

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-162

R-3748-2010

27 octobre 2011

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Richard Carrier

Marc Turgeon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2011-2020 du Distributeur*

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

Observateurs :

- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE);
- Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ).

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	6
PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ.....	6
1. Prévision de la demande d'électricité.....	6
1.1 Scénario moyen en énergie et en puissance.....	7
1.2 Performance de la prévision des ventes au secteur industriel.....	10
1.3 Changement de l'année de référence.....	12
1.4 Analyse de la prévision.....	13
1.5 Efficacité énergétique.....	16
1.6 Conclusion.....	18
2. Fiabilité des approvisionnements.....	18
2.1 Critères de fiabilité en énergie.....	18
2.2 Critère de fiabilité en puissance.....	25
2.3 Critère de conception du réseau de transport.....	38
2.4 Services complémentaires associés à l'électricité patrimoniale.....	40
3. Stratégie d'approvisionnement.....	42
3.1 Bilans en énergie et en puissance.....	43
3.2 Moyens de gestion de la pointe.....	44
3.3 Conventions d'énergie différée.....	51
3.4 Transactions financières avec le Producteur.....	53
3.5 Appel d'offres en puissance.....	56
3.6 Accroissement de la capacité d'importation.....	60
3.7 Utilisation du partage de réserve.....	64
3.8 Participation au marché de court terme.....	65
3.9 Modulation des livraisons de la centrale de TCE.....	67
3.10 Entente globale de modulation.....	70
3.11 Suivis des activités d'approvisionnement de court terme et de l'entente globale cadre.....	76
3.12 Contribution de l'énergie éolienne.....	76
3.13 Autoproduction.....	77
3.14 Attributs environnementaux.....	78
3.15 Coûts de transport.....	80
3.16 Plan des ressources du Distributeur.....	81
3.17 Moyens de production d'énergie et planification intégrée des ressources.....	83
4. Gestion des risques.....	84
5. Information relative aux coûts des approvisionnements.....	86
6. Adoption du plan d'approvisionnement du réseau intégré.....	87

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	89
1. Prévision des besoins en électricité	89
1.1 Besoins en énergie et en puissance	89
1.2 Pertes	91
1.3 Utilisation efficace de l'énergie et efficacité énergétique.....	92
2. Critère de planification des équipements	95
3. Moyens pour répondre aux besoins	96
3.1 Îles-de-la-Madeleine	99
3.2 Schefferville	100
3.3 Haute-Mauricie	101
3.4 Conclusion	102
4. Coûts des approvisionnements	103
5. Adoption du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes	104
DISPOSITIF	104

INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) a déposé une demande à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*², en vue de l'approbation de son plan d'approvisionnement 2011-2020 (le Plan).

[2] Dix intervenants ont participé à l'étude du Plan, notamment lors de l'audience publique orale qui s'est déroulée entre le 31 mai et le 21 juin 2011. En cours d'examen du dossier, la Régie a rendu les six décisions suivantes : D-2010-146, D-2011-011, D-2011-029, D-2011-064, D-2011-071 ainsi qu'une décision rendue lors de l'audience³. Le dossier a été pris en délibéré le 4 juillet 2011.

[3] Dans la présente décision, la Régie statue sur la demande d'approbation du Plan du Distributeur. Elle procède à son examen en deux parties. La première porte sur les approvisionnements du réseau intégré⁴ et la seconde sur les approvisionnements des réseaux autonomes⁵.

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

[4] La prévision de la demande en énergie et en puissance présentée dans le Plan repose sur l'information disponible au mois d'août 2010⁶. Elle comprend trois scénarios, soit les scénarios faible, moyen et fort⁷. L'analyse de la prévision de la demande en

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6038.

³ Pièce A-0038, pages 10 à 13.

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.

⁶ Pièce B-0004, page 10.

⁷ Voir la pièce B-0005, pages 85 à 89 pour les scénarios d'encadrement.

énergie et en puissance sur l'horizon 2011-2020 que présente le Distributeur tient compte du scénario moyen, des différents aléas ainsi que des stratégies envisagées advenant des scénarios fort ou faible⁸.

1.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[5] Le Distributeur prévoit que les ventes croîtront de 12,6 TWh entre 2010 et 2020, équivalant à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. Il s'agit d'un net ralentissement comparativement à la croissance de 18,5 TWh observée sur la période 2000-2010, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. Le Distributeur explique cette situation principalement par l'évolution de la démographie au Québec, une croissance économique plus faible et le déploiement de mesures en efficacité énergétique⁹.

Tableau 1
Prévision des ventes régulières au Québec
(en TWh)

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance TWh	2010-20 tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9 %
Commercial et institutionnel	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3 %
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9 %
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0 %
Alumineries	25,9	25,6	23,2	23,1	24,0	27,8	30,3	30,6	30,6	30,6	30,6	4,8	1,7 %
Pâtes et papiers	14,7	13,1	12,9	12,7	12,6	12,4	11,7	11,4	11,3	11,1	10,7	-4,0	-3,1 %
Autres	19,5	19,7	21,6	22,8	23,8	24,3	24,6	24,9	24,9	24,9	24,7	5,2	2,4 %
Autres	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4 %
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7 %

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

Source : Pièce B-0005, page 62

⁸ Pièce B-0023, pages 19 et 20.

⁹ Pièce B-0004, pages 14 et 15.

[6] Le Distributeur explique les variations prévues de la demande en énergie par secteur de consommation, entre 2010 et 2020, de la manière suivante¹⁰ :

Résidentiel et agricole (taux de croissance annuel moyen de 0,9 %) :

- formation de ménages,
- hausse du revenu personnel disponible;

Commercial et institutionnel (taux de croissance annuel moyen de 0,3 %) :

- accroissement de la population,
- hausse du produit intérieur brut (PIB) tertiaire,
- hausse du revenu personnel disponible;

Industriel petites et moyennes entreprises (PME) (taux de décroissance annuel moyen de 0,9 %) :

- hausse de la valeur du dollar canadien,
- concurrence des pays émergents,
- hausse des économies d'énergie;

Industriel grandes entreprises (taux de croissance annuel moyen de 1,0 %) :

- projet potentiel de 500 MW en 2015-2016 dans l'industrie de l'aluminium,
- croissance des secteurs de la sidérurgie et de l'industrie minière;
- rationalisations importantes dans le secteur des pâtes et papiers.

[7] Par rapport au précédent plan d'approvisionnement couvrant la période 2008-2017, les ventes d'énergie ont connu une forte diminution qui totalisera 41,2 TWh de manière cumulative sur la période 2011-2017. Le Distributeur explique cette diminution par la baisse de l'activité industrielle, notamment dans le secteur des pâtes et papiers (écart cumulé de -34,2 TWh), le rehaussement des cibles d'économies d'énergie (-16,4 TWh) et l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale conformément à la Loi 100¹¹ (-3,0 TWh)¹².

¹⁰ Pièce B-0004, pages 15 et 16.

¹¹ *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette*. L.Q., 2010, c. 20. Avant son adoption, cette loi était identifiée comme projet de loi n° 100. Elle est désignée Loi 100 dans la preuve et la présente décision.

¹² Pièce B-0004, page 7; pièce B-0066, page 4.

[8] Les ventes au secteur Résidentiel et agricole connaissent une croissance plus forte que prévue sur la même période 2011-2017, soit un écart cumulé de 23,1 TWh par rapport au précédent plan d'approvisionnement¹³. Le Distributeur indique que cette croissance est concentrée durant les mois d'hiver, ce qui a pour conséquence de hausser les besoins en puissance¹⁴.

[9] À cet égard, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe croîtront de 3 899 MW entre les hivers 2009-2010 et 2019-2020, pour atteindre 39 949 MW. Ceci correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,0 %¹⁵.

Tableau 2
Prévision des besoins en puissance à la pointe par usages
(en MW)

	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatique¹													
Chauffage résidentiel et agricole	10 976	11 160	11 358	11 488	11 608	11 725	11 850	11 971	12 071	12 150	12 190	1 214	1,1 %
Chauffage commercial et institutionnel	3 328	3 330	3 405	3 427	3 422	3 409	3 391	3 360	3 321	3 278	3 243	-85	-0,3 %
Eau chaude résidentiel et agricole	1 518	1 531	1 554	1 569	1 580	1 590	1 600	1 615	1 627	1 640	1 653	135	0,9 %
Industriel PME	1 502	1 532	1 471	1 436	1 397	1 384	1 379	1 369	1 361	1 354	1 347	-155	-1,1 %
Industriel grandes entreprises	6 970	7 161	7 144	7 311	7 446	7 789	8 274	8 329	8 325	8 296	8 221	1 251	1,7 %
Autres usages	11 756	11 911	12 300	12 382	12 523	12 669	12 804	12 921	13 035	13 162	13 295	1 539	1,2 %
Besoins réguliers du Distributeur	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949	3 899	1,0 %
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>													
Impacts des conditions climatique¹	-1 709												
Valeurs réelles													
Besoins réguliers du Distributeur	34 341												

¹ Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : Pièce B-0005, page 66

[10] La Régie constate, à partir du tableau 2, que la croissance prévue de la demande en puissance entre les hivers 2009-2010 et 2019-2020 provient principalement du chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole et d'un projet d'expansion dans l'industrie de l'aluminium au secteur Industriel grandes entreprises¹⁶.

¹³ Pièce B-0066, page 4.

¹⁴ Pièce B-0004, page 7.

¹⁵ Pièce B-0004, page 17.

¹⁶ Pièce B-0005, page 61.

[11] Par rapport au plan d’approvisionnement 2008-2017, la Régie constate que la prévision de la demande en puissance connaît une baisse relativement légère sur une base cumulative (écart cumulé de -183 MW entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017). Cette baisse cumulative provient, notamment, d’un contexte économique difficile dans le secteur Industriel PME et de rationalisations dans les secteurs des pâtes et papiers, des produits pétroliers et de la chimie (écart cumulé de -8 025 MW sur la même période). Cependant, elle est compensée en partie par des besoins croissants en chauffage des locaux résidentiels, agricoles, commerciaux et institutionnels (+5 203 MW)¹⁷.

[12] À l’égard du chauffage des locaux, le Distributeur souligne que la croissance des besoins en puissance à la pointe entre les hivers 2006-2007 et 2016-2017 était de 676 MW, soit 19 % de la croissance des besoins totaux, alors qu’elle est de 2 104 MW dans le présent Plan, soit 47 % de la croissance des besoins totaux¹⁸.

1.2 PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL

[13] Dans le cadre de l’analyse de la prévision des ventes du précédent plan d’approvisionnement, le Distributeur convenait que la prévision de la demande au secteur industriel comportait un biais de surestimation des ventes statistiquement significatif pour les horizons de trois à huit ans¹⁹.

[14] Le Distributeur indiquait alors qu’il allait remédier à cette problématique, mais que l’impact des correctifs apportés ne pourrait se faire sentir immédiatement sur les résultats de l’analyse de la performance de la prévision. La Régie en prenait note dans la décision D-2008-133 et demandait au Distributeur de poursuivre l’amélioration de son modèle de prévision²⁰. Dans la décision D-2009-125, elle lui suggérait spécifiquement d’évaluer la performance de la prévision de la demande au secteur Industriel grandes entreprises à court, moyen et long termes, d’expliquer les biais, le cas échéant, et de présenter la façon d’y remédier²¹.

¹⁷ Pièce B-0005, pages 119 et 120.

¹⁸ Pièce B-0005, page 119.

¹⁹ Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-73, page 7.

²⁰ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 10.

²¹ Décision D-2009-125 Motifs, dossier R-3704-2009, page 7.

[15] Aux fins du présent dossier, le Distributeur a procédé à l'évaluation de la performance de la prévision du secteur industriel²². Cette évaluation repose sur la comparaison des ventes réelles, normalisées et corrigées des ajustements du facturé-livré, aux ventes prévues sur la période 1985-2009. Afin de conclure à la présence ou non d'un biais de surestimation des ventes, le Distributeur indique avoir utilisé une approche non-paramétrique basée sur une méthodologie proposée par Campbell et Ghysels, impliquant différents tests de biais statistique, des tests d'autocorrélation et des tests d'indépendance des écarts constatés²³.

[16] Le Distributeur en arrive cette fois au constat « *qu'il y a présence de biais de surestimation statistiquement significatif pour les horizons de deux ans et plus. Il note aussi, pour l'horizon d'un an, une certaine évidence de biais statistiquement significatif [...]*²⁴ ». Or, il est d'avis que ce biais au niveau des ventes au secteur industriel provient non pas de sa méthode de prévision, mais des risques auxquels les grandes entreprises industrielles sont confrontées. Le Distributeur mentionne que ces risques proviennent, entre autres, de retards dans la construction ou la mise en service de projets industriels, l'abandon de projets ainsi que de la difficulté à prévoir les fermetures d'usine et les grèves²⁵.

[17] Malgré les améliorations apportées à sa prévision, notamment l'optimisation de ses processus internes d'affaires, le Distributeur conclut que le risque au secteur industriel est asymétrique et que le contexte économique récent a accentué le biais. Il ajoute que ce biais provient de la nécessité de prendre en compte, dans la prévision, des projets à l'étude ou en négociation avec le gouvernement et de la difficulté d'évaluer avec précision l'ampleur des provisions pour fermetures²⁶.

[18] La Régie prend note des résultats et invite le Distributeur à poursuivre l'étude des moyens à mettre en œuvre pour réduire les biais de surestimation des ventes au secteur industriel, notamment en portant attention aux probabilités de réalisation de projets industriels et de fermetures d'usine.

²² Le Distributeur s'est concentré sur l'ensemble des ventes industrielles et non seulement sur les ventes du secteur Industriel grandes entreprises, puisqu'il ne disposait pas des prévisions sur l'ensemble de l'historique. Les ventes au secteur Industriel PME ne représentent que 13 % des ventes industrielles totales.

²³ Pièce B-0005, pages 73 à 79.

²⁴ Pièce B-0005, page 75.

²⁵ Pièce B-0005, pages 80 et 81.

²⁶ Pièce B-0005, pages 81 et 82.

[19] **La Régie demande au Distributeur de fournir, dans le cadre des prochains états d'avancement des plans d'approvisionnement et des prochains plans d'approvisionnement, la prévision des ventes au secteur Industriel grandes entreprises ventilée selon les secteurs d'activité économique suivants :**

- **alumineries;**
- **pâtes et papiers**
- **pétrole et chimie;**
- **mines;**
- **sidérurgie, fonte et affinage;**
- **autres.**

1.3 CHANGEMENT DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE

[20] Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a procédé au changement de l'année de référence, soit 2009 au lieu de 2003, pour établir l'ensemble des simulations horaires des besoins prévus en fonction des conditions climatiques. Il s'agit d'un changement qui a un impact sur les aléas climatiques en énergie et en puissance et, conséquemment, sur l'aléa global^{27, 28}.

[21] Le Distributeur indique que la méthode de prévision du profil horaire des besoins consiste à produire un ensemble de simulations horaires chronologiques des besoins, en fonction des conditions climatiques. Ces simulations horaires sont obtenues en projetant 252 simulations horaires des besoins réguliers du Distributeur de l'année de référence à l'année prévisionnelle désirée. Le Distributeur réalise ces simulations à partir du modèle *Puisclim* du Transporteur²⁹.

[22] Le changement de l'année de référence provient du fait que le modèle *Puisclim* présente, d'un hiver à l'autre, une variabilité de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe. Par ailleurs, depuis l'hiver 2005-2006, le modèle affiche une diminution de l'aléa climatique en puissance de l'ordre de 200 MW, s'établissant désormais à un niveau beaucoup plus faible que celui de l'hiver 2002-2003 (l'hiver

²⁷ L'aléa global est la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. Pièce B-0004, page 20.

²⁸ Pièce B-0005, pages 131 à 134.

²⁹ Pièce B-0005, pages 131 et 132.

correspondant à la précédente année de référence). Selon le Distributeur, cette diminution subite de l'aléa climatique ne peut s'expliquer par une modification dans la composition de la demande, notamment au niveau des usages qui la composent. C'est ainsi qu'il a procédé à l'actualisation de l'année de référence afin d'obtenir des estimations de l'aléa climatique en puissance plus stables³⁰.

[23] Le changement de l'année de référence de 2003 à 2009 a peu d'impacts sur l'aléa global en énergie de 2011 à 2015, soit 0,1 TWh par an. Quant à son impact sur l'aléa global en puissance sur cette même période, il est relativement plus important, puisqu'il entraîne une révision à la baisse de celui-ci de 130 MW en moyenne³¹.

[24] **La Régie juge justifié le changement de l'année de référence.**

1.4 ANALYSE DE LA PRÉVISION

[25] L'ACEFO est d'avis que la prévision de la demande en puissance est surévaluée sur l'horizon du Plan puisque, selon elle, le Distributeur ne prendrait pas en compte les baisses tendancielle de la demande à la pointe, qu'elles soient comportementales ou technologiques. Bien que n'étant pas en mesure d'établir une évaluation des baisses tendancielle de la demande de puissance en pointe, l'intervenante conclut qu'une prévision plus rigoureuse des besoins en puissance de pointe amènerait le Distributeur à retarder le recours aux approvisionnements sur les marchés de court terme³².

[26] L'ACEFQ considère que le Distributeur doit trouver des moyens pour améliorer sa prévision de la demande au secteur industriel, considérant les biais reconnus par le Distributeur qui sont la cause première des surplus actuels. Par ailleurs, elle estime que les prévisions des ventes associées au transport électrique individuel et collectif sont nettement sous-estimées, considérant la politique sur le transport électrique et hybride rendue publique récemment par le gouvernement du Québec³³.

[27] L'AQCIE et le CIFQ, qui ont soumis des observations dans le cadre du présent dossier, notent que le Distributeur prévoit, pour le secteur des pâtes et papiers, une baisse

³⁰ Pièce B-0005, pages 132 et 133.

³¹ Pièce B-0005, pages 134 et 135.

³² Pièce C-ACEFO-0008, pages 11, 12 et 16; pièce C-ACEFO-0016, pages 1 et 2.

³³ Pièce C-ACEFQ-0022, page 4; pièce C-ACEFQ-0012, pages 5 et 6.

de la demande de 2,3 TWh à l'horizon 2015 et de 4,0 TWh d'ici 2020. Ils anticipent une diminution de la demande d'énergie de ce secteur moins importante que celle prévue par le Distributeur³⁴.

[28] EBM est d'avis, d'une part, que le Distributeur a eu tendance par le passé à surestimer les ventes d'énergie et, d'autre part, qu'il existe une problématique relative à la prévision de la demande, compte tenu de la récurrence des surplus. L'intervenante suggère à la Régie de demander une vérification plus approfondie de la méthode de prévision par des experts externes indépendants, avec une emphase particulière sur la prévision du secteur industriel³⁵.

[29] S.É./AQLPA et l'expert dont il a retenu les services sont préoccupés par la surestimation des ventes provenant d'un biais statistiquement significatif, qui caractérise la prévision de la demande du secteur industriel faite par le Distributeur. L'expert formule un certain nombre de recommandations qui visent à modéliser les pertes probables de ventes industrielles, tenant compte de leurs risques propres (retards ou annulations de nouveaux projets, grèves, fermetures d'usine, etc.), selon le scénario moyen, et à modéliser les probabilités d'occurrence de ces pertes pour les scénarios faible et fort. L'intervenant et l'expert rappellent que la prévision de la demande au secteur industriel est un enjeu particulièrement important au présent Plan et qu'elle doit être évaluée avec justesse, car il est prévu que la croissance anticipée de la demande en puissance proviendra essentiellement de ce secteur sur l'horizon 2011-2020³⁶.

[30] Par ailleurs, S.É./AQLPA considère que le Distributeur sous-évalue d'environ 0,75 TWh la demande en énergie associée aux véhicules électriques de promenade à l'horizon 2020. L'intervenante recommande qu'une réévaluation de la prévision de la demande en transport électrique soit faite par le Distributeur dans le cadre du prochain état d'avancement du présent Plan afin que le scénario moyen soit compatible avec le *Plan d'action 2011-2020 sur les véhicules électriques* du gouvernement du Québec³⁷.

[31] L'UC évalue que la prévision des ventes du Distributeur doit être revue à la baisse. Après avoir examiné les écarts entre les ventes publiées et les prévisions des ventes régulières entre 2001 et 2010, l'intervenante estime que la prévision de la demande du Distributeur fait preuve d'un biais chronique de surestimation des besoins en énergie pour

³⁴ Pièce D-AQCIE-CIFQ-0002, pages 1 et 2.

³⁵ Pièce C-EBM-0016, pages 1 et 2.

³⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, pages 4 à 10; pièce C-SÉ-AQLPA-0012, page 3.

³⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0016, pages iii et 7. $816 \text{ GWh} - 71 \text{ GWh} = 745 \text{ GWh} = 0,745 \text{ TWh}$.

le secteur industriel, particulièrement depuis 2003-2004. À cet égard, elle précise que l'ajout ou le retrait de charges qui ne se matérialise pas à terme introduit une marge d'erreur dans la prévision des ventes qui se répercute sur l'ensemble de l'horizon prévisionnel et dont l'impact tend à croître au fil des ans. Si la prévision n'est pas revue à la baisse, l'UC conclut que les surplus d'approvisionnement seront encore plus élevés au terme du présent Plan, ce qui entraînera des coûts additionnels pour l'ensemble des clients du Distributeur³⁸.

[32] L'expert retenu par l'UMQ appuie le scénario moyen de la demande présenté par le Distributeur. Toutefois, il recommande que les scénarios d'encadrement de la demande soient bâtis à partir d'une simulation Monte Carlo, intégrant les distributions de probabilité de toutes les variables économiques, démographiques et énergétiques qui affectent la demande. Selon lui, un tel exercice permettrait, entre autres, au Distributeur d'élaborer ses stratégies d'approvisionnement³⁹.

[33] Après examen de la preuve et des argumentations des parties, la Régie en vient aux constats qui suivent.

1.4.1 PRÉVISION EN ÉNERGIE

[34] La Régie note que la prévision de la croissance des ventes au secteur Résidentiel et agricole a été revue à la hausse par rapport au précédent plan⁴⁰. Cette prévision lui semble réaliste sur l'horizon du Plan, vu l'historique de ce secteur. Elle est également d'avis que la prévision des ventes au secteur Commercial et institutionnel est adéquate.

[35] La Régie note que le scénario moyen de la prévision des ventes d'énergie au secteur Industriel grandes entreprises inclut, à compter de 2015-2016, un projet attendu d'expansion dans l'industrie de l'aluminium. Ce scénario comporte donc un risque qui doit être pris en compte dans les stratégies d'approvisionnement du Distributeur.

[36] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que le Distributeur doit disposer, dans son portefeuille d'approvisionnement, de moyens de gestion lui permettant de

³⁸ Pièce C-UC-0019; pièce C-UC-0034, pages 7, 8 et 11.

³⁹ Pièce C-UMQ-0014, pages 19 et 20.

⁴⁰ Pièce B-0005, page 113, tableau 2C-6.

maximiser sa flexibilité opérationnelle pour pallier tant une baisse qu'une hausse non prévue de la demande.

1.4.2 PRÉVISION EN PUISSANCE

[37] La Régie note que les besoins prévus en puissance à la pointe d'hiver pour le chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole sont en progression sur l'horizon du Plan⁴¹.

