Annexe D (1 page)

M. H. _____

A. F. _____

B. P. _____

PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE (MW)

	Pointe
<p>Besoins à la pointe visés par le plan Incluant Bi-énergie CII + Réserve requise du Distributeur = Puissance installée requise</p> <p>- Approvisionnements existants et à venir</p> <p>Électricité patrimoniale Réserve sur électricité patrimoniale Électricité interruptible TransCanada Energy Hydro-Québec Production - Base Hydro-Québec Production - Cyclable Contrats de court terme signés en 2004 Contrats de biomasse Appel d'offres d'énergie éolienne Appel d'offres de cogénération en cours</p> <p>= Puissance additionnelle requise</p>	

Source : pièce HQD-3, document 3, page 6.

ANNEXE E

RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE CONCILIATION DES DONNÉES (Exemple)

Annexe E (1 page)

M. H. _____

A. F. _____

B. P. _____

	Suivi de la D-2002-169 (Note 1)	Revue intérimaire 2004 (Note 2)
DEMANDE (MW)		
Demande Interne	34 669	34 669
Demande Externe		482
HQ Production	419	
HQ Distribution	560	
Interruptible	979	
Total	33 690 (A)	35 151(A)
OFFRE (MW)		
Production	36 432	36 291
Achats	1 687	1 667
Ventes	482	
HQ Production		515
HQ Distribution		800
Interruptible		1 315
Total	37 617 (B)	39 273 (B)

Disponibilité (MW)		
(B- A)	3 927 (C)	4 122 (C)
(C / B)	10,4%	10,5%
Réserve observée		
(C / A)	11,7%	11,7%
Réserve requise	n.d.	9,6%

Notes :

- (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.

Source : pièce HQD-5, document 10, tableau 16.2, page 30, révisée le 17 mai 2005.