[38] La Régie note aussi que le scénario moyen de la prévision des besoins en puissance à la pointe incorpore une charge anticipée de 500 MW à partir de l'hiver 2015-2016 provenant du projet d'expansion dans l'industrie de l'aluminium. **Bien que les perspectives d'affaires soient relativement favorables pour les industries sidérurgiques et minières en ce moment, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de tenir compte des risques associés à la charge anticipée de 500 MW dans l'établissement des stratégies d'achats de puissance à long terme.**

1.5 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[39] Dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement, la Régie examine les stratégies générales ainsi que le potentiel des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande d'électricité du Distributeur, sur un horizon de dix ans. La teneur, les objectifs, les modalités, la rentabilité, les budgets et les résultats de chacun des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) sont, pour leur part, examinés dans le cadre des dossiers tarifaires, sur un horizon de court terme⁴².

[40] La prévision de la demande présentée par le Distributeur tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les ventes et sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver. Ces économies incluent :

- les économies d'énergie tendanciennes, déjà intégrées aux modèles de prévision de la demande;

⁴¹ Pièce B-0005, page 66, tableau 2A-10.

⁴² Décision D-2011-011, page 7.

- les programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des années 1990;
- les programmes déployés dans le cadre du PGEÉ, dont la cible est de 11 TWh à l'horizon 2015⁴³.

[41] Les tableaux suivants illustrent l'impact de ces économies d'énergie sur la demande en énergie et en puissance pour la période visée par le Plan.

Tableau 3
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes
(en TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Économies d'énergie tendanciennes	0,6	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	5,4	6,0	6,6
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre ¹	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
PGEÉ ^{1,2}	4,7	5,5	6,5	7,9	9,6	10,9	11,6	12,4	13,4	14,7	16,3
TOTAL	7,4	8,8	10,3	12,3	14,5	16,3	17,6	18,9	20,5	22,4	24,5

¹ Économies d'énergie mensualisées cumulées.

² Le Distributeur utilise, dans son tableau, l'expression « interventions en efficacité énergétiques en déploiement » qui réfère au PGEÉ.

Note : La somme des composantes peut différer du total en raison de l'arrondissement des données.

Source : Pièce B-0004, page 14

Tableau 4
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance
à la pointe d'hiver (en MW)

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Économies d'énergie tendanciennes	100	200	290	380	470	560	650	740	830	930	1 020
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	340	330	320	310	300	300	290	280	270	270	260
PGEÉ ¹	660	790	920	1 090	1 280	1 440	1 590	1 730	1 900	2 110	2 370
TOTAL	1 100	1 320	1 530	1 790	2 050	2 300	2 530	2 750	3 000	3 300	3 650

¹ Le Distributeur utilise, dans son tableau, l'expression « interventions en efficacité énergétiques en déploiement » qui réfère au PGEÉ.

Note : La somme des composantes peut différer du total en raison de l'arrondissement des données.

Source : Pièce B-0004, page 14

[42] Les prévisions du Distributeur tiennent également compte de l'effacement de charge à la pointe d'hiver découlant de la bi-énergie résidentielle. Ce moyen de gestion, qui n'est pas sous le contrôle direct du Distributeur, est traité de la même façon que les

⁴³ Pièce B-0004, page 13.

économies d'énergie, soit à même la prévision de la demande. L'effacement prévu est en moyenne de 870 MW sur l'horizon du Plan et son impact sur la prévision de puissance à la pointe s'ajoute à celui des économies d'énergie présentées au tableau 4⁴⁴.

1.6 CONCLUSION

[43] **La Régie juge raisonnable la prévision des ventes et des besoins en puissance pour le réseau intégré.**

2. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

[44] L'aléa de la demande, l'aléa climatique, les pannes et les indisponibilités des équipements de production amènent le Distributeur à adopter des critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

2.1 CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

2.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS DU DISTRIBUTEUR

[45] À la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014, la Régie a approuvé le critère suivant :

« 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 année⁴⁵. »

⁴⁴ Pièce B-0004, page 14; pièce B-0005, page 70.

⁴⁵ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 12.

[46] La Régie a reconduit ce critère à la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2008-2017⁴⁶.

[47] Aux fins du présent Plan, le Distributeur présente au tableau 5, d'une part, l'impact sur les besoins à approvisionner, en considérant un écart type au-delà du scénario moyen, et, d'autre part, les moyens qu'il peut mettre en place pour assurer le respect du critère de fiabilité.

Tableau 5
Critère de fiabilité en énergie du Distributeur
(en TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015
Approvisionnements additionnels requis (AAR)					
Après déploiement des moyens (réf. tableau 4.4-3)	4,0	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)
+ Aléa d'un écart type (réf. tableau 2.2-1)	4,0	4,7	5,5	6,6	8,1
AAR + 1 écart type	4,4	4,5	4,0	4,4	7,5
Moyens disponibles (potentiel maximal)	2,7	7,7	8,0	8,0	6,5
Utilisation accrue de TCE ¹	-	4,3	4,3	4,3	3,2
Utilisation accrue du contrat cyclable	0,7	1,4	1,5	1,5	1,4
Utilisation accrue du contrat en base	2,0	1,9	2,2	2,2	1,9
AAR après gestion	1,7	(3,2)	(4,0)	(3,7)	1,0

¹ TransCanada Energy Ltd (TCE).

Source : Pièce B-0004, page 54

[48] Le niveau des besoins à satisfaire atteint son maximum en 2015 et s'élève à 7,5 TWh. Le Distributeur mentionne que les moyens mis en place, avant le recours aux marchés de court terme hors Québec, dépassent les besoins à satisfaire, sauf en 2011 et 2015 alors que les marchés de court terme pourraient être mis à contribution, dans un tel scénario, mais toujours à des niveaux sous le seuil de 5 TWh. Il ajoute qu'outre les moyens mentionnés, il pourrait procéder à des rappels plus importants du compte associé aux conventions d'énergie différée avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur). Il conclut qu'il dispose actuellement de suffisamment de moyens pour assurer le respect du critère de fiabilité en énergie⁴⁷.

⁴⁶ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, pages 15 à 17.

⁴⁷ Pièce B-0004, page 54.

[49] **La Régie considère toujours approprié, pour le présent Plan, le critère de fiabilité en énergie pour l'ensemble des approvisionnements du Distributeur. Elle le reconduit tel quel et reconduit également le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014⁴⁸.** Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur sera respecté pour l'année suivante. Le niveau d'information présenté à l'annexe A de la décision D-2005-178 est requis à cette démonstration. Dans le cas où le critère ne serait pas respecté, le Distributeur devra faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

2.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS FOURNIS PAR LE PRODUCTEUR

Critère retenu

[50] Le Distributeur applique un critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur. Ce critère consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau, selon une probabilité d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives⁴⁹.

[51] **La Régie considère toujours approprié le critère de fiabilité en énergie applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur et elle le reconduit tel quel.**

Informations à fournir

[52] En vertu du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* (le Guide de dépôt), le Distributeur doit :

⁴⁸ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 12 et 13.

⁴⁹ Pièce B-0004, page 55; dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 25.

« 14. Présenter les critères de fiabilité en énergie et en puissance ainsi que le critère de conception du réseau de transport. Justifier toute modification apportée aux critères du plan d’approvisionnement précédent.

[...]

18. Joindre au plan d’approvisionnement, dès que disponible, la démonstration du respect des critères de fiabilité en énergie et puissance réalisée en novembre de l’année où le plan est déposé⁵⁰. »

[53] L’expert retenu par l’UMQ soutient que la validation de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur ne peut être faite par la Régie et par les intervenants sans un minimum d’informations⁵¹. Il recommande que le Guide de dépôt exige du Distributeur le dépôt des informations suivantes à chaque plan d’approvisionnement :

1. Les facteurs de production moyens des centrales (FPMC) à jour de toutes les centrales du Producteur et de celle de Churchill Falls, incluant ceux des nouvelles centrales mises en service depuis le dépôt du dernier plan d’approvisionnement, de même que les valeurs historiques annuelles qui ont servi à leur détermination.
2. Les volumes annuels moyens des apports naturels d’eau de toutes les centrales du Producteur et de celle de Churchill Falls basés sur l’historique de 1943 jusqu’à l’année précédant l’émission du plan d’approvisionnement.
3. Un tableau fournissant l’énergie produite annuellement par les centrales du Producteur en y ajoutant Churchill Falls, selon le format du tableau 2.1 déposé au dossier R-3526-2004 à la pièce HQP-1, document 1, page 18.
4. Un graphique montrant les écarts énergétiques annuels du parc total hydraulique du Producteur et de Churchill Falls entre 1943 et l’année précédant l’émission du plan d’approvisionnement, selon le format du graphique R-23.5 déposé au présent dossier à la pièce B-0040, page 35.

⁵⁰ Guide de dépôt, 11 juin 2010, page 21.

⁵¹ Pièce C-UMQ-0014, page 111.

5. Un tableau montrant les données numériques correspondant au graphique précédent, selon le format du tableau R-23.6 déposé au présent dossier à la pièce B-0040, page 36.
6. Une mise à jour des déficits d'apports naturels d'eau correspondant aux scénarios dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur deux ans et de 2 % sur quatre ans, selon le niveau de détail fourni au présent dossier aux réponses 23.9 et 23.10 de la pièce B-0040, page 37.
7. Un tableau montrant les stocks maximaux des grands réservoirs d'Hydro-Québec, selon le format déposé au dossier R-3648-2007 à la pièce B-1, HQD-1, document 2, page 183.
8. Les bilans d'énergie du Producteur qui expliquent le stock énergétique au 1^{er} mai des quatre années suivantes, selon le format du tableau 1.1 déposé au dossier R-3526-2004 à la pièce HQP-1, document 1, page 13⁵².

[54] La Régie reconnaît que les FPMC et les volumes annuels moyens des apports naturels d'eau permettent d'établir les écarts annuels des apports énergétiques⁵³. Elle est d'avis que ces écarts sont utiles et suffisants pour apprécier les risques de faible hydraulité. Elle ne juge donc pas utile d'obtenir les FPMC et les volumes annuels moyens des apports naturels d'eau permettant de les établir.

[55] La Régie juge que la mise à jour des déficits d'apports énergétiques correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur deux et quatre ans ainsi que des probabilités des déficits cumulés de 64 TWh sur deux ans et de 98 TWh sur quatre ans est utile, puisqu'elle permet de réévaluer la validité du critère de fiabilité.

[56] En ce qui a trait à l'énergie produite annuellement, les stocks maximaux des réservoirs et le bilan du stock énergétique au 1^{er} mai, la Régie juge utile d'obtenir ces informations pour l'ensemble du parc de production d'Hydro-Québec. Elle note que le stock énergétique prévu au 1^{er} mai est déjà fourni sur des horizons de deux et quatre ans dans les démonstrations du respect du critère de fiabilité⁵⁴.

⁵² Pièce C-UMQ-0014, pages 112 et 113.

⁵³ Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 2, page 182.

⁵⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi-D-2008-133_Criteres/HQD_R-3648-2007-AnnexeA_SuiviD2008-133_8juin2011.pdf.

[57] **Considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur d'obtenir auprès de son fournisseur et de fournir, dans le cadre des futurs plans d'approvisionnement, les informations suivantes :**

- **pour l'ensemble des centrales du Producteur et de celle de Churchill Falls, l'énergie brute produite annuellement, les restrictions hydrauliques, les restrictions d'appareillage ainsi que l'énergie nette pour l'année du dépôt du plan d'approvisionnement⁵⁵;**
- **le stock maximal de l'ensemble des grands réservoirs du Producteur, incluant celui de Churchill Falls, en janvier de l'année du dépôt du plan d'approvisionnement précédent, les ajouts à ce stock maximal entre cette date et le mois de janvier de l'année du dépôt du plan d'approvisionnement ainsi que le stock maximal en janvier de l'année du dépôt du plan d'approvisionnement⁵⁶;**
- **un graphique et un tableau des écarts annuels des apports énergétiques du parc total hydraulique du Producteur et de Churchill Falls entre 1943 et l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement⁵⁷;**
- **la mise à jour des déficits d'apports énergétiques correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % sur deux et quatre ans ainsi que la mise à jour des probabilités des déficits cumulés de 64 TWh sur deux ans et de 98 TWh sur quatre ans, en tenant compte de l'autocorrélation entre les observations annuelles.**

[58] L'expert retenu par l'UMQ constate que les changements climatiques sont considérés dans la prévision de la demande, mais pas dans les prévisions des déficits d'apports naturels d'eau correspondant aux probabilités de dépassement de 2 % sur deux et quatre ans. Il réfère aux conclusions conjointes de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et du consortium Ouranos qui montrent une situation favorable en ce qui a trait aux ressources en eau d'Hydro-Québec. En effet, l'écart en hydraulité pourrait atteindre 15 % à l'horizon de 2050⁵⁸. L'expert recommande donc que le Distributeur tienne compte, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, des changements climatiques selon les résultats de l'IREQ et du consortium Ouranos dans la prévision des déficits d'apports naturels d'eau⁵⁹.

⁵⁵ Dossier R-3526-2004, pièce HQP-1, document 1, page 18, trois dernières lignes du tableau 2.1.

⁵⁶ Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 2, page 183, trois dernières lignes du tableau.

⁵⁷ Par exemple, le plan d'approvisionnement 2014-2023 déposé au plus tard le 1^{er} novembre 2013 devra présenter les écarts annuels entre 1943 et 2012.

⁵⁸ <http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/313196/changements-climatiques-l-avenir-d-hydro-est-au-nord>

⁵⁹ Pièce C-UMQ-0014, page 114; pièce A-0055, page 97.

[59] Le Distributeur mentionne que, selon son fournisseur qui s'est lui-même informé auprès des organismes réalisant ces travaux, les changements climatiques n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels⁶⁰.

[60] La Régie est d'avis que les impacts potentiels des changements climatiques sur la prévision des apports naturels d'eau doivent faire l'objet d'un suivi par le Distributeur et, si jugés significatifs, être pris en compte dans les plans d'approvisionnement.

Démonstration du respect du critère

[61] L'expert retenu par l'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur que la démonstration du critère de fiabilité énergétique du Producteur prenne en compte le phénomène selon lequel le stock énergétique perd de son efficacité lorsqu'il atteint des niveaux très bas⁶¹.

[62] Le Distributeur explique qu'en cas de faible hydraulité, le Producteur peut utiliser différents moyens pour pallier les pertes énergétiques, dont :

- la réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh au 1^{er} mai);
- l'utilisation de la production disponible non engagée (marge de manœuvre);
- l'augmentation des importations.

[63] Il ajoute que le Producteur pourrait utiliser un ou plusieurs de ces moyens pour assurer la fiabilité énergétique du parc de production et que le choix de ces moyens aura un impact direct sur la variation du stock énergétique⁶².

[64] La Régie note que des moyens sont disponibles pour pallier les pertes énergétiques. Il n'en demeure pas moins que les phénomènes ayant un impact sur la fiabilité doivent être pris en compte pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie. Ainsi, **en cas de prévision de niveaux de réservoir bas, la Régie demande l'ajout d'une note, dans la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie applicable aux**

⁶⁰ Pièce A-0040, pages 192 et 193.

⁶¹ Pièce C-UMQ-0014, pages 116 et 117.

⁶² Pièce B-0040, page 42.

approvisionnement fournis par le Producteur, qui confirme que la perte d'efficacité du stock énergétique a été prise en compte.

[65] **Sous réserve de l'ajout de cette note, la Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014⁶³.** Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178 ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production sont les minimums requis à cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie.

2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

Critère retenu

[66] Dans les deux premiers plans d'approvisionnement 2002-2011 et 2005-2014, la Régie acceptait le critère de fiabilité en puissance proposé par le Distributeur et émis par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC), consistant à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par an⁶⁴.

[67] Dans le plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie approuvait⁶⁵ l'utilisation, par le Distributeur, du critère de fiabilité en puissance du NPCC, qui est défini comme suit depuis 2004 :

« Each Area's probability (or risk) of disconnecting any firm load due to resource deficiencies shall be, on average, not more than once in ten years. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of load expectation (LOLE) of disconnecting firm load due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due

⁶³ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 16.

⁶⁴ Décision D-2002-169, dossier R-3470-2001, page 46; dossier R-3470-2001, pièce HQD-5, document 2, pages 20 et 21; dossier R-3470-2001, pièce HQD-2, document 3, annexe 3D, page 1; décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 16 et 17; dossier R-3550-2004, pièce HQD-3, document 1, page 7.

⁶⁵ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, pages 18 à 20.

*allowance for demand uncertainty, scheduled outages and derating, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighbouring Areas and Regions, transmission transfer capabilities, and capacity and/or load relief from available operating procedure*⁶⁶. » [nous soulignons]

[68] Dans le présent Plan, le Distributeur explique que pour respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, la probabilité de perte de charge dans une zone de réglage ne doit pas excéder « *une fois par dix ans* » [Source : NPCC « Directories #1 Design and Operation of the BPS » <http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx>], ce qui équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année⁶⁷. Il explique que, dans les faits, le critère se traduit par « *un événement par dix ans* »⁶⁸. L'expert retenu par l'UMQ ainsi que celui retenu par S.É./AQLPA sont en désaccord avec cette interprétation du Distributeur⁶⁹.

[69] La Régie note que, selon le document auquel réfère le Distributeur, le NPCC définit le critère comme suit depuis 2009 :

*« The probability (or risk) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, not more than one day in ten years as determined by studies conducted for each Resource Planning and Planning Coordinator Area. Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of **load** expectation (LOLE) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. This evaluation shall make due allowance for demand uncertainty, scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Planning Coordinator Areas, transmission transfer capabilities, and capacity and/or **load** relief from available operating procedures*⁷⁰. » [nous soulignons]

[70] À l'égard des différentes interprétations données au critère de fiabilité en puissance, la Régie retient celle tirée de la plus récente définition du NPCC, soit une probabilité de délestage de charges non interruptibles en raison d'un manque de

⁶⁶ NPCC, document A-2, *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, révisé le 6 mai 2004.

⁶⁷ Pièce B-0004, page 35.

⁶⁸ Pièce A-0049, pages 101 et 102.

⁶⁹ Pièce A-0055, pages 101 à 109; pièce C-SÉ-AQLPA-0035, page 29.

⁷⁰ Pièce A-0046.

ressources n'excédant pas, en moyenne, un jour sur dix ans. Elle note également que cette probabilité doit être déterminée selon des études spécifiques.

[71] Par ailleurs, la Régie constate que, malgré l'amendement apporté en 2009 relatif à la probabilité de perte de délestage, soit le remplacement de « *once in ten years* » par « *one day in ten years* », l'évaluation de la conformité du critère est la même depuis 2004, à savoir :

*« Compliance with this criterion shall be evaluated probabilistically, such that the loss of **load** expectation (LOLE) of disconnecting **firm load** due to resource deficiencies shall be, on average, no more than 0.1 day per year. »*

[72] **En conséquence, la Régie approuve le critère de fiabilité en puissance tel que défini par le NPCC au 1^{er} décembre 2009.**

Hypothèses utilisées

[73] En vertu du Guide de dépôt, le Distributeur doit :

« 15. Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan⁷¹. »

[74] Les hypothèses que fournit le Distributeur pour établir le taux de réserve en puissance associé à l'électricité patrimoniale sont les suivantes :

- les taux mensuels d'entretien typique des centrales hydrauliques;
- les taux de panne des centrales hydrauliques;
- les taux de panne des centrales thermiques⁷².

⁷¹ Guide de dépôt, 11 juin 2010, page 21.

⁷² Pièce B-0018, pages 8 et 9.

[75] Pour établir la réserve associée aux contrats postpatrimoniaux, le Distributeur présente les hypothèses suivantes :

- un taux de réserve déterministe de 10 % pour les centrales thermiques, de 60 % pour les petites centrales hydrauliques et de 15 % pour l'option d'électricité interruptible;
- la contribution de la production d'énergie éolienne reconnue à la pointe⁷³.

[76] L'expert retenu par l'UMQ considère que le Guide de dépôt devrait exiger du Distributeur le dépôt des informations suivantes à chaque plan d'approvisionnement :

- les taux d'entretien mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan d'approvisionnement (pour les mois de novembre à mars);
- les taux de panne mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan d'approvisionnement⁷⁴.

[77] L'expert explique que des taux mensuels par centrale permettent de mieux comprendre et commenter, au besoin, les actions prises par le Distributeur ou le Producteur et ayant un impact important sur les coûts du Distributeur et, par conséquent, sur les tarifs des consommateurs⁷⁵.

[78] La Régie convient que les taux d'entretien et de panne mensuels prévus pour chacune des centrales doivent être pris en compte pour établir les taux d'entretien et de panne mensuels globaux. Cependant, elle considère qu'il y a peu de valeur ajoutée à obtenir ces taux pour chaque centrale, plutôt que des taux globaux, dans le cadre de l'élaboration d'un plan d'approvisionnement de long terme.

[79] La Régie juge qu'il n'y a pas lieu d'obtenir les taux d'entretien et de panne sur tout l'horizon d'un plan d'approvisionnement, puisque le taux de réserve est déterminé pour les quatre premières années du plan d'approvisionnement et que le taux de la quatrième année est appliqué sur le reste de l'horizon du plan d'approvisionnement.

[80] En conséquence, la Régie ne retient pas la recommandation de l'expert retenu par l'UMQ selon laquelle les taux d'entretien et de panne mensuels prévus par

⁷³ Pièce B-0018, pages 9 et 10.

⁷⁴ Pièce C-UMQ-0014, pages 41 et 43.

⁷⁵ Pièce C-UMQ-0017, pages 1 et 2.

centrale pour toutes les années de l'horizon du plan d'approvisionnement devraient être fournis.

[81] L'UMQ soutient que le taux de réserve requise en puissance dépend d'hypothèses sur les restrictions s'appliquant aux équipements, comme, par exemple, les restrictions d'appareillage et les restrictions hydrauliques causées, notamment, par les niveaux des réservoirs, par les contraintes de glace et par diverses restrictions hydrauliques⁷⁶.

[82] Le Distributeur indique qu'il est important de capter, dans les exercices de fiabilité, les retraits de production effectués en dehors de l'entretien, comme la réfection de centrales. Il soumet toutefois qu'il ne possède pas l'information relative aux restrictions sur les équipements, puisque celles-ci sont déjà prises en compte dans la production disponible, à laquelle sont appliqués les taux d'entretien et les taux de panne. Il ajoute avoir une réticence à présenter de l'information de façon détaillée, moyen de production par moyen de production, dans la mesure où il n'exploite pas ces moyens de production et que ceux-ci ne sont pas sous sa juridiction. Le Distributeur soumet qu'il ne dispose que d'un seul moyen de production agrégé qui est associé à l'électricité patrimoniale⁷⁷.

[83] La Régie est d'avis que les restrictions sur les équipements de production doivent, au même titre que les taux d'entretien et les taux de panne, être prises en compte dans l'établissement de la réserve en puissance. Elle juge que ces informations font partie des hypothèses à fournir en vertu de l'article 15 du Guide de dépôt :

*« 15. [...] Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. [...] »*⁷⁸ » [nous soulignons]

[84] Bien que le Distributeur ne possède pas ces informations, la Régie considère qu'il doit être en mesure de vérifier le respect des critères de fiabilité auprès de ses fournisseurs. Il appartient donc au Distributeur d'obtenir du Producteur les restrictions sur ses équipements de production.

[85] La Régie demande au Distributeur de produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions

⁷⁶ Pièce C-UMQ-0012, page 14.

⁷⁷ Pièce A-0040, page 59; pièce A-0049, pages 138, 139, 141 et 142.

⁷⁸ Guide de dépôt, 11 juin 2010, page 21.

d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance.

[86] L'expert retenu par l'UMQ recommande d'intégrer, dans l'évaluation de fiabilité, la centrale de TCE de la même façon que devrait être intégrée une centrale du Producteur. Il explique qu'à l'instar des centrales hydroélectriques, les centrales thermoélectriques subissent des restrictions, des entretiens et des pannes qui doivent être bien modélisés. Il ajoute que l'évaluation de fiabilité doit tenir compte des contraintes d'utilisation des centrales thermoélectriques de pointe. Ainsi, la centrale de TCE ne devrait pas être traitée séparément de façon déterministe comme le fait le Distributeur. En attendant d'avoir suffisamment de données d'exploitation pour cette centrale, l'expert considère qu'un taux de panne de 10 % est acceptable, à moins que le contrat avec TCE ne comporte une garantie différente⁷⁹.

[87] Cet expert recommande également que la centrale de Churchill Falls soit modélisée comme une centrale, en déduisant la charge à laquelle Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co) a droit, comme c'est le cas des autres centrales du Producteur. Il explique que, contrairement à un contrat d'achat qui proviendrait d'un fournisseur intégré à un réseau complet, celui avec CF(L)Co ne garantit la puissance que lorsque tous les groupes turbines-alternateurs de la centrale de Churchill Falls sont disponibles. Selon lui, l'utilisation d'une valeur moyenne d'accès à la production de la centrale de Churchill Falls n'est pas suffisante pour bien représenter les aléas sur la disponibilité des groupes turbines-alternateurs⁸⁰.

[88] Le Distributeur indique que le Producteur modélise la centrale de Churchill Falls comme un contrat dans l'étude de fiabilité qu'il lui soumet. Les puissances disponibles qui y sont indiquées tiennent compte des charges qui doivent être alimentées à Terre-Neuve. Le Distributeur mentionne qu'il n'a pas de connaissance précise sur les équipements du Producteur et qu'il serait mal habilité à changer les hypothèses que le Producteur utilise pour ses équipements ou ses contrats. Il s'en remet donc à la pratique utilisée par le Producteur. Il ajoute que la centrale de Churchill Falls est représentée de la même façon que la centrale de TCE, soit comme un contrat auquel est associée une réserve⁸¹.

⁷⁹ Pièce C-UMQ-0014, pages 43 et 44.

⁸⁰ Pièce C-UMQ-0014, pages 79 et 80.

⁸¹ Pièce A-0049, pages 119 à 123.

[89] La preuve présentée au dossier n'est pas suffisante pour statuer sur le bien-fondé de la nécessité de modéliser les centrales de TCE et de Churchill Falls en tenant compte de leurs caractéristiques de fiabilité, plutôt que de les modéliser comme des contrats d'approvisionnement. **La Régie demande au Distributeur de prendre les mesures appropriées afin d'obtenir de ses deux fournisseurs les données nécessaires au calcul de la réserve requise pour l'ensemble des approvisionnements en modélisant les centrales de TCE et de Churchill Falls, en tenant compte de leurs caractéristiques de fiabilité, et de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une comparaison de ce calcul avec la réserve établie en considérant ces centrales comme des contrats d'approvisionnement.**

Taux de réserve

[90] Le Distributeur doit maintenir une réserve en puissance suffisante pour respecter le critère de fiabilité en puissance. La Régie observe, des données du tableau 6, que les taux de réserve présentés dans le Plan sont inférieurs à ceux présentés dans le plan d'approvisionnement 2008-2017 et dans ses états d'avancement 2008 et 2009.

Tableau 6
Évolution des taux de réserve requise pour respecter
le critère de fiabilité en puissance

	Année courante	+1 an	+2 ans	+3 ans
Plan d'approvisionnement 2008-2017	9,8 %	10,2 %	10,6 %	11,0 %
État d'avancement 2008	9,7 %	10,1 %	10,6 %	11,1 %
État d'avancement 2009	9,5 %	10,2 %	10,7 %	11,2 %
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,5 %	9,9 %	10,4 %	10,9 %

Source : Pièce B-0004, page 35

[91] Le Distributeur explique que la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle retenue lors du précédent plan d'approvisionnement. Il a cependant procédé à la révision de l'aléa global sur les besoins en puissance, modifié son portefeuille d'approvisionnement et ajouté une provision pour prendre en compte les changements apportés au traitement de l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance⁸².

⁸² Pièce B-0004, page 35.

[92] La baisse de l'aléa global sur les besoins en puissance entraîne une baisse de 0,6 % du taux de réserve pour l'année en cours et de 0,7 % à l'horizon trois ans⁸³.

[93] L'impact combiné des modifications apportées au portefeuille d'approvisionnement sur le taux de réserve est faible, de +0,2 % à -0,2 % selon l'horizon visé. L'une de ces modifications porte sur l'ajustement du taux de réserve moyen pour les petites centrales hydrauliques. Le taux initial de 40 % a été ajusté à 60 % sur la base des facteurs d'utilisation mensuels de janvier prévus dans les soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydrauliques⁸⁴.

[94] La Régie prend acte des propos du Distributeur selon lesquels le taux de réserve théorique de 60 % pour les petites centrales hydrauliques pourra être ajusté sur la base des données réelles de la production des centrales⁸⁵.

[95] Enfin, le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte dans le modèle d'évaluation de la fiabilité, le modèle MARS (*Multi-Area Reliability Simulation Model*). Ce modèle considère la demande de façon déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer différents scénarios de la demande autour du scénario moyen⁸⁶. La Régie traite de ce modèle plus loin dans la présente décision.

[96] Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. À la suite de ce constat, le Distributeur a entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de risque. Cette provision, établie à partir de simulations, s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 % pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans. Selon les travaux en cours au moment de l'audience, le Distributeur prévoit que

⁸³ Pièce B-0004, page 36.

⁸⁴ Pièce B-0004, page 36; pièce B-0023, page 13.

⁸⁵ Pièce B-0023, page 13.

⁸⁶ Pièce B-0004, pages 36 et 37.

la provision de court terme serait nettement inférieure à 100 MW et de l'ordre de 200 MW à l'horizon de trois ans⁸⁷.

[97] **La Régie prend acte du fait que les résultats des évaluations complémentaires visant à mieux documenter et évaluer l'occurrence des différents scénarios de la demande seront incorporés dans l'état d'avancement 2011 du Plan⁸⁸. Elle demande au Distributeur d'expliquer les résultats obtenus et de réévaluer, le cas échéant, les provisions annuelles sur la réserve requise afin de prendre en compte l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance. Dans le cas où les provisions seraient ajustées, la Régie demande au Distributeur d'indiquer l'impact de ces ajustements sur les taux de réserve en puissance.**

Réserve requise

[98] Le tableau 7, préparé par la Régie, présente la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance sur l'horizon du Plan. En appliquant le taux de réserve aux besoins à la pointe, on obtient la réserve requise totale en puissance.

Tableau 7
Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance
(en MW)

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan ¹	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
Réserve requise totale¹	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	4 353	4 382	4 401	4 417	4 424
Réserve requise associée à l'électricité patrimoniale ²	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
Réserve requise associée aux approvisionnements postpatrimoniaux ³	366	572	820	1 054	1 173	1 253	1 282	1 301	1 317	1 324
Taux de réserve requise⁴	9,5 %	9,9 %	10,4 %	10,9 %	11,1 %	11,1 %	11,1 %	11,1 %	11,1 %	11,1 %

¹ Source : Pièce B-0023, page 22.

² Sources : Pièce B-0004, page 22; pièce B-0018, page 8.

³ Calcul de la Régie : Différence entre la réserve requise totale et la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale.

⁴ Sources : Pièce B-0004, page 35, tableau 4.2-1 (de 2010-2011 à 2013-2014); Calcul de la Régie : Rapport entre la réserve requise totale et les besoins à la pointe visés par le Plan (de 2014-2015 à 2019-2020).

[99] Dans le premier plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la réserve associée à l'électricité patrimoniale était établie à 3 600 MW. Depuis le second plan

⁸⁷ Pièce B-0004, page 37; pièce B-0023, page 15; pièce A-0044, page 102.

⁸⁸ Pièce B-0029, page 6.

d'approvisionnement 2005-2014, cette réserve est établie à 3 100 MW⁸⁹. Cette nouvelle évaluation découlait de la mise à jour des aléas de la demande et de l'horizon d'atteinte de l'électricité patrimoniale. L'étude portant sur les autres paramètres de fiabilité en puissance, déposée dans le cadre de ce second plan, datait de 1997⁹⁰.

[100] L'expert retenu par l'UMQ recommande de refaire l'étude pour déterminer la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale. Les résultats de cette étude devraient être déposés lors de l'état d'avancement 2011 du Plan, incluant les hypothèses sous-jacentes et une description du modèle utilisé. Par la suite, cet exercice devrait être refait à tous les ans⁹¹.

[101] Le Distributeur soutient que la réserve de 3 100 MW associée à l'électricité patrimoniale est fixe et intrinsèque au contrat patrimonial. Il explique que ce contrat est essentiellement une obligation juridique découlant de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*⁹² et dont les caractéristiques, au-delà de l'obligation de fournir 165 TWh, sont fixées par le *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*⁹³ (le Décret) qui précise, entre autres, à l'article 6, que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Le Distributeur mentionne que c'est dans ce contexte, en cohérence avec l'horizon 2005, fixé dans le Décret, qu'a été conclue l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* (l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial)⁹⁴. Il indique également que c'est en vertu de cette entente, plus précisément de la rubrique n° 1 de son annexe A, que la réserve patrimoniale de 3 100 MW a été établie⁹⁵.

[102] Le Distributeur précise que les travaux et l'étude ayant servi à déterminer la réserve de 3 100 MW ont été faits en 2004 et qu'ils n'étaient pas basés sur des hypothèses de 1997. Il mentionne que la réserve tient notamment compte des aléas de la demande qui prévalaient en 2004. Il ajoute que l'aléa global, incluant l'aléa de la demande et l'aléa

⁸⁹ Dossier R-3550-2004, pièce HQD-3, document 1, tableau 2.1 de la page 8, pages 9 et 10; dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 28; pièce B-0004, page 22; pièce B-0018, page 8.

⁹⁰ Dossier R-3550-2004, pièce HQD-5, document 1.1, page 47; dossier R-3550-2004, NS, 13 juin 2005, pages 97 et 98; dossier R-3550-2004, pièce HQD-7, document 1.28.

⁹¹ Pièce C-UMQ-0014, pages 104 et 105.

⁹² L.R.Q., c. H-5.

⁹³ (2001) 133 G.O. II, 7705.

⁹⁴ Pièce B-0005, pages 139 à 145.

⁹⁵ Pièce A-0040, page 88; pièce B-0081, pages 12 et 13.

climatique, était de 4,5 %, alors qu'il est aujourd'hui de 4,3 %. Il explique que cet état de fait lui est favorable, puisqu'il doit assumer lui-même une réserve plus faible⁹⁶.

[103] En premier lieu, la Régie constate que ni le Décret, ni l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial, ne fixent la réserve associée à l'électricité patrimoniale. En effet, l'article 6 du Décret prévoit que l'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité, tandis que le service de Planification des ressources en puissance prévu à l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial (rubrique n° 1 de l'annexe A) est décrit comme suit :

« Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 %. »

[104] En second lieu, la Régie remarque que l'horizon 2005 auquel réfère le Distributeur n'est mentionné qu'à l'article 4 du Décret aux fins de la détermination du volume des pertes de transport et de distribution d'électricité. Ainsi, la Régie est d'avis que la sécurité et la fiabilité associées à l'approvisionnement patrimonial dont il est question à l'article 6 du Décret doivent être assurées en tout temps et non seulement en fonction des paramètres de 2005.

[105] En dernier lieu, la Régie observe que l'établissement d'une réserve en puissance dépend de paramètres évolutifs, tels que l'aléa de la demande, l'aléa climatique, les taux de panne, les taux d'entretien et les restrictions sur les équipements de production. Toutefois, elle constate que l'aléa global, soit l'écart type d'une distribution normale correspondant à la variation de la charge, est fixé à 4,5 % dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial.

[106] Considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une mise à jour de l'étude établissant la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale.

⁹⁶ Pièce A-0040, page 86; pièce A-0049, pages 104 à 106, 127 et 130.

Modèle utilisé

[107] Le modèle utilisé par le Distributeur dans ses évaluations de fiabilité en puissance est le modèle MARS développé par la société General Electric en collaboration avec le NPCC. Le modèle FEPMC (Fiabilité en puissance Monte Carlo) a été utilisé afin de modéliser précisément les modalités fines de l'option d'électricité interruptible ainsi que pour l'évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne. Les résultats de ces modélisations ont ensuite été intégrés dans le modèle MARS⁹⁷.

[108] L'expert retenu par l'UMQ recommande que le Distributeur utilise, soit un modèle de simulation chronologique Monte Carlo pour effectuer ses évaluations de fiabilité en puissance, tel que le modèle qu'il présente en annexe de son rapport, soit le modèle FEPMC. Selon lui, le Distributeur devrait adopter l'approche stochastique chronologique décrite à l'annexe de son rapport pour représenter l'aléa climatique de la demande ainsi que pour mieux prendre en compte la dépendance chronologique des pannes de groupes turbines-alternateurs et la restriction hydraulique due à la couverture de glace à la centrale de Beauharnois. Le Distributeur devrait également, selon l'expert, intégrer dans le modèle présenté en annexe de son rapport un sous-modèle de production éolienne, un sous-modèle d'importation en provenance du Nouveau-Brunswick et un moyen de gestion pour l'électricité interruptible⁹⁸.

[109] Le Distributeur mentionne que le modèle FEPMC a été développé par le Producteur et utilisé par celui-ci jusqu'à ce que le Distributeur rende compte de la fiabilité de la zone de réglage du Québec au NPCC en 2006. Il explique qu'il a opté pour le modèle MARS, puisqu'il est largement utilisé par l'industrie électrique et par l'ensemble des zones de réglage du NPCC. Il précise que le modèle MARS est un modèle non-déterministe, stochastique de type Monte Carlo, qui tient compte de l'incertitude⁹⁹.

[110] La Régie constate, d'une part, qu'un outil plus adéquat que le modèle MARS, le modèle FEPMC, a été utilisé à deux occasions pour modéliser les modalités de l'option d'électricité interruptible et pour évaluer la contribution en puissance de la production éolienne. Elle constate, d'autre part, qu'une provision a été ajoutée sur la réserve requise afin de tenir compte d'une possible sous-évaluation, par le modèle MARS, de la pondération attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen¹⁰⁰.

⁹⁷ Pièce B-0040, page 31; pièce A-0049, pages 110 et 111; pièce A-0040, page 175.

⁹⁸ Pièce C-UMQ-0014, pages 33, 43, 45, 53, 60, 67, 98 et 99.

⁹⁹ Pièce A-0049, pages 109 à 111; pièce A-0040, pages 32 et 178; pièce A-0044, pages 59 et 102.

¹⁰⁰ Pièce B-0004, page 37; pièce B-0023, pages 14 et 15.

La preuve ne démontre cependant pas que le modèle MARS est inapproprié. Son utilisation est largement répandue dans l'industrie et les exercices de fiabilité réalisés à l'aide de ce modèle sont reconnus par le NPCC. Enfin, la Régie note que le Distributeur opte pour l'outil qu'il juge le plus approprié pour modéliser une problématique spécifique¹⁰¹. **En conséquence, la Régie juge que l'expert retenu par l'UMQ n'a pas démontré la nécessité de modifier l'approche utilisée par le Distributeur depuis 2006.**

Démonstration du respect du critère

[111] L'expert retenu par l'UMQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur que les démonstrations de fiabilité en puissance déposées par le Producteur à chaque année dans le cadre du suivi administratif exigé par la Régie, dans la décision D-2005-178, portent sur les quatre prochaines années, qui constituent l'horizon de démonstration du critère de fiabilité en puissance, et non sur la première année seulement¹⁰².

[112] La Régie clarifie, ci-après, les objectifs des exercices entourant le critère de fiabilité en puissance. Le critère de fiabilité en puissance est utilisé pour déterminer la réserve en puissance requise annuellement sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Pour déterminer cette réserve, un taux de réserve en puissance est appliqué aux besoins à la pointe visés par le plan. Ce taux de réserve est déterminé pour les quatre premières années du plan et le taux de la quatrième année est appliqué sur le reste de son horizon. Dans le cadre des plans d'approvisionnement triennaux et de leurs états d'avancement annuels, le Distributeur met à jour les taux de réserve, la réserve requise ainsi que les quantités de puissance sous contrat permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, les besoins en électricité des Québécois selon le critère de fiabilité en puissance approuvé par la Régie. L'objectif de cet exercice en est un de planification sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

[113] L'objectif visé par les démonstrations annuelles de fiabilité en puissance exigées par la Régie en est un de court terme. La démonstration vise à s'assurer que le critère de fiabilité sera respecté pour la prochaine période hivernale. À cette fin, le bilan en puissance du Producteur, démontrant le respect du critère de fiabilité en puissance pour le prochain hiver seulement, est notamment exigé en novembre de chaque année.

¹⁰¹ Pièce A-0049, pages 112 et 113.

¹⁰² Pièce C-UMQ-0014, page 105; pièce A-0055, page 100.

[114] **En conséquence, la Régie maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d’approvisionnement 2008-2017¹⁰³.** Ce suivi consiste à déposer, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en puissance sera respecté pour le prochain hiver. Cette démonstration doit au minimum contenir les informations suivantes :

- A) 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 de la décision D-2005-178;
- B) le bilan en puissance en fonction des besoins et des moyens d’approvisionnement du Distributeur, tel que présenté à l’annexe D de la décision D-2005-178;
- C) les extraits pertinents des plus récents rapports soumis au North American Electric Reliability Corporation (NERC) (*Winter Reliability Assessment*) et au NPCC (*Québec Area Comprehensive Review of Resource Adequacy*, ou ses revues intérimaires selon l’année, *Québec Area Interim Review of Resource Adequacy*), que ces rapports aient été approuvés ou non par ces organismes;
- D) la conciliation des données fournies aux points A, B et C.

[115] Les éléments B et C devront être rendus publics en novembre, tandis que les éléments A et D devront être rendus publics à la fin du mois de janvier suivant.

2.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[116] Le critère de conception du réseau de transport a été introduit pour la première fois dans le plan d’approvisionnement 2005-2014. Selon ce critère, le réseau de transport doit être conçu pour être en mesure d’acheminer les besoins prévus par le scénario moyen de la demande de la charge locale plus 4 000 MW. Les modalités d’application de ce critère

¹⁰³ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 20.

impliquent que jusqu'à 1 000 MW pourraient être alimentés par les interconnexions ou par l'électricité interruptible¹⁰⁴.

[117] Dans le plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur mentionnait que la capacité additionnelle de 4 000 MW correspondait à deux écarts types de l'aléa global – aléa de la demande et aléa climatique – sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver¹⁰⁵. Dans le présent Plan, il ajoute que le réseau de transport doit être en mesure d'acheminer la réserve requise en puissance et que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère¹⁰⁶.

[118] Selon l'expert retenu par l'UMQ, aucune démonstration n'est faite par le Distributeur du caractère nécessaire ou suffisant du critère de conception du réseau de transport. Il recommande donc à la Régie d'exiger du Distributeur une démonstration, à l'aide de son modèle de fiabilité en puissance, du caractère nécessaire et suffisant de ce critère et qu'il indique le nombre d'heures de défaillance au cours des quatre prochains hivers entraîné par ce critère¹⁰⁷.

[119] Les données du tableau 8, préparé par la Régie, montrent l'évolution des écarts types de l'aléa global au fil des plans d'approvisionnement.

Tableau 8
Deux fois l'écart type de l'aléa global sur les besoins
en puissance à la pointe d'hiver (en MW)

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Plan d'approvisionnement 2005-2014 ¹	2 960	3 240	3 420	3 760						
Plan d'approvisionnement 2008-2017 ²				3 320	3 540	3 840	4 120			
Plan d'approvisionnement 2011-2020 ³							3 120	3 400	3 700	3 980

¹ Source : Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 50 (une fois l'écart type).

² Source : Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 18 (une fois l'écart type).

³ Source : Pièce B-0004, page 21 (une fois l'écart type).

¹⁰⁴ Dossier R-3550-2004, pièce HQD-3, document 3, page 45; pièce B-0004, page 55; dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 27.

¹⁰⁵ Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 27.

¹⁰⁶ Pièce A-0044, page 114; pièce B-0004, page 55.

¹⁰⁷ Pièce C-UMQ-0014, pages 88 et 89.

[120] La Régie constate, des données du tableau 8, que la capacité additionnelle de 4 000 MW permet toujours d'acheminer des besoins additionnels pouvant atteindre deux écarts types de l'aléa global. Elle constate également, à partir du tableau 7, que cette capacité permet d'acheminer la totalité de la réserve requise en puissance jusqu'à l'hiver 2012-2013. En effet, le tableau 7 montre que la réserve requise passe de 3 920 MW à la pointe de l'hiver 2012-2013 à 4 154 MW à la pointe de l'hiver 2013-2014. **La Régie juge approprié, pour le présent Plan, le maintien du critère de conception du réseau de transport.**

[121] La Régie ne juge pas utile d'obtenir le nombre d'heures de défaillance entraîné par ce critère, compte tenu que la contrainte de transport est intégrée dans le modèle MARS et donc prise en compte dans l'évaluation de la fiabilité en puissance du Distributeur¹⁰⁸. **Elle ne retient donc pas la recommandation de l'expert retenu par l'UMQ.**

2.4 SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE

[122] L'Entente sur l'approvisionnement patrimonial, conclue avec le Producteur en février 2005¹⁰⁹, prévoit des niveaux de prestation associés à différents services que le Producteur doit fournir afin de permettre au Transporteur de gérer le réseau électrique de manière stable et sécuritaire¹¹⁰.

2.4.1 RÉVISION DE L'ENTENTE SUR L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL

[123] Selon l'expert retenu par l'UMQ, la description du service de *Planification des ressources en puissance* prévu à l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial devrait être celle-ci :

« *Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale*

¹⁰⁸ Pièce B-0040, page 38.

¹⁰⁹ Pièce B-0005, pages 139 à 145.

¹¹⁰ Pièce B-0004, page 56.

ne se produise pas plus d'une fois de 24 heures par dix ans, en tenant compte notamment des variations de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 % aux variations climatiques horaires observées depuis 1971¹¹¹. »

[124] L'expert soutient que la probabilité de délestage de la charge devrait être de 24 heures par dix ans, que l'aléa climatique ne répond pas à une loi normale et, enfin, que l'écart type est fixe alors qu'il peut changer avec le temps. Selon lui, l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial ne correspond pas à l'intention exprimée dans le Décret et, par conséquent, devrait être révisée¹¹².

[125] **En conséquence de sa décision aux paragraphes 69 à 72, la Régie rejette la proposition de l'expert retenu par l'UMQ de modifier la probabilité de délestage de la charge d'« une fois par dix ans » par une probabilité de « 24 heures par dix ans ». Elle ne juge pas non plus nécessaire de demander la modification de l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial uniquement dans le but de remplacer la probabilité d'« une fois par dix ans » par une probabilité d'« un jour par dix ans ».** Elle invite toutefois le Distributeur à harmoniser le libellé avec la définition utilisée par le NPCC advenant la renégociation de cette entente.

[126] **La Régie ne retient pas la recommandation de l'expert retenu par l'UMQ relative aux variations climatiques horaires de la charge,** puisque la variation de la charge dont il est question dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial n'est pas due uniquement à l'aléa climatique, mais également à l'aléa de la demande¹¹³.

2.4.2 DÉPASSEMENTS DES NIVEAUX DE PRESTATION DES SERVICES

[127] Des dépassements des niveaux de prestation du service de réglage de production (suivi de la charge) ainsi que de la provision pour écart de prévision court terme de la demande inscrits dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial sont enregistrés. Puisque la prestation de ces services est étroitement liée à la fourniture de l'électricité

¹¹¹ Pièce C-UMQ-0017, page 5.

¹¹² Pièce C-UMQ-0014, pages 101 et 102.

¹¹³ Pièce A-0049, page 105.

patrimoniale, le Distributeur mentionne qu'elle doit nécessairement faire l'objet d'une négociation avec le Producteur et que les deux parties ont convenu d'aborder cet enjeu dans le cadre d'une éventuelle entente globale de modulation (EGM)¹¹⁴.

[128] Les résultats préliminaires relatifs aux dépassements des niveaux de prestation du service de réglage de production indiquent que le nombre annuel moyen de dépassements s'élève à 33 et que leur niveau annuel moyen est d'un peu plus de 6 GWh¹¹⁵. **La Régie demande au Distributeur de déposer les résultats finaux dans le cadre de l'état d'avancement 2011 du Plan.**

[129] **Quant à la provision pour écart de prévision court terme de la demande, la Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2011 du Plan, les évaluations relatives à la fréquence et à l'ordre de grandeur des dépassements des balises. Dans le cas où les évaluations ne seraient pas disponibles avant le 1^{er} novembre 2011, la Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de lui faire part des difficultés rencontrées¹¹⁶.**

3. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[130] La stratégie d'approvisionnement décrit les moyens disponibles et ceux à envisager pour répondre aux besoins en énergie et en puissance. Des approvisionnements additionnels peuvent être requis à très court, court, moyen et long termes. Des surplus peuvent également apparaître si les besoins s'avèrent plus faibles que prévus. Les moyens de gestion des approvisionnements et les stratégies d'achat et de revente doivent permettre de répondre à la nature particulière de ces besoins.

¹¹⁴ Pièce B-0004, page 56; pièce B-0023, pages 15 et 16.

¹¹⁵ Pièce B-0023, page 16.

¹¹⁶ Pièce A-0049, pages 88 et 89.

3.1 BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[131] Les tableaux 9 et 10 présentent les bilans en énergie et en puissance après le déploiement des moyens de gestion existants et envisagés par le Distributeur, tout en respectant les critères de fiabilité.

Tableau 9
Bilan en énergie après déploiement des moyens de gestion existants et envisagés
(en TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan d’approvisionnement	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
- Volume d’électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5
- Approvisionnements non patrimoniaux de long terme	5,8	7,2	9,4	11,4	14,5	16,9	17,4	17,6	17,8	17,7
▪ Trans-Canada Energy	-	-	-	-	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
▪ HQP - Base et cyclable	4,0	3,1	2,5	2,5	3,4	4,3	4,8	5,0	5,2	5,0
▪ Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
▪ Éolien II : 2 000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
▪ Éolien III : 500 MW ¹	-	-	0,0	0,3	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Biomasse II : 125 MW	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
▪ Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
= AAR (Surplus) après déploiement des nouveaux moyens	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,1)	(0,4)	0,8	0,9	1,1	1,3	1,8
▪ - Achats de court terme	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0,9	1,1	1,3	1,4	2,0
▪ - Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,8)	(0,9)	(0,0)	(0,3)	(0,2)	(0,2)	(0,2)

¹ 291,4 MW obtenus du troisième appel d’offres éolien.

Source : Pièce B-0023, page 21

Tableau 10
Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants et envisagés
(en MW)

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Besoins à la pointe visée par le Plan	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	4 353	4 382	4 401	4 417	4 424
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 649	3 462	4 091	4 688	5 397	6 209	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 953	3 226	3 561	4 356	4 684	4 684	4 684	4 684	4 684
▪ TCE	-	-	-	-	547	547	547	547	547	547
▪ HQP - Base et cyclable, <i>Dont : Puissance rappelée</i>	1 150	1 300	1 200	1 200	1 250	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
▪ Contrat de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
▪ Éolien (3 344 MW) ^{1,2}	-	337	549	718	822	941	941	941	941	941
▪ Biomasse II (125 MW)	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
▪ Petite hydraulique (150 MW)	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
▪ Entente globale de modulation	156	169	275	359	411	470	470	470	470	470
▪ Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	220	510	870	1 130	1 040	1 530	1 820	2 020	2 170	2 250
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 040	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise <i>(besoins arrondis)</i>	-	-	-	-	-	430	720	920	1 070	1 150

¹ Le contrat de Les Méchins (150 MW) est exclu. Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35 % soit celle de l'entente d'intégration avec HQP. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30 %.

² Inclut les 291,4 MW obtenus du troisième appel d'offres éolien.

Source : Pièce B-0023, page 22

3.2 MOYENS DE GESTION DE LA POINTE

[132] La prévision des besoins d'électricité du Distributeur tient compte de l'impact des économies d'énergie et de puissance. Par ailleurs, toute mesure de gestion de la consommation sous le contrôle direct du Distributeur en temps réel doit, selon lui, être traitée explicitement dans le plan d'approvisionnement à titre de moyen d'approvisionnement. Ces moyens de gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés dans la présente section. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous

son contrôle direct, sont traités de la même façon que les économies d'énergie, c'est-à-dire qu'ils sont pris en compte à même la prévision de la demande¹¹⁷.

[133] Le Distributeur compte sur trois moyens de gestion de la pointe : l'option d'électricité interruptible (850 MW), l'abaissement de tension (250 MW) et la gestion de la consommation¹¹⁸. La Régie en traite ci-après, de même que de l'appel au public proposé par certains intervenants comme moyen de gestion de la pointe hivernale.

3.2.1 ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

[134] Le Distributeur prévoit, à son bilan en puissance, une contribution maximale de 850 MW de l'option d'électricité interruptible, sur tout l'horizon du Plan. Il ajoute à son bilan un taux de réserve en puissance de 15 % pour pallier aux indisponibilités associées à cette option. Ainsi, le Distributeur devra signer des contrats d'électricité interruptible avec des clients lui permettant d'interrompre une charge de 850 MW¹¹⁹.

[135] Depuis l'hiver 2003-2004, le niveau d'adhésion à l'option d'électricité interruptible a varié de 546 MW à 851 MW. Le Distributeur indique qu'il pourrait devoir faire des achats sporadiques sur les marchés de court terme et même devancer l'appel d'offres en puissance pour compenser une adhésion plus faible des clients à l'option d'électricité interruptible¹²⁰.

[136] L'AQCIE et le CIFQ émettent des réserves sur la contribution en puissance de l'électricité interruptible anticipée par le Distributeur, compte tenu des fermetures d'usines papetières utilisant des procédés thermomécaniques¹²¹.

[137] EMB souligne que, dans le passé, l'option d'électricité interruptible n'a pas été en mesure de fournir des quantités de puissance aussi importantes que la contribution maximale proposée par le Distributeur. Elle ajoute qu'historiquement, la participation de l'industrie forestière était importante. Compte tenu de la baisse de la prévision de la demande de ce secteur d'activité, l'intervenante émet des réserves sur l'apport de ce

¹¹⁷ Pièce B-0004, page 13; pièce B-0005, page 70.

¹¹⁸ Pièce B-0004, pages 26 à 28.

¹¹⁹ Pièce B-0004, page 26; pièce B-0018, page 9; pièce B-0023, page 22.

¹²⁰ Pièce B-0028, page 3; pièce A-0049, pages 177 et 178.

¹²¹ Pièce D-AQCIE-CIFQ-0002, page 2.

secteur pour l'électricité interruptible. Ainsi, elle est d'avis que le Distributeur surestime la possibilité d'avoir recours à ce moyen de gestion pour combler les besoins estimés en puissance¹²².

[138] Sur la base de la preuve, la Régie juge optimiste la contribution anticipée de 850 MW d'électricité interruptible, mais elle constate qu'à défaut de l'obtenir, le Distributeur prévoit combler tout manque à partir des marchés de court terme.

3.2.2 ABAISSEMENT DE TENSION

[139] En ce qui a trait à l'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe, le Distributeur maintient à son bilan une puissance de 250 MW. La Régie, le GRAME et S.É./AQLPA ont interrogé le Distributeur sur l'impact qu'aurait l'implantation du projet CATVAR¹²³ sur ce moyen de gestion de la pointe.

[140] Le Distributeur indique que le projet CATVAR vise à abaisser la tension à l'intérieur des limites permises par la norme CAN3-C235-83 (C2010) en conditions normales d'exploitation. L'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe hivernale vise plutôt à réduire la tension, en situation d'urgence, sous le seuil normal d'exploitation du réseau, durant une courte période de temps. Selon le Distributeur, le projet CATVAR aura un impact minime sur l'abaissement de tension, puisqu'en période de pointe, la plupart des lignes de distribution sont exploitées à une tension près du seuil minimal prescrit par la norme CAN3-C235 83 (C2010) en situation normale. La marge de tension disponible pour un abaissement de tension en situation d'urgence ne serait ainsi que légèrement diminuée.

[141] Cette légère diminution serait toutefois compensée par l'accroissement du nombre de postes pour lequel un abaissement de tension en situation d'urgence est possible. En effet, l'implantation du projet CATVAR devrait permettre au Distributeur d'obtenir de l'information plus précise sur les niveaux de tension réels aux postes, lui permettant d'augmenter le nombre de postes assujetti à ce moyen de gestion de la pointe¹²⁴.

¹²² Pièce C-EMB-0016, page 3.

¹²³ Dossier R-3746-2010. Le projet CATVAR consiste en l'ajout d'équipements sur le réseau du Distributeur permettant un contrôle asservi de la tension (CAT) et de la puissance réactive (VAR).

¹²⁴ Pièce B-0018, pages 7 et 8.

[142] À cet égard, S.É./AQLPA demande qu'Hydro-Québec « *fasse rapport dans chaque état d'avancement de son Plan d'approvisionnement quant à l'effet de CATVAR sur la baisse de tension comme moyen de gestion de dernier recours, à mesure que deviendront disponibles les résultats des tests de CATVAR puis de sa mise en œuvre effective*¹²⁵ ».

[143] **Compte tenu que l'implantation du projet CATVAR sera complétée en 2015¹²⁶, la Régie demande au Distributeur de préciser, dans le plan d'approvisionnement 2017-2026, l'effet de son implantation sur l'abaissement de tension en tant que moyen de gestion de la pointe, en tenant compte de sa mise en œuvre effective et des résultats des tests qui seront effectués.**

3.2.3 APPEL AU PUBLIC

[144] Plusieurs intervenants ont soulevé la question de l'inclusion de l'appel au public au bilan en puissance du Distributeur en tant que moyen de gestion de la pointe hivernale.

[145] Le Distributeur indique que :

« L'appel au public est un moyen de gestion opérationnel de la demande de pointe. Le Distributeur n'a aucun contrôle sur le niveau d'effacement à la pointe associé à un appel au public. Il ne peut qu'en constater le résultat.

De plus, une utilisation répétée de ce moyen pourrait en réduire l'efficacité.

Même si l'appel au public est un moyen considéré par le Distributeur lors de la gestion de la pointe hivernale, il ne peut cependant être pris en compte dans la planification des moyens car son effet sur la demande est imprévisible et incertain.

L'appel au public n'est donc pas une source d'approvisionnement¹²⁷. »

¹²⁵ Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, page 10.

¹²⁶ Décision D-2011-086, dossier R-3746-2010, page 6.

¹²⁷ Pièce B-0027, page 20.

[146] Le Distributeur mentionne également que la « *réduction de puissance qui s'ensuit est constatée a posteriori*¹²⁸ ».

[147] S.É./AQLPA est d'accord avec la position du Distributeur. L'intervenant est en effet d'avis que l'appel au public ne constitue pas, par définition, un moyen d'approvisionnement planifiable, mais plutôt un moyen de dernier recours¹²⁹.

[148] Pour l'ACEFO, l'argument du Distributeur selon lequel l'efficacité de ce moyen de gestion de la pointe s'estomperait advenant son utilisation plusieurs fois par année ne repose sur aucun fondement. L'intervenante ne voit d'ailleurs aucun inconvénient à ce que le Distributeur en fasse usage une ou deux fois par année, afin que sa clientèle participe à cet effort sociétal et que cela devienne une « *coutume saisonnière*¹³⁰ ».

[149] Pour sa part, l'UMQ est d'accord avec le Distributeur sur le fait qu'une utilisation répétée de l'appel au public pourrait en réduire l'efficacité. Selon cette intervenante, ce moyen de gestion de la pointe devrait n'être utilisé qu'en « *dernier recours et avec parcimonie* ». Néanmoins, l'UMQ, à l'instar d'UC¹³¹ et de l'ACEFO¹³², est d'avis que l'appel au public doit être pris en compte dans la planification des moyens de gestion et inclus au bilan en puissance du Distributeur. Sur la base des appels au public faits au cours des dix dernières années, elle estime à 700 MW la puissance pouvant être incluse au bilan du Distributeur¹³³.

[150] Des intervenants, dont l'UC¹³⁴ et le ROEÉ, demandent qu'une campagne d'information, visant à sensibiliser sa clientèle sur la notion de pointe hivernale et les comportements à adopter durant cette période, soit mise de l'avant par le Distributeur. Le ROEÉ demande aussi que le Distributeur produise une étude sur les principaux facteurs influençant les résultats de l'appel au public ainsi qu'un balisage des stratégies utilisées dans d'autres juridictions en ce qui a trait à ce moyen de gestion de la pointe¹³⁵.

¹²⁸ Pièce B-0027, page 19.

¹²⁹ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, page 26.

¹³⁰ Pièce C-ACEFO-0008, pages 8 et 9.

¹³¹ Pièce C-UC-0034, page 37.

¹³² Pièce C-ACEFO-0016, page 3.

¹³³ Pièce C-UMQ-0014, pages 82, 83, 85 et 88.

¹³⁴ Pièce C-UC-0034, page 37.

¹³⁵ Pièce C-ROEÉ-0031, page 17.

[151] Le GRAME est pour sa part d'avis que le Distributeur devrait s'inspirer du succès que connaît la démarche *EcoWatt* initiée en Bretagne et par laquelle des alertes envoyées par courriels aux 30 000 personnes inscrites, la messagerie texte et autres outils de communication électronique en période de pointe auraient généré une réduction de 2 à 5 % de la consommation d'électricité¹³⁶.

[152] La Régie est d'avis que l'appel au public représente un moyen de gestion opérationnel de la pointe relativement simple et peu coûteux¹³⁷, permettant d'accentuer la sensibilisation du public. **Elle juge que le Distributeur a intérêt à bonifier sa stratégie de communication visant à sensibiliser sa clientèle sur la notion de pointe hivernale, les comportements à adopter durant cette période et les bénéfices pouvant en découler pour celle-ci.**

[153] **Étant donné que le niveau de réponse à un appel au public a un caractère imprévisible, la Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas le prendre en compte dans la planification des moyens de gestion pour répondre à la pointe hivernale et, conséquemment, de ne pas l'inclure au bilan en puissance.**

3.2.4 GESTION DE LA CONSOMMATION

[154] Le Distributeur indique qu'il poursuit ses initiatives pour définir le potentiel des opportunités en matière de gestion de la consommation. Entre autres, le projet de Lecture à distance (LAD)¹³⁸ permettra au Distributeur de qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et de développer l'offre d'options en gestion de la consommation. Le Distributeur indique qu'il serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des mesures de type comportemental. Par ailleurs, il poursuit ses activités de vigie et de prospection en gestion de la consommation¹³⁹.

[155] La Régie constate, à cet égard, que le Distributeur ne prend que peu ou pas d'engagements sur des mesures tangibles de gestion de la consommation et que ces dernières ne sont que faiblement représentées dans ses stratégies d'approvisionnement.

¹³⁶ Pièce C-GRAME-0014, page 5.

¹³⁷ Pièce A-0040, page 38.

¹³⁸ Dossier R-3770-2011.

¹³⁹ Pièce B-0004, pages 28 et 29.

[156] De plus, la Régie note que le Distributeur ne présente pas une stratégie d'action élaborée en matière de gestion de la pointe. En effet, bien qu'il affirme procéder en continu à des activités de vigie « *dynamique* » à l'interne, ces activités ne s'assortissent d'aucun rapport, ni liste de mesures étudiées. La nature des mesures examinées et la date de tombée du résultat des recherches réalisées par l'IREQ ne sont pas, non plus, définies¹⁴⁰.

[157] Le Distributeur indique cependant que « *dès qu'une mesure [...] semble démontrer un potentiel, soit parce que le coût de la mesure a diminué, à ce moment-là on repasse la mesure ou la technologie dans les tests et si le TCTR [test du coût total en ressources] devient positif, on l'inclut au PTÉ [potentiel technico-économique d'économie d'énergie]*¹⁴¹ ».

[158] Or, la Régie observe que le PTÉ n'inclut pratiquement aucune mesure de gestion de la demande. L'impact en puissance des mesures qui composent le PTÉ est calculé à partir d'une modélisation horaire des économies d'énergie réalisées¹⁴².

[159] La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ¹⁴³, devra y être distingué et quantifié.

[160] À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier et de lui soumettre, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, son objectif de réduction de la pointe par des mesures concrètes de gestion de la consommation.

¹⁴⁰ Pièce A-0044, pages 135 à 137, 139, 140, 154 et 155.

¹⁴¹ Pièce A-0044, page 135.

¹⁴² *Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec – Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole*, mise à jour 2010, page 87, déposé le 30 juin 2011 par le Distributeur.

¹⁴³ Notamment la récupération de la chaleur des eaux grises, l'impact comportemental des consignes du Distributeur en période de pointe hivernale et les nouveaux compteurs LAD.

3.3 CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

3.3.1 UTILISATION DU CONTRAT CYCLABLE

[161] Le Distributeur ne prévoit plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan¹⁴⁴. Il mentionne que sa décision a pour objectif de conserver une flexibilité suffisante, advenant la réalisation d'un scénario de la demande plus faible que prévu. Il rappelle que sa prévision actuelle du solde final du compte d'énergie différée est basée sur les éléments suivants :

- le Producteur sera en mesure de livrer les retours d'énergie jusqu'à 800 MW, bien que seuls les premiers 400 MW sont garantis;
- le Distributeur et TCE conviendront d'une entente relative à la modulation des livraisons de la centrale de TCE à Bécancour;
- aucun nouvel appel d'offres ou programme d'achat d'électricité ne serait prévu par le gouvernement du Québec¹⁴⁵.

[162] Le Distributeur a par ailleurs confirmé que, par l'adoption de cette stratégie de ne plus différer l'énergie associée au contrat cyclable, il perd par le fait même la possibilité d'utiliser cette énergie dans le futur, à un coût variant entre 4,44 ¢/kWh en 2011 et 5,30 ¢/kWh en 2020¹⁴⁶.

[163] La Régie prend acte de l'orientation du Distributeur de ne plus différer, pour le moment, l'énergie associée au contrat cyclable. Elle est toutefois d'avis que cette option doit demeurer ouverte, en fonction de l'évolution de la prévision du Distributeur de la demande d'électricité sur l'horizon du Plan et de la concrétisation des autres moyens d'approvisionnement envisagés.

3.3.2 DISPONIBILITÉ DES 400 MW ADDITIONNELS NON GARANTIS

[164] Les conventions d'énergie différée prévoient la fourniture, par le Producteur, d'une puissance maximale de 1 400 MW. N'étant pas garanti, le dernier bloc de 400 MW n'est

¹⁴⁴ Pièce B-0004, page 32.

¹⁴⁵ Pièce B-0054, pages 11 et 12.

¹⁴⁶ Pièce B-0054, page 11, tableau R-4.1.

disponible au Distributeur qu'à la suite d'une confirmation du Producteur, au cours de l'automne précédant la pointe hivernale (date de préavis fixée au plus tard le 15 septembre), selon les engagements et le niveau d'utilisation des moyens de production de ce dernier¹⁴⁷.

[165] Le Distributeur inclut ce bloc additionnel de 400 MW au bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion, puisqu'il présume qu'il pourra accéder à ce bloc lorsqu'il sera disponible¹⁴⁸.

[166] Néanmoins, advenant l'indisponibilité du bloc de 400 MW de puissance additionnelle, le Distributeur annonce qu'il procédera à des achats de puissance à court terme sur le marché de New York pour combler les besoins en puissance de sa clientèle. Il entend aussi faire des achats sur des marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick et l'Ontario¹⁴⁹.

[167] L'UC et l'expert dont elle a retenu les services sont préoccupés par le fait que le Distributeur inclut à son bilan final en puissance une telle ressource supplémentaire, alors qu'elle n'est pas garantie par le Producteur et que les options alternatives d'approvisionnement sont risquées en termes de disponibilité et de coûts. En conséquence, ils considèrent que l'inclusion de ce bloc de puissance non garanti, d'une part, fausse le niveau des besoins et les coûts de ceux-ci et, d'autre part, accroît le niveau des surplus et les coûts rattachés à la disposition de ces surplus. Ils sont d'avis que le Distributeur devrait négocier avec le Producteur afin que ces 400 MW soient garantis à un prix raisonnable¹⁵⁰.

[168] Pour sa part, le RNCREQ a étudié les différents marchés et zones de réglage, en particulier celle du Québec. Il conclut que le Producteur disposerait d'une puissance non engagée substantielle sur l'horizon du Plan. En conséquence, il est peu probable, selon l'intervenant, que le Producteur ne puisse fournir les 400 MW additionnels prévus aux conventions d'énergie différée¹⁵¹.

¹⁴⁷ Pièce B-0004, page 42; dossier R-3726-2010, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 9; pièce B-0023, page 29.

¹⁴⁸ Pièce B-0023, pages 22 et 29.

¹⁴⁹ Pièce B-0004, page 42; pièce B-0023, page 29.

¹⁵⁰ Pièce C-UC-0034, pages 18 à 20; pièce C-UC-0024, page 23.

¹⁵¹ Pièce C-RNCREQ-0024, page 18.

[169] La Régie partage l'avis de l'expert retenu par l'UMQ selon lequel tous les moyens doivent être considérés même s'ils ne sont pas garantis à la pointe annuelle, en évaluant de façon raisonnable les probabilités de réalisation des divers niveaux de chaque moyen¹⁵².

[170] Sur la base de la preuve, il est raisonnable d'estimer que le Distributeur pourra obtenir du Producteur un bloc additionnel de 400 MW en temps opportun et selon ses besoins. **Ainsi, la Régie juge justifié que le Distributeur inclut ledit bloc à son bilan en puissance. Elle note enfin que le Distributeur prévoit s'approvisionner sur les marchés de court terme advenant l'indisponibilité du bloc de 400 MW additionnels.**

3.3.3 SUIVI

[171] La Régie met fin au suivi demandé dans la décision D-2008-076R¹⁵³ relativement aux conventions d'énergie différée et le remplace par le suivant. La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement et de leurs états d'avancement, un suivi annuel sur les conventions d'énergie différée comprenant les éléments suivants :

- trois tableaux contenant les informations des pages 205 et 206 de la pièce B-0005, en indiquant les données réelles et les données estimées;
- les commentaires du Distributeur quant à l'utilisation de ces conventions parmi son éventail de moyens pour réaliser l'équilibre offre/demande.

3.4 TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR

[172] Au dossier tarifaire 2011-2012, le Distributeur indiquait vouloir conclure, pour 2011, des transactions de nature financière avec le Producteur relativement aux quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. C'est ainsi qu'un montant de 19,7 M\$ a été inclus dans les coûts des approvisionnements de l'année 2011, pour une quantité totale de 1,8 TWh provenant du contrat en base. Le Distributeur indiquait, par ailleurs, que ces transactions, dont les prix sont basés sur un indice de marché, étaient avantageuses par rapport à des opérations de revente sur les marchés, puisqu'il n'avait pas à payer des frais

¹⁵² Pièce C-UMQ-0014, page 26.

¹⁵³ Dossier R-3648-2007 Phase 1, page 4.

associés à celles-ci. Il soulignait que les transactions financières allaient être conclues avec le Producteur dans le but de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance en février 2027, solde qui était alors évalué à plus de 26 TWh¹⁵⁴.

[173] Dans le cadre du présent Plan, le Distributeur indique avoir cessé temporairement de différer les livraisons du contrat en base, compte tenu du contexte de surplus d'énergie auquel il fait face et de l'importance des quantités en jeu. En conséquence, il a conclu des transactions de nature financière avec le Producteur afin de lui revendre les quantités non requises. Le Distributeur affirme que les coûts et les quantités sont les mêmes que ceux identifiés au dossier tarifaire 2011-2012 et que les transactions ont été réalisées¹⁵⁵.

[174] Bien que l'objectif du Distributeur demeure d'écouler le solde du compte d'énergie différée d'ici la fin des contrats en 2027, il évoque également que les transactions lui permettent d'accroître sa flexibilité sur des horizons de très court terme alors qu'il fait face à des surplus en été et à des besoins d'énergie en hiver¹⁵⁶.

[175] L'expert retenu par l'UC n'est pas convaincu, d'une part, que lesdites transactions procurent davantage de flexibilité au Distributeur, puisque ce dernier précise qu'il n'y aura pas recours au-delà de 2011¹⁵⁷. Pourtant, il remarque que les quantités de surplus à revendre pour la période 2013-2014 sont similaires à celles de la période 2010-2011. D'autre part, il considère qu'il serait plus avantageux pour le Distributeur de planifier la revente de ses surplus sur plusieurs années, car les besoins en énergie pourraient fluctuer autant à la hausse qu'à la baisse d'ici 2027. Une telle pratique tiendrait ainsi compte de l'évolution des besoins et des ressources en place sur l'horizon des conventions d'énergie différée¹⁵⁸.

[176] L'ACEFQ est d'avis que le Distributeur ne doit plus conclure de transactions financières avec le Producteur, compte tenu des incertitudes entourant la prévision de la demande en énergie sur l'horizon du Plan. Elle suggère donc au Distributeur d'accumuler l'énergie dans les comptes d'énergie différée en base et cyclable afin de faire face, à terme, à une future demande d'énergie pour les véhicules électriques¹⁵⁹.

¹⁵⁴ Dossier R-3740-2010, pièce B-1-HQD-5, document 1, pages 6 et 14; pièce B-0068, page 3; dossier R-3740-2010, pièce A-35-1, pages 95 et 96.

¹⁵⁵ Pièce A-0042, pages 11 et 12; pièce B-0068, page 3; pièce A-0049, pages 46 et 47.

¹⁵⁶ Pièce A-0044, pages 44 à 46.

¹⁵⁷ Pièce B-0023, page 25.

¹⁵⁸ Pièce C-UC-0017, pages 26 à 30.

¹⁵⁹ Pièce C-ACEFQ-0022, page 4.

[177] EBM mentionne que les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur sont exclusives à un seul fournisseur et sont donc loin de favoriser toute forme de concurrence, contrairement à la demande de la Régie d'augmenter la profondeur et la fluidité des marchés de court terme¹⁶⁰.

[178] La Régie est d'avis, tel que mentionné dans la décision D-2011-028, que les transactions financières peuvent être considérées comme un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée¹⁶¹. Néanmoins, elle juge que lesdites transactions représentent avant tout un moyen pour équilibrer à long terme le bilan en énergie du Distributeur. Le solde du compte d'énergie différée fait partie de ce bilan de long terme et contribue au contexte général de surplus auquel le Distributeur doit faire face.

[179] Dans le présent Plan, la Régie constate que le Distributeur a indiqué, au départ, qu'il n'envisageait utiliser les transactions financières, en tant que moyen de gestion, qu'en 2011, selon le scénario moyen de la demande¹⁶². Cependant, lors de l'audience, le Distributeur a évoqué la possibilité de recourir à nouveau à de telles transactions dans un avenir rapproché :

« La stratégie complète n'est pas arrêtée pour le déploiement des moyens deux mille douze (2012). [...] Et je ne peux pas vous confirmer pour l'instant [...] qu'il y aura ou qu'il n'y aura pas de transactions ou de tout autre type d'entente pour arriver à nos fins. C'est de rééquilibrer les bilans à moindre coût¹⁶³ ».

[180] Par ailleurs, la Régie remarque, d'une part, que les autres moyens de gestion dont dispose le Distributeur peuvent réduire de manière importante les surplus. D'autre part, elle observe que le déploiement des nouveaux moyens de gestion prévus, tels que la modulation des livraisons de la centrale de TCE, l'EGM et le fait de ne pas différer le contrat cyclable avec le Producteur, seraient suffisants par eux-mêmes pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro plus de deux années avant l'échéance des conventions en 2027¹⁶⁴.

[181] Dans le cas où le Distributeur entendrait recourir de nouveau à des transactions financières, la Régie s'attend à ce qu'il démontre les avantages nets de procéder à des

¹⁶⁰ Pièce C-EBM-0016, pages 5 et 6.

¹⁶¹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, page 47.

¹⁶² Pièce B-0023, page 25.

¹⁶³ Pièce A-0049, page 58.

¹⁶⁴ Pièce B-0023, pages 23 et 24.

transactions financières avec le Producteur, plutôt que de différer les quantités d'énergie visées ou de revendre celles-ci sur les marchés, compte tenu des moyens dont il dispose.

[182] La Régie considère que le Distributeur a avantage à maintenir ouverte et active l'option de revente de certaines quantités sur les marchés pour équilibrer son bilan en énergie, en conservant le maximum de flexibilité, et pour assurer une gestion prudente et efficace de ses approvisionnements.

[183] Par ailleurs, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande au Distributeur de présenter un cadre relatif à l'utilisation et à la conclusion de transactions financières avec le Producteur, dans une perspective de gestion du solde du compte d'énergie différée à court, moyen et long termes.

3.5 APPEL D'OFFRES EN PUISSANCE

[184] Le Distributeur prévoit à son bilan en puissance des besoins soutenus à partir de l'hiver 2015-2016. Il prévoit, en conséquence, lancer un appel d'offres pour un produit de puissance au plus tard en 2013¹⁶⁵.

[185] Les caractéristiques recherchées dans le cadre de cet appel d'offres sont les suivantes :

« Exigences communes à tous les contrats :

- *point de livraison sur le réseau du Transporteur ou à n'importe quel point d'interconnexion avec les réseaux voisins;*
- *durée minimum de cinq ans;*
- *puissance garantie sur une base continue entre le 1^{er} décembre et le 31 mars;*

¹⁶⁵ Pièce B-0004, page 49.

- *aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie;*
- *dépôt de garanties par les fournisseurs à la signature des contrats¹⁶⁶. »*

[186] Le Distributeur prévoit aussi s'adresser au Transporteur, préalablement au lancement de cet appel d'offres, afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des différentes options d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins¹⁶⁷.

[187] En ce qui a trait au délai entre le lancement de l'appel d'offres en puissance et la date des premières livraisons lui étant associées, le Distributeur indique ce qui suit :

« [...] des offres de puissance en provenance de nouveaux équipements ne pourraient concurrencer celles associées à des équipements existants. Il est donc improbable qu'un éventuel appel d'offres pour un produit de puissance, sans engagement ferme de prendre livraison de quantités fixes d'énergie, puisse favoriser la construction d'un nouvel équipement au Québec. Pour cette raison, il y a peu d'avantages à lancer un appel d'offres comportant un long délai entre l'octroi des contrats et le début des premières livraisons. En considérant également que de courts délais permettent une meilleure connaissance des caractéristiques et du niveau des besoins, un appel d'offres aura tout avantage à être lancé assez tardivement avant l'échéance des premiers besoins. Cet aspect est d'autant plus important que d'éventuels programmes de gestion de la consommation pourraient influencer le volume de puissance requise¹⁶⁸. »

[188] Le Distributeur a d'ailleurs confirmé qu'il prévoit inclure les projets d'efficacité énergétique à l'éventuel appel d'offres :

« Cet appel d'offres sera aussi ouvert aux projets d'efficacité énergétique qui répondent aux objectifs de fiabilité en puissance et de contribution en énergie et qui satisfont aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles, comme le prévoit la LRE¹⁶⁹. »

¹⁶⁶ Pièce B-0004, page 50.

¹⁶⁷ Pièce B-0004, page 51.

¹⁶⁸ Pièce B-0004, page 49.

¹⁶⁹ Pièce B-0081, page 10.

[189] Le ROEÉ perçoit positivement cet engagement du Distributeur de lancer, pour les besoins de l'hiver 2015-2016, un appel d'offres ouvert aux projets d'efficacité énergétique¹⁷⁰.

[190] Pour sa part, le GRAME demande que soit réalisée une étude portant sur le potentiel technologique des projets d'efficacité énergétique qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres en réseau intégré permettant de rencontrer les besoins en puissance du Distributeur¹⁷¹.

[191] L'AQCIE et le CIFQ indiquent qu'une période de trois ans entre le lancement de l'appel d'offres et la date prévue des premières livraisons est nécessaire afin de permettre l'innovation :

« Si les fournisseurs québécois, qui peuvent être membres de l'AQCIE et du CIFQ, veulent créer de nouvelles installations, ou optimiser les installations existantes par des investissements générateurs de bénéfices, la période de temps dont il est fait état [période de trois ans entre le lancement de l'appel d'offres et la date prévue des premières livraisons] est absolument nécessaire.

L'AQCIE et le CIFQ soumettent à la Régie qu'elle doit, pour les mêmes motifs, prendre acte de cet enseignement et l'appliquer au marché québécois. C'est à cette condition que les fournisseurs actuels et potentiels pourront offrir le produit de puissance requis au meilleur coût possible.

Au mieux, se priver de telles soumissions donnerait raison au Distributeur puisque sans un délai minimal les projets les plus imaginatifs et les plus performants ne pourront pas naître. Nous ne connaissons alors jamais le meilleur prix pour leur approvisionnement¹⁷². »

[192] Cette position est appuyée par EBM¹⁷³.

[193] La Régie constate que les délais nécessaires pour répondre à un tel appel d'offres sont plus longs pour les offres de produits de puissance issues de projets d'optimisation

¹⁷⁰ Pièce C-ROEÉ-0031, page 6.

¹⁷¹ Pièce C-GRAME-0014, page 7.

¹⁷² Pièce D-AQCIE-CIFQ-0002, page 3.

¹⁷³ Pièce C-EBM-0016, pages 12 et 13.

d'installations existantes que pour celles provenant d'une centrale de production existante.

[194] **À cet égard, la Régie demande au Distributeur d'examiner le potentiel de ce type de projets et d'évaluer les délais requis pour leur mise en œuvre.** Une fois cet examen complété, la Régie demande au Distributeur de prendre les mesures nécessaires pour s'assurer que tout le bassin de fournisseurs potentiels de projets pouvant offrir des produits de puissance soit considéré pour répondre à ses besoins, de façon à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'aux projets d'efficacité énergétique.

[195] Au sujet des caractéristiques recherchées pour cet éventuel appel d'offres, le Distributeur indique ce qui suit quant à la durée minimale de cinq ans et à l'absence d'engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie :

« 2- durée minimum de cinq ans

Sachant qu'à chaque année, le Distributeur doit renouveler les contrats reliés aux achats de puissance sur les marchés de court terme (1 100 MW) ainsi que les ententes reliées à l'électricité interruptible (850 MW), le recours à des termes plus longs pour les quantités additionnelles de puissance, permet de diversifier les échéances de renouvellement des contrats, ce qui réduit le risque relié à la renégociation d'une trop grande quantité d'approvisionnements en puissance lors d'une même année.

[...]

4- aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie

Un contrat de puissance dont l'objectif est de satisfaire les besoins de pointe comporte rarement une obligation de prendre livraison de quantités importantes d'énergie. Le Distributeur rappelle que les approvisionnements recherchés doivent combler les besoins de flexibilité que ses autres sources d'approvisionnement ne peuvent lui procurer et que la nature des besoins à combler est soumise à des aléas importants. [...] ¹⁷⁴ »

¹⁷⁴ Pièce B-0023, page 37.

[196] Lors de l'audience, le Distributeur mentionne que la durée contractuelle de cinq ans ne devrait pas avoir d'effet à la hausse sur le prix de la puissance que pourraient demander les fournisseurs, comparativement à une durée plus courte. Il motive son opinion à cet égard par le fait qu'il recherche des capacités de production existantes sur les marchés voisins et non la construction de nouveaux équipements, qui pourrait se traduire par un coût plus élevé¹⁷⁵.

[197] Le Distributeur admet que l'absence d'engagement ferme à accepter les livraisons d'énergie pourrait lui occasionner des coûts supplémentaires¹⁷⁶. Dans ce contexte, il manifeste de l'ouverture quant au raffinement de cette caractéristique recherchée :

« Maintenant, au niveau de l'appel d'offres de puissance, je pense qu'on pourrait raffiner à ce moment-là et voir si, dans certains cas, on peut jouer à l'intérieur de balises, à ce qu'aucun engagement peut être un engagement minimum ou... C'est sûr qu'il y a une certaine calibration à faire pour ce moyen-là et du besoin qui est... des besoins qui sont requis pour le Distributeur¹⁷⁷. »

[198] La Régie est d'avis que les caractéristiques envisagées quant à la durée minimale de cinq ans et à l'absence d'engagement à accepter les livraisons d'énergie pourraient contribuer à faire augmenter les coûts associés au produit de puissance recherché, en plus de diminuer le nombre de fournisseurs intéressés à participer à un éventuel appel d'offres. **Malgré ces réserves, la Régie juge acceptables les caractéristiques envisagées pour l'éventuel appel d'offres pour des produits de puissance proposées par le Distributeur, dans la mesure où il s'assurera au préalable que ces caractéristiques permettront de minimiser les coûts et de rejoindre un maximum de participants.**

3.6 ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ D'IMPORTATION

[199] Parmi l'ensemble des moyens considérés pour satisfaire les besoins futurs en pointe, le Distributeur s'appuie, entre autres, sur la contribution des marchés de court terme en puissance, par l'entremise des interconnexions existantes. À cet égard, le Distributeur considère que le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de court

¹⁷⁵ Pièce A-0049, pages 76 à 78.

¹⁷⁶ Pièce A-0049, page 83.

¹⁷⁷ Pièce A-0049, page 82.

terme est, dans l'immédiat, limité à 1 100 MW, soit exclusivement le marché de New York¹⁷⁸.

[200] Le Distributeur évalue que le potentiel d'importation se limite à cette quantité, puisqu'il applique et recherche les conditions suivantes :

- l'interconnexion doit rejoindre un marché concurrentiel offrant des produits de puissance garantie, comme le *Unforced Capacity* (UCAP) de New York;
- les *Independent System Operators* (ISO) des zones de contrôle d'où proviennent les produits en puissance ne doivent pas pouvoir rapatrier en tout temps leurs ressources dans le but de donner la priorité à l'alimentation de leurs charges locales respectives;
- la zone de réglage du Québec doit disposer d'une marge de manœuvre au-delà des ressources requises pour respecter le critère de suffisance des ressources en puissance¹⁷⁹.

[201] Le bilan en puissance après déploiement des nouveaux moyens de gestion fait état de besoins excédant la contribution actuelle des marchés de court terme à compter de l'hiver 2015-2016. La stratégie d'approvisionnement du Distributeur mise donc sur le recours à d'autres moyens, dont l'accroissement des capacités d'importation à partir des réseaux voisins, notamment ceux de New York et de la Nouvelle-Angleterre. En conséquence, il indique que des investissements seront requis pour mettre à niveau des équipements déjà en opération et mettre en service de nouveaux équipements de transport¹⁸⁰.

[202] Tel que mentionné précédemment, en vue d'augmenter le potentiel d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme, le Distributeur prévoit demander au Transporteur des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis pour acheminer la puissance à partir des différentes options d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins¹⁸¹.

¹⁷⁸ Pièce B-0004, pages 27 et 28.

¹⁷⁹ Pièce B-0004, page 27; pièce B-0023, page 31.

¹⁸⁰ Pièce B-0023, page 22; pièce B-0004, page 48.

¹⁸¹ Pièce B-0004, page 51.

[203] Le Distributeur prévoit également entreprendre des démarches auprès des réseaux voisins, notamment celui de l'Ontario, afin d'obtenir la possibilité d'effectuer, sans contrainte, des achats de puissance selon ses besoins¹⁸².

[204] L'ACEFQ est d'avis que le Distributeur devrait signer des ententes de partage de ressources avec d'autres réseaux voisins, en plus de celui de New York, pour obtenir des ressources à la pointe afin de profiter le plus possible de la complémentarité de la demande qu'on y retrouve¹⁸³.

[205] EBM estime très conservatrice l'évaluation du Distributeur à l'égard de la contribution possible des marchés de court terme hors Québec et au Québec. Elle précise qu'il y a lieu, d'une part, de considérer des contributions provenant d'autres réseaux voisins, dont ceux de Énergie La Lièvre (ÉLL), Rio Tinto Alcan (RTA) et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) et, d'autre part, de revoir à la hausse la disponibilité de produits de puissance en provenance du Nouveau-Brunswick. Par ailleurs, EBM souligne que « *l'achat de puissance sur les interconnexions existantes doit certainement être optimisé avant la construction de nouvelles interconnexions plus dispendieuses*¹⁸⁴ ».

[206] Le RNCREQ, après étude de la zone de réglage du Québec et du marché de l'Ontario, conclut qu'il existe des possibilités et suffisamment de quantités de puissance sur ces marchés pour repousser de plusieurs années les besoins de puissance additionnelle requise inscrits au bilan du Distributeur. L'intervenant encourage d'ailleurs le Distributeur à continuer ses démarches pour avoir accès, sans contrainte, au marché de puissance ontarien¹⁸⁵.

[207] Pour répondre aux futurs besoins en puissance, l'UC conclut que le Distributeur doit privilégier les moyens de gestion de la demande, tels que les appels au public et l'électricité interruptible, avant de recourir à la construction coûteuse de nouvelles installations de transport et d'interconnexion¹⁸⁶.

[208] L'expert retenu par l'UMQ soumet que des approvisionnements fiables en puissance sont disponibles en quantité importantes à partir des réseaux voisins, dont ceux

¹⁸² Pièce B-0004, page 48; pièce B-0081, page 10.

¹⁸³ Pièce C-ACEFQ-0022, page 9.

¹⁸⁴ Pièce C-EBM-0016, pages 3 et 4.

¹⁸⁵ Pièce C-RNCREQ-0018, pages 21 à 24.

¹⁸⁶ Pièce C-UC-0017, pages 35 à 41.

du Nouveau-Brunswick et de l'Ontario. Il recommande d'intégrer au bilan de puissance des contributions des marchés de court terme de 500 MW en provenance du Nouveau-Brunswick et de 400 MW en provenance de l'Ontario. Il évalue que le Distributeur peut ainsi se fier aux marchés de court terme et n'a pas à lancer d'appel d'offres en puissance en 2013. Selon l'expert, le Distributeur doit maximiser l'utilisation de toutes les sources d'approvisionnement et de tous les moyens à sa disposition avant d'envisager de nouveaux investissements¹⁸⁷.

[209] En ce qui a trait aux moyens existants pour combler la future demande en puissance, la Régie est d'avis qu'il existe, à l'heure actuelle, un potentiel d'approvisionnement sur les marchés de court terme au Québec et hors Québec qui doit être pleinement considéré par le Distributeur avant d'envisager des investissements importants. Elle note les propos du Distributeur selon lesquels l'évaluation qu'il fait de la contribution des marchés de court terme en puissance, à savoir une quantité de 1 100 MW exclusivement sur le marché de New York, demeure prudente¹⁸⁸. La Régie constate que le Distributeur ne prend effectivement en considération que les contributions des marchés de court terme lui permettant de compter en tout temps sur les moyens d'approvisionnement qu'ils offrent.

[210] La Régie juge que le Distributeur doit revoir son approche en matière d'appréciation des risques auxquels il fait face relativement aux approvisionnements en puissance sur le marché québécois et les marchés voisins. Elle souligne qu'une telle analyse des risques doit mener le Distributeur, d'une part, à optimiser l'utilisation des capacités d'interconnexions existantes et disponibles avant d'envisager la construction de nouvelles installations de transport et, d'autre part, à tester ces marchés.

[211] **En conséquence, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour, dans le cadre de l'état d'avancement 2012 et du prochain plan d'approvisionnement, la contribution des marchés de court terme aux bilans en énergie et en puissance.** Cette mise à jour devra notamment être effectuée en fonction des résultats des démarches qu'il aura entreprises auprès du Transporteur et des gestionnaires de réseaux voisins dans le but d'accroître le potentiel des marchés limitrophes et de l'évolution de la marge de manœuvre de la zone de réglage du Québec au-delà des ressources requises pour respecter le critère de fiabilité en puissance. Le Distributeur devra, entre autres, tenir compte des projets d'interconnexion annoncés, tel que celui entre le Québec et la Nouvelle-

¹⁸⁷ Pièce C-UMQ-0014, pages 106 à 107; pièce C-UMQ-0037, pages 3 et 4.

¹⁸⁸ Pièce B-0004, page 28.

Angleterre¹⁸⁹, des résultats des discussions avec l'Ontario sur l'opportunité d'acheter des produits de puissance sur son marché¹⁹⁰ ainsi que de l'ajout potentiel d'une contribution provenant du Nouveau-Brunswick, considérant la contribution réelle à la pointe des éoliennes gaspésiennes.

3.7 UTILISATION DU PARTAGE DE RÉSERVE

[212] Tel que demandé par la Régie à la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014¹⁹¹, le Distributeur a tenu compte, depuis l'hiver 2007-2008¹⁹², d'une quantité de puissance correspondant au partage de réserve avec les réseaux voisins pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance. Dans le présent Plan, il inclut dans son bilan en puissance une contribution maximale des marchés de court terme de 1 100 MW sur l'horizon du Plan¹⁹³.

[213] L'expert retenu par l'UMQ remarque que le Distributeur s'impose comme contrainte de garantir les puissances par des contrats de puissance de court terme qu'il peut conclure au début de l'hiver, comme il l'a fait notamment à la fin de 2010 pour une quantité de 600 MW. L'expert considère discutable cette politique du Distributeur, compte tenu que le potentiel de partage de réserve pour 2009 était évalué entre 1 618 et 2 440 MW par le NPCC. En conséquence, il recommande à la Régie de demander au Distributeur de revoir sa politique de réservation des achats à court terme et de fournir des justifications de coûts, en fonction des risques, lorsqu'il procède à de telles transactions¹⁹⁴.

[214] La Régie comprend que le Distributeur puisse devoir faire des réservations de court terme pour couvrir les besoins de la pointe de l'hiver qui vient, en garantissant une partie de la réserve partagée. Elle est d'avis qu'il y a lieu d'évaluer cette pratique.

[215] En conséquence, la Régie demande au Distributeur, pour le prochain plan d'approvisionnement, un compte rendu de l'utilisation de ces réservations depuis l'hiver 2007-2008. Ce compte rendu prendra la forme d'un tableau où apparaîtront,

¹⁸⁹ Pièce B-0004, page 28; pièce A-0049, page 156.

¹⁹⁰ Pièce A-0042, pages 170 et 171.

¹⁹¹ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 17.

¹⁹² État d'avancement 2006 du plan d'approvisionnement 2005-2014, page 34, tableau 4.2.

¹⁹³ Pièce B-0004, page 28; pièce B-0023, page 22.

¹⁹⁴ Pièce C-UMQ-0014, pages 78 et 79.

pour chacune des années, notamment le partage de réserve prévu, la quantité réservée, la quantité utilisée, le coût de l'opération ainsi que la justification de la réservation.

3.8 PARTICIPATION AU MARCHÉ DE COURT TERME

[216] Dans sa décision D-2008-133, la Régie indiquait être d'accord avec l'objectif poursuivi par le Distributeur d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme et d'alléger ses procédures, à l'achat comme à la vente, l'objectif final étant d'augmenter la profondeur et la fluidité de ce marché de court terme tout en maintenant l'équité et la transparence. Dans ce contexte, la Régie demandait au Distributeur de l'informer des suites de ces démarches dans l'état d'avancement 2009 du plan d'approvisionnement 2008-2017 et dans le plan d'approvisionnement 2011-2020¹⁹⁵.

[217] Dans le présent dossier, le Distributeur indique que « *considérant le faible volume et la variabilité de ses transactions de court terme, le nombre limité de contreparties et les coûts qui y seraient associés, le Distributeur ne juge pas opportun de développer et d'exploiter une plateforme électronique pour ses transactions de court terme*¹⁹⁶ ».

[218] Dans sa demande de renseignements numéro 1, la Régie demandait au Distributeur d'indiquer les moyens qu'il avait mis ou entendait mettre de l'avant pour répondre à l'objectif d'augmenter le nombre de participants à son marché de court terme. Le Distributeur a répondu ceci :

« Le Distributeur est constamment à l'affût des opportunités visant à mettre en place des conventions de transactions avec de nouvelles contreparties. En ce moment, des discussions sont en cours avec deux nouvelles contreparties. Si les discussions sont concluantes, cela portera le total des participants en règle à quinze.

L'objectif du Distributeur est qu'un nombre suffisant de contreparties participent aux transactions de marché afin de générer une saine compétition. Cela se mesure par le nombre de participants à chacun des appels au marché pour des achats et des reventes d'énergie ferme et des achats de puissance garantie. Il est

¹⁹⁵ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 37.

¹⁹⁶ Pièce B-0004, page 45.

beaucoup plus facile de susciter l'intérêt de contreparties en mode achat qu'en mode vente, compte tenu notamment des capacités limitées de transport en exportation.

Les contreparties ne participent pas nécessairement à tous les marchés et à tous les produits. Certaines ne participent qu'à la vente de puissance ferme, alors que d'autres ne participent qu'aux transactions visant l'achat ou la vente d'énergie ferme. Par conséquent, la saine compétition doit aussi se mesurer par une fourchette de prix raisonnable par rapport aux prix de marché à terme (« Forward ») estimés au moment de la transaction.

Pour l'instant, l'intérêt commercial des transactions avec le Distributeur amène un flux régulier et suffisant de contreparties de qualité¹⁹⁷. »

[219] Lors de l'audience, le Distributeur indique qu'il existe « *un marché qui permet de répondre en mode achat de façon flexible et qui répond moins bien en mode vente, pas parce que le marché n'est pas là, mais parce que la capacité de transiter sur les lignes est moins présente* ». Il ajoute que, « *outre les deux ou trois contreparties supplémentaires, ce qui a changé ce n'est pas notre façon de faire, c'est nos besoins qui ont changé¹⁹⁸* ».

[220] Selon l'UC, le Distributeur n'offre aucune solution permettant de « *développer un contexte de conditions avantageuses pour la revente. Au contraire celui-ci se retranche derrière l'argument de la disponibilité aux interconnexions, et celui du coût de ces transactions et ce, sans avoir entrepris de démarches pour réduire l'impact des obstacles allégués et améliorer les conditions de revente y compris les prix obtenus¹⁹⁹* ».

[221] La Régie prend note des efforts du Distributeur pour augmenter le nombre de contreparties sur le marché de court terme et des contraintes découlant des capacités limitées de transport vers les marchés d'exportation. Elle est d'avis qu'une saine concurrence ne saurait exister sans un nombre suffisant de contreparties.

[222] La Régie constate que le Distributeur fait face à des besoins de revente. Comme il l'indiquait lui-même, « *le Distributeur a dû faire face à plusieurs révisions à la baisse de*

¹⁹⁷ Pièce B-0018, page 12.

¹⁹⁸ Pièce A-0044, page 43 et 44.

¹⁹⁹ Pièce C-UC-0034, page 35.

la prévision de la demande, ce qui a eu pour effet d'accroître les surplus énergétiques réels et prévus, à la fois en volume et en durée²⁰⁰ ».

[223] La Régie remarque également que le Plan du Distributeur prévoit l'accroissement du potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, de même que le recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le Nouveau-Brunswick ou l'Ontario²⁰¹.

[224] Ces constats démontrent l'importance que le Distributeur doit accorder à ses efforts pour stimuler le marché de court terme, surtout lorsqu'il est en mode vente.

[225] Pour ces raisons, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie.

3.9 MODULATION DES LIVRAISONS DE LA CENTRALE DE TCE

[226] Afin de combler des besoins en énergie et en puissance en hiver sans toutefois contribuer aux surplus en période estivale, le Distributeur présente une stratégie de modulation des livraisons de la centrale de TCE à Bécancour. Cette stratégie prévoit des livraisons hivernales à partir de l'hiver 2014-2015²⁰².

[227] Questionné par l'UC au sujet de la possibilité que cette centrale, advenant une entente de modulation avec TCE, fournisse de l'énergie toute l'année en cas de besoin du Distributeur, ce dernier indique que :

« Même si le Distributeur et TCE conviennent d'une suspension (arrêt pour une période d'un an) ou d'une entente de modulation (arrêt pour une période moindre qu'un an) de la production de la centrale de TCE, le Distributeur entend

²⁰⁰ Pièce B-0004, page 9.

²⁰¹ Pièce B-0004, pages 42 et 47 à 49.

²⁰² Pièce B-0039, page 16.

*conserver le plein potentiel de production de la centrale pour combler ses besoins en énergie lorsque requis*²⁰³. »

[228] La Régie a demandé au Distributeur s'il avait l'intention de discuter de la possibilité de partager la production de la centrale de TCE avec le Producteur ou toute autre partie intéressée. Le Distributeur a indiqué qu'aucune discussion de ce type n'avait eu lieu entre le Producteur et lui. Il a toutefois démontré de l'ouverture à entreprendre de telles discussions²⁰⁴.

[229] En ce qui a trait aux caractéristiques, coûts et options alternatives associés à une entente de modulation, le Distributeur mentionne que ses discussions avec TCE sont très embryonnaires et qu'il lui est, par conséquent, impossible de procéder à des analyses comparatives de coûts et d'identifier le mode optimal d'utilisation de cette centrale. Il entend en arriver à une entente avec TCE afin d'être en mesure de compter sur des livraisons hivernales de la centrale de Bécancour pour l'hiver 2014-2015²⁰⁵.

[230] L'UC recommande à la Régie de ne pas approuver, pour le moment, la stratégie de modulation de TCE, faute de renseignements pertinents sur les coûts supplémentaires et les options alternatives pouvant réduire les coûts d'utilisation de la centrale²⁰⁶. L'intervenante formule aussi les demandes suivantes à la Régie :

« UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur :

- *qu'il ne doit pas attendre en 2015 "pour régler le problème de TCE";*
- *que sa position selon laquelle il "entend conserver le plein potentiel de production de la centrale" est irréaliste et ne peut que s'avérer très coûteuse pour les consommateurs.*

UC demande à la Régie d'ordonner au Distributeur :

- *de prendre action immédiatement afin d'analyser toutes les solutions possibles et leurs coûts et entre autres;*
- *de faire les démarches requises afin de tenter de trouver une contre partie en association et/ou d'écouler l'énergie par vente de long terme ferme sur 6-8 mois de l'année pour plusieurs et ce sans délai;*

²⁰³ Pièce B-0060, page 7.

²⁰⁴ Pièce B-0023, page 28; pièce A-0049, page 73.

²⁰⁵ Pièce B-0023, page 27; pièce A-0040, page 211.

²⁰⁶ Pièce C-UC-0017, page 9.

- *d'obtenir tel que mentionné en audiences la position du Producteur relativement à l'utilisation possible, entre autre en remplacement des centrales Gentilly et/ou Tracy, de la Production de TCE à court terme et à plus long terme et de faire rapport sur le résultat de ces discussions dans un délai rapproché;*
- *d'entreprendre les démarches nécessaires pour trouver une contre partie pour le partage de la production de TCE;*
- *d'entreprendre les démarches nécessaires pour procéder à des ventes de long terme sur les marchés voisins;*
- *de comparer par la suite ces solutions à celle de l'arrêt de la centrale de TCE, sur 6-8 mois par année à l'aide d'une analyse de coûts et bénéfices²⁰⁷; »*

[231] Pour sa part, S.É./AQLPA recommande à la Régie d'approuver la démarche du Distributeur visant à tenter de négocier avec TCE la modulation des livraisons de sa centrale de Bécancour. L'intervenant insiste toutefois sur le fait que cette entente devrait offrir au Distributeur toute la flexibilité requise afin de lui permettre de varier ses livraisons selon ses besoins et de lui éviter d'avoir à revendre les volumes ainsi achetés ou à négocier de nouveau la suspension de ces livraisons modulées. Il recommande finalement à la Régie d'ordonner au Distributeur d'interroger formellement le Producteur quant à son intérêt pour acquérir la part inutilisée du contrat original entre le Distributeur et TCE et d'en rendre compte à la Régie²⁰⁸.

[232] Vu le caractère embryonnaire des discussions entre le Distributeur et TCE, la Régie comprend que les caractéristiques et les coûts d'une éventuelle entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE ne peuvent être examinés dans le cadre du présent Plan. Elle comprend également que, dans le cas où le projet d'entente avec TCE s'avérerait impossible, le Distributeur s'en remettra, entre autres, aux conventions d'énergie différée et aux transactions de court terme, afin d'assurer l'équilibre des bilans en énergie et en puissance²⁰⁹.

[233] La Régie demande au Distributeur de lui présenter les caractéristiques et les coûts estimés de l'entente de modulation envisagée avec TCE (durée, date d'entrée en vigueur, formes de modulation, nombre d'heures de fonctionnement en hiver, nombre d'arrêts-départs par an, formules ou références des prix de la puissance et

²⁰⁷ Pièce C-UC-0034, pages 17 et 18.

²⁰⁸ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, pages 23 et 24.

²⁰⁹ Pièce B-0023, page 26.

de l'énergie, taux de livraisons, délais d'appel, etc.) dans un délai raisonnable avant la conclusion de l'entente, soit dans le cadre d'un dossier distinct ou au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

[234] Par ailleurs, la Régie est préoccupée par les coûts assumés par tous les consommateurs pour maintenir cette centrale fermée ou partiellement fermée. **Elle demande donc au Distributeur d'entreprendre des discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.**

3.10 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

[235] Le Distributeur prévoit, dans son Plan, remplacer l'entente d'intégration éolienne par une EGM qui aurait une portée beaucoup plus large²¹⁰. Cette entente, qu'il négocie avec le Producteur, comprendrait les quatre services suivants :

- des services complémentaires supplémentaires pour couvrir les dépassements des niveaux de prestation inscrits dans l'Entente sur l'approvisionnement patrimonial;
- un service de puissance complémentaire de l'ordre de 15 % de la puissance éolienne installée, auquel aurait accès le Distributeur afin de raffermir les livraisons d'énergie en hiver;
- un service de modulation. Pour rendre ce service, le Producteur prendrait livraison de l'énergie associée à certains contrats postpatrimoniaux, nommément les contrats éoliens, de biomasse et des petites centrales hydrauliques, et retournerait l'énergie ainsi emmagasinée (principalement en été) au Distributeur au moment où ce dernier en aurait besoin afin de répondre à la demande (principalement en hiver);
- le rachat, par le Producteur, d'un éventuel solde positif du compte en fin d'année²¹¹.

[236] Le Distributeur explique que si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, il devrait effectuer un nombre accru de transactions sur les marchés

²¹⁰ Pièce B-0042, page 57.

²¹¹ Pièce A-0040, pages 18 à 23.

de court terme et la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Il devrait également conclure des ententes séparées pour acquérir des services complémentaires et la puissance complémentaire²¹².

[237] Plusieurs intervenants, notamment EBM, la FCEI, le RNCREQ et l'UC, questionnent la pertinence d'une telle entente pour le Distributeur.

[238] Le RNCREQ soutient qu'il est essentiel de remettre en question le besoin d'une EGM, du moins sur le plan purement technique d'alimentation de la charge, puisque l'entente ne touche qu'une très faible proportion des besoins en énergie et en puissance du Distributeur, qui pourraient être comblés autrement. Il ajoute qu'il n'y a aucune évaluation des bénéfices que pourrait procurer cette entente par rapport à une alternative pour chacun des services qui la composent²¹³.

[239] EBM est d'avis que cette entente pourrait être scindée en trois composantes séparées, soit la renégociation de l'entente d'intégration éolienne, un appel d'offres en puissance (représentant de 15 à 25 % des 4 000 MW de capacité de production éolienne anticipée) et des transactions d'achats et de ventes de court terme. Selon cette intervenante, en adoptant une telle stratégie, plutôt qu'une EGM avec un seul fournisseur, le Distributeur s'assurerait de la participation d'un plus grand nombre de fournisseurs, ce qui serait à l'avantage de sa clientèle. Elle soutient que le Distributeur est tenu de procéder par appel d'offres pour l'obtention du service de puissance complémentaire inclus dans l'EGM²¹⁴.

[240] La FCEI abonde dans le même sens en soutenant que les services de puissance complémentaire, de modulation et de gestion du solde annuel constituent des nouveaux achats de long terme qui doivent faire l'objet d'un appel d'offres²¹⁵.

[241] Le Distributeur répond à ces arguments en indiquant que :

« Le Distributeur rappelle qu'avec l'EGM, il entend se doter d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroîtra grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement. L'EGM permet d'optimiser les

²¹² Pièce B-0039, page 37.

²¹³ Pièce C-RNCREQ-0024, pages 14 et 15.

²¹⁴ Pièce C-EBM-0016, pages 9, 10 et 12.

²¹⁵ Pièce C-FCEI-0013, pages 15 et 16.

approvisionnement postpatrimoniaux dont il dispose déjà afin de lui permettre de gérer adéquatement la situation de surplus énergétique dans laquelle il se retrouve. Le service de puissance complémentaire qui y est associé servira à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles pourraient provenir de n'importe quel mois de l'année, notamment des mois qui présenteront des surplus. Le service de puissance complémentaire est donc étroitement lié au service de modulation.

L'interprétation d'EBM et de la FCEI est erronée et conduit à des résultats qui sont incompatibles avec l'économie générale de la LRÉ. L'article 74.1 oblige effectivement le Distributeur à procéder par appels d'offres lorsqu'il doit se procurer de nouveaux approvisionnements. L'EGM n'est toutefois pas un nouvel approvisionnement mais un moyen d'optimiser les approvisionnements existants. On ne peut interpréter cette disposition de telle sorte qu'elle oblige le Distributeur à procéder à un nouvel appel d'offres alors qu'il est en mesure d'optimiser les moyens qui sont à sa disposition. Il s'agirait là d'un résultat aberrant puisqu'il pourrait conduire le Distributeur à procéder à des appels d'offres alors qu'il existe des solutions moins coûteuses²¹⁶. »

[242] Lors de l'audience, les débats ont amené le Distributeur à élaborer davantage sur les formules de prix, les bases ou références de prix et les caractéristiques envisagées de l'entente recherchée. Le Distributeur mentionne que la base de référence pour les prix des services complémentaires supplémentaires serait les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*. Le prix de la puissance complémentaire, qui ne serait fournie qu'en hiver, serait basé sur un indice de marché de type UCAP. Il indique également que les analyses économiques au soutien d'une éventuelle entente seraient basées sur une comparaison des coûts encourus avec l'entente envisagée et sans celle-ci. Il indique que, dans ce dernier cas, il y aurait un nombre important de transactions d'achats et de ventes ainsi que des quantités importantes d'électricité patrimoniale inutilisée²¹⁷.

[243] Advenant le cas d'un solde positif en fin d'année, le Distributeur envisage la revente de ce solde au Producteur à un prix qui serait avantageux par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. Il ajoute, lors de l'audience, que les coûts associés à l'EGM n'entraîneront pas de coûts supplémentaires à ceux présentés au tableau R-22.1²¹⁸.

²¹⁶ Pièce B-0084, page 4.

²¹⁷ Pièce A-0040, pages 19 et 20; pièce B-0054, pages 17 et 18.

²¹⁸ Tableau présentant les coûts des approvisionnements associés aux moyens de gestion existants, présenté à la pièce B-0060, page 12; pièce B-0060, page 15; pièce A-0042, page 36.

[244] EBM émet les réserves suivantes quant aux coûts associés à l'EGM :

« À la lumière de la réponse aux engagements 4 et 5 (HQD-7, document 2), nous comprenons que le prix de revente considéré est le marché de New York ("NY") à la zone M-5\$ et que le Distributeur est prêt à vendre son énergie au Producteur sur cette base sans même tenter d'avoir mieux;

En ce qui a trait à la puissance, selon la réponse à l'engagement 7 (HQT-7, document 3), nous comprenons également que le Distributeur est prêt à payer le prix plancher de 2\$ au Producteur pour la puissance alors qu'il peut l'acheter à moins que ce montant sur les marchés de court terme. Il y a de plus, selon nous, la démonstration que l'établissement d'un prix plancher de 2\$ n'était pas judicieux puisque le marché de la puissance dans l'État de NY accessible pour Hydro-Québec est inférieur à ce prix plancher;

Nous soumettons que proposer de simplement se substituer à ces coûts ne représente pas une véritable tentative de la part du Distributeur d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement²¹⁹. »

[245] L'UC soumet qu'il lui est impossible de recommander à la Régie d'accepter l'EGM, puisque les coûts totaux qui en découleront ne sont pas connus. Elle précise, entre autres, que le coût des services complémentaires n'a pas été fourni.

[246] Par ailleurs, l'UC soumet que la méthodologie de fixation de la valeur d'un solde positif du compte en fin d'année, basée sur le prix que le Distributeur peut obtenir lors de la revente de court terme sur le marché de New York à la zone M, n'est pas acceptable. Selon l'intervenante, le prix de rachat d'un solde par le Producteur devrait être neutre pour le Distributeur, c'est-à-dire établi sur le coût moyen des approvisionnements visés par l'EGM. Considérant que la majorité des approvisionnements a été imposée au Distributeur par décret du gouvernement, l'actionnaire d'Hydro-Québec, et que ces approvisionnements ne répondent pas au profil des besoins et causent des surplus, l'UC conclut qu'il revient à Hydro-Québec et à son actionnaire d'en assumer les coûts.

[247] Enfin, l'UC recommande que l'entente soit multi-annuelle²²⁰.

²¹⁹ Pièce C-EBM-0016, page 8.

²²⁰ Pièce C-UC-0034, pages 21, 22 et 24.

[248] La Régie est d'avis qu'une EGM présenterait plusieurs aspects intéressants dont :

- la minimisation des quantités patrimoniales inutilisées;
- l'optimisation des approvisionnements postpatrimoniaux;
- la gestion plus facile grâce à un outil regroupant plusieurs services;
- l'évitement de frais de courtage découlant de la diminution du nombre de transactions de court terme et du rachat du solde annuel par le Producteur.

[249] Elle note qu'à défaut de conclure une telle entente, le Distributeur indique qu'il devrait s'en remettre aux autres moyens usuels, notamment le recours aux marchés de court terme.

[250] La Régie estime que l'EGM envisagée doit être avantageuse économiquement pour le Distributeur et sa clientèle, en permettant de réduire les coûts associés aux moyens autrement utilisés pour équilibrer ses bilans. Elle juge importante la référence aux prix de marché afin de favoriser un prix raisonnable pour les consommateurs. La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de faire la démonstration que cette entente sera avantageuse en comparaison avec les moyens actuellement utilisés, notamment le recours aux marchés de court terme et une utilisation non optimale de l'énergie patrimoniale.

[251] La Régie prend note de la position d'EBM et de la FCEI selon laquelle l'acquisition de puissance complémentaire de 15 % de la puissance installée des parcs éoliens, au-delà de la contribution en puissance de 30 % des contrats éoliens, doit, en vertu de la Loi, faire l'objet d'un appel d'offres.

[252] Elle note la position du Distributeur selon laquelle l'EGM ne constitue pas un nouvel approvisionnement et n'est donc pas assujetti à la procédure d'appel d'offres prévu à l'article 74.1 de la Loi. Il soumet qu'il s'agit d'un moyen de gestion opérationnelle pour accroître la flexibilité de son portefeuille et que ce moyen permettrait d'optimiser les approvisionnements postpatrimoniaux. Le Distributeur invoque également le fait que les contraintes d'équilibrage sont les mêmes que celles visées par l'entente d'intégration éolienne et que seul le Producteur peut agir comme fournisseur d'un tel service de modulation. Par ailleurs, le service de puissance complémentaire servirait à raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période d'hiver, lesquelles peuvent provenir

de n'importe quel autre mois de l'année. Le Distributeur mentionne qu'en ce sens, il est donc étroitement lié au service de modulation²²¹.

[253] Lors de l'audience, le Distributeur a confirmé que la puissance complémentaire serait fournie par le Producteur. Il soutient que celle-ci ne constitue pas un nouvel approvisionnement, mais une garantie de puissance associée aux approvisionnements éoliens qui seraient transférés de l'été à l'hiver. Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il n'y a pas de solution alternative à la puissance complémentaire telle qu'elle existe dans l'EGM. Il mentionne qu'il pourrait acheter de la puissance sur le marché, au besoin accompagnée d'énergie, mais qu'il ne s'agirait pas du même produit que la puissance complémentaire offerte par l'EGM²²².

[254] La Régie retient que le service de puissance complémentaire contribuerait au bilan en puissance du Distributeur à la hauteur de 470 MW²²³ et qu'il constitue un approvisionnement postpatrimonial en puissance. Le Distributeur admet qu'il est possible de se procurer, sur le marché, de la puissance pour raffermir le transfert, de l'été vers l'hiver, de l'énergie découlant des contrats éoliens. Il n'a pas convaincu la Régie que ce service doive nécessairement être obtenu du Producteur par le biais de l'EGM et que l'objectif de raffermissement ne puisse être comblé par un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres.

[255] En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie ne peut retenir l'argument du Distributeur selon lequel ce service ne serait pas visé par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi.

[256] Sous réserve de ce qui précède et des caractéristiques finales de l'EGM à être étudiées dans le cadre du dossier R-3775-2011, la Régie est satisfaite des caractéristiques présentées par le Distributeur et des bases envisagées pour le calcul des coûts qui y sont associés.

²²¹ Pièce B-0084, page 4; pièce B-0042, page 57.

²²² Pièce A-0042, pages 212 et 213; pièce A-0044, pages 214 et 215.

²²³ Pièce B-0023, page 22.

3.11 SUIVIS DES ACTIVITÉS D'APPROVISIONNEMENT DE COURT TERME ET DE L'ENTENTE GLOBALE CADRE

[257] La Régie modifie la fréquence du suivi de la décision D-2008-133 englobant l'ensemble des activités d'approvisionnement de court terme du Distributeur, à l'achat comme à la vente, incluant les transactions sous dispense et les résultats des appels d'offres de court terme²²⁴. Ce suivi trimestriel devient annuel et devra contenir les informations exigées par la décision D-2008-133, lesquelles seront présentées sur une base trimestrielle et sur une année civile.

[258] Ce suivi ainsi modifié, de même que le suivi prévu dans la décision D-2009-107 demandant au Distributeur de déposer le relevé des livraisons réalisées dans l'année en vertu de l'entente globale cadre²²⁵, feront l'objet d'un envoi unique à la Régie, au plus tard le 30 avril de l'année suivante.

3.12 CONTRIBUTION DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

[259] En ce qui a trait à la contribution de l'énergie éolienne inscrite au bilan de puissance, l'expert retenu par l'UMQ mentionne, sous réserve de certains ajustements, qu'il est d'accord avec la méthode préconisée par le Distributeur pour la contribution en puissance de 30 % pour les 3 000 MW de production éolienne considérés dans son étude. Toutefois, il émet deux préoccupations sur cette évaluation de la contribution. La première porte sur l'application déterministe faite par le Distributeur de cette valeur moyenne. La seconde provient du volume de production éolienne dont la quantité de puissance installée est différente pour chacune des années de l'horizon du Plan²²⁶.

[260] La Régie est d'avis qu'il sera éventuellement utile de revoir la contribution en puissance de la production éolienne à partir d'un historique de production réelle. Toutefois, elle est d'avis que cette révision est prématurée puisque l'historique de production est trop court.

²²⁴ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 35.

²²⁵ Le relevé est présenté à partir des besoins réguliers du Distributeur (*proxy*) ainsi qu'à partir de la production des centrales du Producteur. Décision D-2009-107, dossier R-3689-2009, page 27.

²²⁶ Pièce C-UMQ-0014, pages 52 à 56.

[261] S.É./AQLPA souhaite que la contribution en puissance des éoliennes inscrite au bilan de puissance soit de 100 %, comme pour les autres sources d’approvisionnement, et que la réserve requise soit ajustée en conséquence. Par ailleurs, l’intervenant souligne que la part maximale des coûts supportés par le Transporteur, en vertu de l’Appendice J, section E, des *Tarifs et conditions des services de transport d’Hydro-Québec* est calculée selon la puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Il considère que cette part devrait plutôt être calculée en fonction de la puissance de la source de production inscrite au bilan en puissance du plan d’approvisionnement courant du Distributeur. Il maintient sa demande, même s’il admet qu’il peut en résulter un manque de commodité pour le Distributeur lorsqu’il présentera ses tableaux différemment au NPCC²²⁷.

[262] **La Régie est d’avis que le présent dossier n’est pas le forum approprié pour résoudre la problématique relative au calcul des coûts assumés respectivement par le Transporteur et le Distributeur dans le cadre des projets d’ajouts au réseau de transport requis pour desservir la charge locale.**

3.13 AUTOPRODUCTION

[263] Le RNCREQ constate, après quatre années d’opération de l’option de mesurage net, que la participation de 17 clients pour un total de 59,7 kW installés est loin de la limite de puissance totale des équipements d’autoproduction pouvant être raccordés au réseau du Distributeur, soit 3 400 kW. En conséquence, l’intervenant considère qu’il y a lieu d’examiner si le faible succès de l’option est dû à ses contraintes et modalités²²⁸.

[264] La Régie prend note des remarques du RNCREQ quant au faible succès de l’option de mesurage net et partage l’avis de l’intervenant selon lequel il y aurait lieu de mieux comprendre la cause de ces résultats, compte tenu des initiatives annoncées par le gouvernement du Québec à l’égard de la production décentralisée²²⁹.

[265] La Régie est d’avis que le dossier du plan d’approvisionnement n’est pas le forum approprié pour discuter en détail de cette option. **Toutefois, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de l’état d’avancement 2012 du Plan, un bilan**

²²⁷ Pièce C-SÉ-AQLPA-0022, pages 2, 3 et 6; pièce A-0064, page 114.

²²⁸ Pièce C-RNCREQ-0024, page 21.

²²⁹ Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *L’énergie pour construire le Québec de demain*, La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, pages 77 et 78.

de l'application de l'option de mesurage net, en identifiant notamment les facteurs qui expliquent le niveau de participation.

3.14 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

3.14.1 MARCHÉ DES CRÉDITS D'ÉNERGIE RENOUVELABLES (CERs) DANS LE NORD-EST AMÉRICAIN

[266] Le Distributeur indique que les règles de certification des projets d'énergie renouvelable ne sont pas uniformes d'un État à l'autre, ni au sein d'une même région comme la Nouvelle-Angleterre. Les États ont tendance à prendre des actions pour favoriser le développement de projets locaux ou, dans le cadre de la sélection des offres, à affecter un pointage directement relié aux retombées économiques à l'intérieur des frontières de l'État, comme c'est d'ailleurs le cas au Québec.

[267] Le Distributeur indique que la conséquence ultime de la vente des CERs par le Québec serait d'encourager le maintien d'une plus grande quantité de production thermique dans les marchés voisins. Il ajoute que, s'il parvenait à qualifier ses projets et réussissait à vendre les CERs associés sur le marché américain, l'offre de CERs augmenterait de manière importante et leur valeur chuterait²³⁰.

[268] Ainsi, le Distributeur n'entend pas, pour le moment, entreprendre des démarches d'accréditation de ses projets dans les États du Nord-Est américain. Si les conditions de mises en marché des attributs environnementaux devaient changer de manière importante, le Distributeur pourrait réévaluer la situation. Enfin, le Distributeur effectuera une vigie afin de demeurer à l'affût des changements qui pourraient survenir²³¹.

[269] À ce propos, EBM rappelle²³² la décision de la Régie sur le plan d'approvisionnement précédent : « *La Régie considère que la valorisation d'attributs environnementaux sur les marchés externes doit être encouragée*²³³ ».

²³⁰ Pièce B-0004, page 30; pièce B-0030, page 22.

²³¹ Pièce B-0004, page 30.

²³² Pièce C-EBM-0016, page 7.

²³³ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 44.

[270] La FCEI a examiné les recours judiciaires qui ont été entrepris récemment au Massachusetts en lien avec la participation aux appels d'offres de fourniture d'électricité de projets extérieurs à cet État. Elle conclut que « *ces développements récents indiquent que les attributs environnementaux représentent un actif plus important que ne le laisse entendre HQD* ». La FCEI demande à la Régie d'en tenir compte dans sa décision²³⁴.

[271] Le GRAME rappelle que le Distributeur est propriétaire des attributs environnementaux découlant des projets de production éolienne issus des appels d'offres comme l'A/O 2005-03. Une clause spécifique a été incluse aux contrats signés par le Distributeur avec les producteurs, lesquels s'engagent, par ailleurs, à effectuer les démarches nécessaires en vue de leur accréditation²³⁵.

[272] Or, le Distributeur confirme, lors de l'audience, qu'aucune démarche en ce sens n'a été entreprise jusqu'à maintenant²³⁶.

[273] La Régie comprend que les États de la Nouvelle-Angleterre cherchent à favoriser le développement de projets locaux. Néanmoins, ces États fixent aussi les niveaux de portefeuille d'énergie renouvelable qui doivent être respectés par leurs distributeurs pour chacune des années à venir. Selon ces niveaux exigés, des opportunités pourraient se présenter pour le Distributeur, alors que plusieurs de ses parcs éoliens sont déjà en construction.

[274] Quant au risque de voir les prix des CERs chuter de manière importante si le Distributeur parvenait à qualifier ses projets, la Régie note que la stratégie d'approvisionnement du Distributeur vise notamment à réduire les quantités d'énergie qu'il aura à revendre sur l'horizon du Plan. Elle considère par ailleurs que le Distributeur est en mesure de gérer son offre de CERs sur ces marchés tout en s'assurant que les prix ne s'écroulent pas.

[275] Dans le même ordre d'idées, le Distributeur a déjà bénéficié du programme Écoénergie et les subventions découlant de ce programme ont été partagées avec les producteurs éoliens. En ce qui a trait aux CERs, la Régie partage l'avis des intervenants sur le fait que les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger. À titre d'exemple, si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de

²³⁴ Pièce C-FCEI-0013, page 20.

²³⁵ Pièce C-GRAME-0014, page 8.

²³⁶ Pièce A-0049, page 26.

la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif. **La Régie s'attend donc à ce que le Distributeur reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise.**

3.14.2 MISE EN PLACE D'UN ÉVENTUEL MARCHÉ DU CARBONE

[276] Dans un cadre plus large du développement d'un nouveau système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur un suivi des opportunités en lien avec la Western Climate Initiative (WCI) lors du prochain état d'avancement du Plan²³⁷.

[277] Le Distributeur indique qu'il fait actuellement du *reporting* au gouvernement et qu'il attend les développements et les précisions sur les mécanismes qui seront implantés. Pour le moment, il n'aurait pas intérêt à faire de la comptabilisation de crédits d'émissions de gaz à effet de serre potentiels.

[278] La Régie observe que le développement du marché du carbone progresse et que les gouvernements du Québec et de l'Ontario ainsi que l'État de la Californie sont actifs au sein de la WCI. Ce marché pourrait impliquer des obligations pour le Distributeur, qui produit de l'électricité thermique dans les réseaux autonomes, et créer des opportunités du côté des parcs éoliens, dont les attributs environnementaux sont sa propriété, et possiblement du côté des futurs systèmes de jumelage éolien-diesel (JED). **Le Distributeur doit poursuivre une vigie active et en rendre compte dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.**

3.15 COÛTS DE TRANSPORT

[279] Dans sa décision D-2008-133 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie indiquait que :

²³⁷ Pièce C-GRAME-0014, page 10.

« Dans les prochains documents d'appel d'offres et dans les programmes d'achat d'électricité, la Régie demande au Distributeur de définir clairement les exigences techniques s'appliquant aux centrales de faible capacité. Pour s'assurer d'un traitement équitable, le Distributeur devra veiller à ce que ces centrales soient raccordées au réseau de distribution ou de transport au plus bas coût possible, en tenant compte de la nature, de l'emplacement et de la capacité de la centrale²³⁸. »

[280] Pour les nouveaux appels d'offres, le Distributeur offre aux soumissionnaires la possibilité de déposer, au préalable, une demande d'étude exploratoire. Cette étude fournit une estimation préliminaire du mode de raccordement le plus adéquat, de même qu'un ordre de grandeur des coûts de raccordement du projet proposé au réseau de transport ou de distribution, incluant les coûts de modification aux lignes et aux postes existants²³⁹.

[281] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que les solutions permettant de réduire les coûts d'intégration des petits projets de production s'articulent autour des performances particulières des turbines éoliennes, de l'optimisation des liens de télécommunication, de l'exploitation optimale de la capacité des liens existants et du choix du point de raccordement des centrales. Il précise que ces mesures ont été mises en place par le Transporteur, notamment lors de l'appel d'offres A/O 2009-02²⁴⁰.

[282] La Régie prend acte de la possibilité, pour les soumissionnaires, de déposer une demande d'étude exploratoire et encourage la poursuite de cette pratique dans le cadre des prochains appels d'offres. Par ailleurs, elle invite le Distributeur à poursuivre la recherche et l'amélioration de solutions pour réduire les coûts d'intégration des petits projets de production de 25 MW et moins.

3.16 PLAN DES RESSOURCES DU DISTRIBUTEUR

[283] L'argumentation de la FCEI porte principalement sur la comparaison entre le bilan en puissance du Distributeur et le plan des ressources que celui-ci fournit annuellement au Transporteur. Les chiffres « *ne coïncident pas* », selon la FCEI²⁴¹.

²³⁸ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, pages 39 et 40.

²³⁹ Pièce B-0005, page 211.

²⁴⁰ Pièce B-0023, page 54.

²⁴¹ Pièce C-FCEI-0013, pages 2 à 12.

[284] La Régie rappelle sa décision procédurale D-2011-011 :

« [75] [...] les questions relatives aux répartitions des ressources en vertu des tarifs et conditions du Transporteur ne relèvent pas du présent dossier. »

[285] Elle rappelle également sa décision D-2011-064 :

« [37] Dans sa décision D-2011-011, la Régie s'est dit d'avis que les questions relatives aux répartitions des ressources en vertu des Tarifs et conditions du Transporteur ne relevaient pas du présent dossier. La désignation des ressources est une question de même nature et ne relève donc pas du présent dossier. »

[286] Il y a lieu de préciser les forums devant la Régie lors desquels ces débats doivent se tenir. Le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour la présentation, par le Distributeur, de la prévision de ses besoins en énergie et en puissance pour les dix prochaines années, après application des mesures d'efficacité énergétique, ainsi que les moyens qu'il entend prendre pour les satisfaire.

[287] En plus de l'électricité patrimoniale, ces moyens incluent tous les contrats et ententes que le Distributeur a déjà conclus avec le Producteur et d'autres fournisseurs ainsi que ceux qu'il entend conclure sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Ces moyens incluent aussi les achats et ventes sur les marchés de court terme. Les débats portent donc sur le choix des stratégies pour assurer les approvisionnements des marchés québécois et des risques qui en découlent.

[288] Par ailleurs, le plan des ressources que fournit le Distributeur au Transporteur annuellement inclut une liste de centrales du Producteur, puisque c'est à partir de l'ensemble du parc du Producteur que l'électricité patrimoniale est fournie au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale²⁴².

[289] Le plan des ressources inclut également les autres centrales et les parcs éoliens sous contrat avec le Distributeur qui fournissent l'électricité postpatrimoniale. Son objectif est de permettre au Transporteur de planifier le développement et la gestion de son réseau de transport.

²⁴² Pièce A-0042, page 153.

[290] Les objectifs des deux exercices sont donc différents. La Régie maintient que la désignation des ressources du Distributeur aux fins de l'application des *Tarifs et Conditions des services de transport d'Hydro-Québec* ne relève pas du présent dossier.

3.17 MOYENS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ET PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

[291] Le ROEÉ recommande à la Régie de donner un avis au ministre des Ressources naturelles et de la Faune, en vertu de l'article 42 de la Loi, sur divers enjeux relatifs à l'énergie nucléaire, dont sa non-nécessité pour répondre aux besoins énergétiques du Québec et les dangers qu'elle représente. Il demande également à la Régie de convoquer une audience publique et de donner un avis au ministre, en vertu des articles 25 et 42 de la Loi, sur la performance du cadre réglementaire sous le régime de séparation fonctionnelle et la pertinence de la planification intégrée des ressources²⁴³.

[292] Pour sa part, l'ACEFQ recommande que le plan d'approvisionnement du Distributeur s'inscrive dans une démarche de planification intégrée des ressources visant à minimiser les coûts²⁴⁴.

[293] Enfin, l'UC considère que le cadre réglementaire actuel est extrêmement défavorable aux clientèles qu'elle représente. En conséquence, elle demande à la Régie d'indiquer au gouvernement du Québec que des changements majeurs sont requis en ce qui a trait à la planification et à l'acquisition des approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur²⁴⁵.

[294] En ce qui a trait aux demandes du ROEÉ et de l'ACEFQ relatives à la filière nucléaire et à la planification intégrée des ressources, la Régie rappelle que la Loi a été amendée en 2000, notamment par le remplacement, à l'article 72, de l'examen du « *plan des ressources d'Hydro-Québec* » par celui du « *plan d'approvisionnement du Distributeur* ». Elle n'a donc pas compétence pour examiner un tel plan des ressources d'Hydro-Québec, lequel inclut la prise en compte des filières de production d'énergie²⁴⁶.

²⁴³ Pièce C-ROEÉ-0031, pages 18 à 20.

²⁴⁴ Pièce C-ACEFQ-0022, page 12.

²⁴⁵ Pièce C-UC-0034, pages 5 et 6.

²⁴⁶ *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*. L.Q., 2000, c. 22, articles 6 (3^o) et 23.

Par ailleurs, en vertu de l'article 42 de la Loi, la Régie ne peut, de sa propre initiative, donner son avis au ministre que sur les questions qui relèvent de sa compétence.

[295] Quant aux demandes du ROEE et de l'UC relatives à la performance du cadre réglementaire actuel, cette question ne relève pas de l'examen, par la présente formation, de la demande d'approbation du Plan présentée en vertu de l'article 72 de la Loi. En effet, la présente formation doit se prononcer sur le Plan selon le cadre réglementaire en vigueur.

4. GESTION DES RISQUES

[296] Dans le cadre de ses activités d'approvisionnement, le Distributeur doit gérer un ensemble de risques spécifiques qu'il répartit en quatre catégories.

[297] Les risques découlant de l'incertitude quant aux quantités d'énergie requises et livrées découlent des incertitudes liées à la demande et à l'offre ainsi qu'à la possibilité que le fournisseur ne respecte pas ses engagements en termes d'échéancier et de quantités livrées. Le Distributeur indique que ces risques ont une importance moindre dans le contexte actuel, en raison des importants surplus d'énergie qu'il prévoit enregistrer à l'intérieur de l'horizon du Plan. Par ailleurs, les contrats signés pour des approvisionnements de long terme contiennent, pour la plupart, des clauses comportant des pénalités liées à la date garantie du début des livraisons et au maintien de la contribution en énergie. De plus, des garanties pour couvrir les risques financiers sont prévues pour assurer l'exécution de l'obligation contractuelle du fournisseur²⁴⁷.

[298] Une deuxième catégorie de risques est associée à la fluctuation des prix de l'électricité dans les marchés du Nord-Est des États-Unis, lesquels prix se caractérisent, selon le Distributeur, par une forte volatilité et une sensibilité aux variations du taux de change. Pour combler ses besoins en approvisionnement au-delà du volume d'électricité patrimoniale, le Distributeur procède à des appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement à court ou long terme. Or, les prix des contrats de long terme sont souvent ajustés en fonction d'indices, tels que l'indice des prix à la consommation ou le prix du gaz naturel, ainsi qu'en fonction du taux de change.

²⁴⁷ Pièce B-0004, pages 60, 63 et 64.

[299] Le Distributeur indique qu'une approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations des prix des commodités consiste à utiliser des dérivés financiers. Selon lui, cette approche n'est pas sans coûts, ne comporte aucune espérance de réduction de coûts à long terme et peut présenter un accroissement des risques en raison de l'incertitude quant aux quantités requises²⁴⁸.

[300] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur souligne que « *l'utilisation de dérivés financiers n'a pas pour objectif de réduire les coûts d'approvisionnements, mais plutôt d'éliminer la volatilité à laquelle est exposé le Distributeur. Or, à ce titre, le Distributeur est d'avis qu'un compte de frais reportés est un outil qui répond mieux à ses besoins et ceux de sa clientèle*²⁴⁹ ». Pour ces raisons, le Distributeur ne propose pas l'utilisation de ces dérivés dans le contexte actuel.

[301] Quant au risque de défaut d'une contrepartie, le Distributeur mentionne que chacune d'entre elles est sujette à des limites maximales de crédit, accordées en tenant compte, entre autres, des notations de crédit émises par les agences de notation reconnues. En outre, le Distributeur a adopté diverses mesures de contrôle afin de se prémunir contre les risques opérationnels, notamment en matière de sécurité et de confidentialité²⁵⁰.

[302] Enfin, relativement aux risques associés aux approvisionnements de court terme, le Distributeur rappelle qu'il a déposé, en décembre 2008, le Programme de gestion des risques des activités d'approvisionnement d'HQD visant à encadrer les activités de suivi des risques de marché et de crédit découlant de ses activités d'approvisionnement de court terme. Ce programme contient cinq indicateurs clés pour mesurer les risques de marché et de crédit²⁵¹.

[303] La Régie reconnaît que la part importante qu'occupe le volume d'électricité patrimoniale dans le bilan total des approvisionnements contribue à réduire les risques liés à la volatilité des prix de marché. Il est néanmoins important pour le Distributeur de se doter d'une stratégie de gestion des risques qui soit appropriée, c'est-à-dire qui soit adaptée aux caractéristiques de ses approvisionnements postpatrimoniaux, lesquels sont appelés à croître dans le futur.

²⁴⁸ Pièce B-0004, page 61.

²⁴⁹ Pièce B-0023, page 53.

²⁵⁰ Pièce B-0004, page 62.

²⁵¹ Pièce B-0004, page 65; dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, annexe B.

[304] **Dans ce contexte, la Régie est satisfaite de la stratégie de gestion des risques présentée par le Distributeur au présent dossier.**

5. INFORMATION RELATIVE AUX COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

[305] L'article 74.1 de la Loi prévoit, notamment, que la procédure d'appel d'offres doit favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées. Dans cette optique, la stratégie d'approvisionnement en amont du lancement d'appels d'offres doit permettre de minimiser les coûts, compte tenu des risques. Ainsi, la Régie examine les stratégies d'approvisionnement du Distributeur dans une perspective de long terme et doit prendre en compte les principes de suffisance et de fiabilité de ces approvisionnements ainsi que l'objectif de la minimisation des coûts²⁵².

[306] Comme elle l'indiquait lors de l'audience, la Régie ne retient pas la position du Distributeur selon laquelle la démonstration de la minimisation des coûts ne peut se faire que lors du déploiement de la stratégie présentée dans le Plan et qu'après la conclusion d'une entente²⁵³.

[307] À cet égard, la Régie souligne que les informations additionnelles fournies par le Distributeur lors de l'audience lui étaient nécessaires pour évaluer et apprécier sa proposition dans le présent dossier.

[308] En conséquence de ce qui précède et conformément aux principes qu'elle a émis aux paragraphes 44 à 46 de la décision D-2011-011, au paragraphe 22 de la décision D-2011-029 ainsi qu'aux paragraphes 9 à 13 de sa décision D-2011-064, **la Régie demande au Distributeur de documenter davantage, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les caractéristiques et les coûts des stratégies envisagées. En ce qui a trait aux coûts, la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau**

²⁵² Décision D-2011-011, page 12.

²⁵³ Pièce A-0038, page 12.

contenant les quantités, les prix et les coûts estimés (les revenus relatifs à la revente) des moyens d’approvisionnement existants et envisagés.

6. ADOPTION DU PLAN D’APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

[309] La Régie remarque que le Distributeur entend recourir davantage aux marchés de court terme pour faire face à plusieurs situations éventuelles :

- une adhésion plus faible que prévue des clients à l’option d’électricité interruptible;
- l’indisponibilité du bloc de 400 MW de puissance additionnelle des conventions d’énergie différée;
- des besoins additionnels à compter de l’hiver 2015-2016;
- l’absence d’une entente de modulation avec TCE;
- l’indisponibilité d’un service de modulation ou d’équilibrage.

[310] De l’avis de la Régie, il s’avère primordial, dans ce contexte, que le Distributeur mette tout en œuvre pour assurer le succès des stratégies d’approvisionnement qu’il envisage, qu’il exploite au maximum le potentiel des moyens de gestion de la consommation par la mise en place de programmes ou d’appels d’offres et qu’il considère toutes les possibilités d’approvisionnement au Québec et à l’extérieur du Québec, dans un souci de minimisation des coûts.

[311] Par ailleurs, en ce qui a trait à l’approbation du Plan par la Régie, l’UC soumet que :

« le Distributeur ne s’est pas déchargé des obligations que lui imposent les articles 72 de la LRE, 1 et 3.1 du règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement et du paragraphe 31 du Guide de dépôt. Selon l’intervenant, le Distributeur n’a pas démontré de manière probante que les stratégies proposées assureront des approvisionnements suffisants et fiables pour satisfaire les besoins de sa clientèle en énergie et en puissance sur l’horizon du Plan ni qu’elles satisferont ces besoins au plus bas coût possible.

[...]

UC demande en conséquence à la Régie de refuser l'approbation du plan d'approvisionnement tel que soumis par le Distributeur et UC demande à la Régie d'indiquer au Distributeur qu'elle réserve sa décision relativement à l'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 en attendant que le Distributeur lui fournisse les informations et précisions demandées dans la présente argumentation²⁵⁴. »

[312] Pour sa part, EBM considère que :

« Dans ce contexte, la Régie ne devrait pas approuver les stratégies proposées par le Distributeur et [devrait] donner un message clair qu'il y a lieu pour le Distributeur d'opter pour une approche de gestion optimisée de ses approvisionnements postpatrimoniaux²⁵⁵. »

[313] S.É./AQLPA considère que le Plan est incomplet et recommande à la Régie :

« [...] de prévoir une procédure qui lui permettra de garder juridiction afin de pouvoir approuver à la fin 2011 ou en 2012, après audience publique à laquelle les intervenants pourront participer, les éléments du Plan d'approvisionnement 2011-2020 qui restent à compléter ou à être modifiés. Cette procédure pourrait prendre la forme d'une Phase 2 à la fin 2011 [...]»²⁵⁶

[314] Le Distributeur réplique ce qui suit :

« Plusieurs intervenants, on pense notamment à EBM et UC, affirment que le Distributeur n'a pas assumé son fardeau de preuve en ce qui concerne la réduction des coûts des stratégies proposées dans le plan. [...] »

Par ailleurs, à la lumière de l'ensemble de la preuve administrée au cours de ce dossier, accepter une telle conclusion équivaut à imposer au Distributeur un fardeau de preuve démesuré dans un contexte de planification de long terme et,

²⁵⁴ Pièce C-UC-0034, page 45.

²⁵⁵ Pièce C-EBM-0016, page 14.

²⁵⁶ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, page 42.

surtout, dans un contexte où le Plan ne constitue pas une finalité en soi puisque son déploiement fait aussi l'objet d'un encadrement réglementaire. [...]

Le plan d'approvisionnement est d'abord et avant tout un exercice de planification sur un horizon de long terme qui vise à s'assurer de la suffisance et de la fiabilité des approvisionnements en électricité du Distributeur. En outre, le Distributeur s'est acquitté de la demande d'informations de la Régie relative aux coûts en fournissant les formules de prix et les bases de références utilisées pour fixer les coûts, lorsque ce ne sont pas les coûts mêmes qui sont fournis²⁵⁷. »

[315] La Régie ne retient pas les recommandations et demandes d'EBM, de S.É./AQLPA et de l'UC. En cours d'examen du dossier et lors de l'audience, le Distributeur a répondu aux questions des intervenants et fourni les informations exigées par la Régie. Celle-ci juge satisfaisantes ces informations.

[316] **En conséquence, la Régie approuve le Plan du réseau intégré, sous réserve des commentaires émis dans la présente décision.**

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ

1.1 BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[317] La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des historiques des prévisions effectuées ainsi que sur la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision de construction de nouveaux bâtiments. La prévision des besoins en énergie comprend les ventes, les pertes de distribution et de transport, les services auxiliaires des

²⁵⁷ Pièce B-0084, page 2.

centrales et les besoins pour l'usage interne²⁵⁸. La prévision de la demande repose sur l'hypothèse du maintien des interventions commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie, les conditions de service spécifiques et la tarification dissuasive²⁵⁹.

[318] En 2009, les réseaux autonomes desservis par le Distributeur comptaient 16 581 abonnements²⁶⁰ répartis sur six territoires distincts. Les besoins de ces réseaux s'élevaient à 404,1 GWh et la somme des pointes annuelles atteignait 86,7 MW, pour une puissance installée de 164,2 MW²⁶¹.

[319] Le Plan prévoit, d'ici 2013, une augmentation d'environ 4,5 MW de la puissance des centrales thermiques existantes. Les besoins en énergie devraient totaliser 471,5 GWh et la pointe devrait atteindre 101,5 MW en 2020. Ces besoins additionnels en énergie proviennent principalement du Nunavik qui connaîtra une forte croissance démographique²⁶².

[320] La Régie juge raisonnable la prévision des besoins en électricité des réseaux autonomes.

[321] Afin de corréliser les ventes d'énergie au nombre d'abonnements et faire le lien entre l'historique et la prévision de la demande d'électricité, **la Régie demande au Distributeur de fournir, pour les plans d'approvisionnement futurs, en plus des informations prévues au Guide de dépôt²⁶³, les éléments suivants :**

- **l'historique, sur dix ans, du nombre annuel d'abonnements et des ventes annuelles au secteur Résidentiel et agricole, pour chaque réseau autonome;**
- **la prévision des ventes au secteur Résidentiel et agricole, sur un horizon de dix ans, pour chaque réseau autonome.**

²⁵⁸ L'usage interne est l'électricité livrée aux bâtiments appartenant à Hydro-Québec.

²⁵⁹ Pièce B-0006, page 15.

²⁶⁰ Dont 13 997 abonnements résidentiels et agricoles.

²⁶¹ Pièce B-0006, pages 7 et 8.

²⁶² Pièce B-0006, page 5.

²⁶³ Guide de dépôt, 11 juin 2010, pages 24 à 26.

1.2 PERTES

[322] Les pertes globales correspondent à la somme des pertes de distribution et de transport, des services auxiliaires des centrales et des besoins pour l'usage interne²⁶⁴.

[323] En suivi de la décision D-2008-133, le Distributeur présente les taux de pertes de distribution et de transport, les services auxiliaires et l'usage interne de chacun des réseaux autonomes en 2009²⁶⁵. La Régie constate que le taux de pertes global est de 14,5 %²⁶⁶ pour l'ensemble des réseaux autonomes. Le taux de pertes de transport et de distribution est de 8,0 %²⁶⁷, ce qui est supérieur à celui du réseau intégré²⁶⁸. La Régie s'attendrait à un taux de pertes de transport et de distribution inférieur en réseau autonome, notamment compte tenu du fait que la plupart des réseaux autonomes n'ont pas de réseau de transport²⁶⁹ et de l'envergure du réseau de transport intégré.

[324] La Régie observe des taux de pertes de transport et de distribution importants pour certains réseaux, soit l'Île-d'Entrée (23,0 %), Tasiujuaq (16,2 %), Lac-Robertson (14,6 %) et Schefferville (21,1 %). Le Distributeur explique que les données relatives aux pertes sont notamment tributaires des problèmes de mesurage ou de comptabilisation, des retards de facturation et d'une relève de compteurs discontinue à certains moments de l'année²⁷⁰.

[325] La Régie est d'avis que l'examen de la problématique relative aux taux de pertes ne peut se faire sans données valables. En conséquence, **la Régie demande au Distributeur de présenter, dans l'état d'avancement 2012 du Plan, les actions entreprises ou prévues pour améliorer la précision des données relatives aux pertes en réseaux autonomes ainsi que l'échéancier de mise en place de ces actions.**

²⁶⁴ Pièce B-0006, page 8.

²⁶⁵ Pièce B-0007, page 36.

²⁶⁶ Taux de perte global = pertes globales ÷ ventes = 51,3 GWh ÷ 352,8 GWh X 100 = 14,5 %. Pièce B-0006, pages 8 et 9.

²⁶⁷ Le Distributeur calcule le taux de perte de transport et de distribution sur la somme des ventes et de l'usage interne. Pièce B-0006, page 8.

²⁶⁸ Le taux de perte considéré de 2011 à 2020 est de 7,5 % pour le réseau intégré. Pièce B-0004, page 17.

²⁶⁹ Pièce B-0018, page 22.

²⁷⁰ Pièce B-0007, page 35; pièce B-0018, pages 22 et 23.

[326] La Régie juge important à cet égard que le Distributeur raffine la méthode de calcul des pertes des réseaux autonomes afin de connaître les taux de pertes auxquels il devrait normalement s'attendre. À ce sujet, le Distributeur indique que des simulations de fonctionnement, modulées selon les caractéristiques techniques de chacun des réseaux, seraient appropriées pour déterminer le taux de pertes attendu²⁷¹.

[327] En premier lieu, la Régie demande au Distributeur de procéder à de telles simulations pour tous les réseaux autonomes présentant un taux de pertes de transport et de distribution supérieur à 5 % sur cinq ans et de comparer les taux théoriques obtenus aux taux réels mesurés. Elle lui demande également de présenter les résultats obtenus, d'expliquer les différences observées et d'indiquer les correctifs apportés dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[328] En second lieu, le Distributeur devra fournir, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour les trois années précédant le dépôt du plan d'approvisionnement²⁷², en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de transport et de distribution d'électricité. Il devra expliquer les niveaux de pertes supérieurs à 10 %, le cas échéant.

[329] Enfin, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2014-2023, les actions entreprises ou prévues pour réduire les pertes des réseaux présentant des niveaux supérieurs à 10 % ainsi que l'échéancier de mise en place de ces actions.

1.3 UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[330] Les coûts élevés de production au moyen de groupes électrogènes ont amené le Distributeur à implanter des programmes d'efficacité énergétique adaptés aux particularités des différents réseaux autonomes²⁷³.

²⁷¹ Pièce A-0049, page 268.

²⁷² Par exemple, le plan d'approvisionnement 2014-2023 déposé au plus tard le 1^{er} novembre 2013 devra présenter les pertes en 2010, 2011 et 2012.

²⁷³ Pièce B-0006, page 11.

[331] Le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), offert aux clients de réseaux autonomes dotés de centrales thermiques, vise à privilégier l'utilisation du mazout ou d'une combinaison mazout-bois comme source d'énergie pour le chauffage des locaux et de l'eau, afin de réduire la consommation d'électricité²⁷⁴.

[332] Le Distributeur évalue que 35 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine refuse de chauffer au mazout, indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion du système de chauffage. Il estime cependant qu'un potentiel de 15 % de la clientèle pourrait encore accepter cette conversion²⁷⁵. Le Distributeur compte initier une réflexion, au cours de la prochaine année, sur les moyens de consolider le taux d'adhésion au mazout, particulièrement chez la clientèle affaires de ce réseau. Il étudie la possibilité d'une bonification ou d'une modification du PUEÉ²⁷⁶. **La Régie prend note de la réflexion du Distributeur sur la possibilité de modifier le PUEÉ pour les Îles-de-la-Madeleine.**

[333] Par ailleurs, considérant que la communauté de La Romaine n'a jamais été réceptive à l'utilisation du mazout comme mode de chauffage, malgré l'aide financière, le Distributeur considère qu'il ne peut y implanter le PUEÉ²⁷⁷.

[334] La Régie est d'avis qu'il serait donc opportun de reconsidérer ce programme et de l'intégrer à la stratégie d'approvisionnement des réseaux autonomes. En effet, cette stratégie, adaptée aux différents réseaux autonomes, doit tenir compte de leurs particularités, de leurs possibilités en termes de ressources énergétiques alternatives ou de nouvelles technologies qui pourraient y être implantées. Cette stratégie devrait également tenir compte du PTÉ en réseaux autonomes ainsi que de la réflexion prévue par le Distributeur pour les Îles-de-la-Madeleine. **Les résultats de cette réflexion devront être déposés dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.**

[335] Les programmes du PGEÉ du Distributeur sont offerts à l'ensemble de sa clientèle, y compris dans les réseaux autonomes. Des adaptations sont cependant apportées à certains programmes afin d'amoindrir les barrières à la participation rencontrées spécifiquement dans ces réseaux²⁷⁸.

²⁷⁴ À l'exception de la clientèle résidentielle du réseau de Clova. Pièce B-0006, page 12.

²⁷⁵ Pièce B-0026, page 9.

²⁷⁶ Pièce B-0026, pages 7 et 11.

²⁷⁷ Pièce B-0006, page 12.

²⁷⁸ Pièce B-0006, page 13.

[336] Le Distributeur évalue à 20,5 GWh le potentiel d'économies d'électricité qu'il peut exploiter sur une base commerciale. Les résultats anticipés du PGEÉ en réseaux autonomes indiquaient que 30 % de ce potentiel serait atteint en 2010²⁷⁹.

[337] Le Distributeur indique avoir analysé diverses mesures de réduction de la puissance pouvant être implantées en réseaux autonomes, notamment les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible. Selon le Distributeur, aucune de ces deux mesures ne présente un potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins de puissance. Le Distributeur compte néanmoins poursuivre la promotion du chauffe-eau à trois éléments auprès des clients résidentiels qui utilisent l'électricité pour le chauffage de l'eau²⁸⁰.

[338] La Régie prend acte du fait que le Distributeur, conformément à la décision D-2011-028, entreprendra à l'automne 2011 une réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes²⁸¹. Elle demande au Distributeur d'examiner spécifiquement les mesures de gestion de la consommation applicables à chaque réseau dans le cadre de cette réévaluation. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié. À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier son objectif de gestion de la consommation en réseaux autonomes. Le suivi relatif à ces demandes devra être déposé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

[339] Par ailleurs, le GRAME souligne que le projet de LAD du Distributeur ne vise pas les réseaux autonomes dans la première phase de déploiement, ce qui signifie que les mesures de gestion de la demande y seront retardées. Compte tenu des enjeux majeurs associés à la réduction de la consommation de carburants, particulièrement dans le réseau des Îles-de-la-Madeleine, le GRAME recommande d'y accélérer le processus d'implantation du projet de LAD et des mesures de gestion de la consommation²⁸².

[340] La Régie considère prématurée la proposition du GRAME, en raison du caractère insuffisant de l'information relative au projet LAD fournie au présent

²⁷⁹ Sur la base du PTÉ évalué en 2005, près de 70 % en 2015. Pièce B-0006, page 14.

²⁸⁰ Pièce B-0006, pages 14 et 15.

²⁸¹ Pièce B-0081, page 4.

²⁸² Pièce A-0057, pages 20 à 22.

dossier. Cette proposition fera, au besoin, l'objet d'un examen dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

2. CRITÈRE DE PLANIFICATION DES ÉQUIPEMENTS

[341] Le Distributeur base sa planification des équipements thermiques et hydrauliques en réseaux autonomes sur la puissance garantie des centrales, afin de minimiser le risque de perte d'alimentation. Pour calculer la puissance garantie, le Distributeur applique un facteur de 90 % à la puissance totale des groupes de production (puissance installée), de laquelle a été soustraite la puissance du plus gros groupe²⁸³.

[342] À Cap-aux-Meules, aux Îles-de-la-Madeleine, la puissance des deux plus gros groupes est soustraite, étant donné la capacité importante des groupes et, conséquemment, du temps requis pour l'entretien, qui peut être fait de façon plus économique tout au long de l'année. Cependant, le Distributeur indique qu'en dernier recours, il pourrait installer des groupes électrogènes de secours afin de sécuriser l'approvisionnement jusqu'à l'installation d'un groupe de base additionnel²⁸⁴.

[343] Tel que mentionné précédemment, le Distributeur examine la possibilité d'une bonification du PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine. De plus, il discute avec Mine Seleine, qui possède des groupes électrogènes, des possibilités d'interrompre sa consommation d'électricité en pointe²⁸⁵.

[344] La Régie constate que la méthodologie et les hypothèses utilisées pour définir la puissance garantie des installations n'ont pas changé depuis le dernier plan d'approvisionnement et elle juge qu'elles sont encore appropriées. Elle accepte le critère de planification des équipements des réseaux autonomes.

²⁸³ Pièce B-0006, page 19; dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-68, HQD-6, document 1, page 14.

²⁸⁴ Pièce B-0006, pages 19 et 20; pièce B-0026, page 12.

²⁸⁵ Pièce B-0026, page 11.

[345] Cependant, compte tenu que le Distributeur comble déjà son critère de puissance garantie à Schefferville par l'utilisation de groupes électrogènes de secours²⁸⁶, **la Régie demande au Distributeur d'examiner la possibilité d'appliquer une telle option ailleurs en réseaux autonomes, par exemple aux Îles-de-la-Madeleine. Les conclusions de cet examen devront être déposées dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan.**

[346] **Par ailleurs, la Régie constate qu'il existe d'autres options qui pourraient permettre au Distributeur de respecter son critère de planification des équipements, tout en repoussant l'investissement pour un groupe électrogène de base additionnel. Elle demande au Distributeur d'examiner ces options.**

3. MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS

[347] Entre 2014 et 2020, la hausse des besoins nécessitera une augmentation de la puissance installée de 16,9 MW, pour atteindre 181,4 MW à la fin de 2020²⁸⁷.

[348] À l'heure actuelle, deux centrales hydrauliques et 23 centrales thermiques alimentent les 30 communautés des réseaux autonomes. C'est une centrale thermique de moins que lors du plan d'approvisionnement 2008-2017, en raison du raccordement de Wemotaci au réseau intégré en 2008²⁸⁸.

[349] La production thermique locale, au moyen de groupes électrogènes, assure l'alimentation de plus de 80 % des clients des réseaux autonomes. D'ici 2013, le Distributeur considère que le moyen le plus fiable et sécuritaire de combler les besoins supplémentaires des clients demeure l'ajout ou le remplacement de groupes électrogènes. Il poursuit cependant une stratégie globale, où les moyens de réduire la consommation de carburants sont étudiés²⁸⁹.

²⁸⁶ Pièce A-0049, page 204.

²⁸⁷ Pièce B-0006, page 22.

²⁸⁸ Pièce B-0006, pages 5 et 6.

²⁸⁹ Pièce B-0006, pages 6, 18, 19 et 23.

[350] Plusieurs solutions sont envisageables :

- le raccordement au réseau intégré;
- le JED;
- l'hydroélectricité incluant le jumelage hydraulique-diesel et les hydroliennes;
- la valorisation de la chaleur excédentaire;
- la production d'électricité à partir de la biomasse forestière.

[351] Le Distributeur est d'avis que tous les projets visant le remplacement des équipements de production thermique doivent être économiquement rentables et acceptables du point de vue des communautés concernées²⁹⁰.

[352] Selon le Distributeur, la piste la plus prometteuse pour la production d'électricité dans la plupart des communautés demeure le JED. La technologie éolienne est mature et présente un potentiel élevé au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine. Pour l'hydraulique, le réseau d'Inukjuak offre un potentiel intéressant. Au sujet de la biomasse forestière, les réseaux d'Opitciwan et de Port-Menier disposent de ressources suffisantes, mais la rentabilité des projets reste à démontrer. La plupart des autres technologies ne sont pas encore matures ou ne permettent pas de réduire les coûts²⁹¹.

[353] Le RNCREQ souligne que, pour le moment, la stratégie du Distributeur en matière de JED se résume à la réalisation de projets pilotes en 2015 et 2016 et qu'il est donc encore temps de réajuster le tir, au besoin, à la lumière des informations relatives au coût du carburant fournies dans le dossier Akulivik²⁹².

[354] La Régie constate, du rapport d'expertise du RNCREQ²⁹³, que des systèmes de JED commerciaux sont exploités depuis plus d'une décennie. Elle rappelle que le premier projet de JED devait être mis en service au Nunavik en 2008²⁹⁴. **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du**

²⁹⁰ Pièce B-0006, page 23.

²⁹¹ Pièce B-0006, page 23.

²⁹² Pièce C-RNCREQ-0024, pages 7, 8, 11 et 12.

²⁹³ Pièce C-RNCREQ-0015.

²⁹⁴ Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 33.

Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine²⁹⁵, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. **Le Distributeur doit également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.**

[355] Par ailleurs, le Distributeur souligne qu'il évalue, pour tous les projets, la possibilité de s'associer avec des tierces parties dans l'élaboration et la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique, d'intégration de technologies d'énergie renouvelable et de récupération de la chaleur. En outre, le Distributeur n'écarte pas la possibilité d'acheter de l'électricité de centrales appartenant à des communautés ou de constituer des partenariats avec ces communautés pour la construction et l'exploitation d'équipements de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, de l'hydraulique ou de la biomasse forestière. Il est notamment en discussion avec les communautés d'Inukjuak et d'Opitciwan pour l'achat d'énergie²⁹⁶.

[356] Le GRAME recommande que de tels projets se réalisent en partenariat avec les communautés, afin de permettre non seulement une réduction des tarifs, mais également d'assurer leur acceptabilité sociale²⁹⁷.

[357] **La Régie est avis que le Distributeur doit poursuivre ses efforts en vue de favoriser l'implication des communautés dans des projets locaux, y compris ceux de production d'électricité et de récupération de chaleur. Par ailleurs, elle accueille favorablement le fait que, à l'étape de la conception du projet de centrale thermique à Kuujuaq, le Distributeur s'est enquis auprès de la communauté de son intérêt pour de la chaleur excédentaire²⁹⁸.**

[358] La Régie constate que, dans le cadre de sa réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes, le Distributeur prévoit examiner le potentiel de la technologie photovoltaïque²⁹⁹. S.É./AQLPA souligne que le coût des panneaux solaires

²⁹⁵ IREQ, *Jumelage éolien-diesel – Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine*, mai 2008; dossier R-3648-2007, pièce B-68, HQD-6, document 1, annexe 1.

²⁹⁶ Pièce B-0006, pages 23 et 24.

²⁹⁷ Pièce C-GRAME-0014, page 15.

²⁹⁸ Pièce B-0026, page 18.

²⁹⁹ Pièce B-0084, page 7.

photovoltaïques a subi une baisse importante de 2008 à mars 2011. L'intervenant conclut à la rentabilité de cette technologie, compte tenu du prix actuel du carburant au Nunavik et dans d'autres réseaux autonomes³⁰⁰. À cet effet, l'expert retenu par S.É./AQLPA conteste une affirmation du Distributeur selon laquelle l'ensoleillement ne soit pas suffisant au Nunavik pour l'application de la technologie photovoltaïque³⁰¹. Selon l'expert, les cartes de production énergétique du gouvernement du Canada indiquent que la ressource photovoltaïque est annuellement de plus de 1 000 kWh par kW installé au Nunavik, ce qui est presque autant qu'à Montréal. Il ajoute que le fait d'être situé au nord du 53^e parallèle constituerait même un avantage, puisque l'inclinaison des panneaux évite l'accumulation de neige³⁰². **La Régie invite le Distributeur à considérer ces caractéristiques dans son évaluation des panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la révision du PTÉ en réseaux autonomes.**

3.1 ÎLES-DE-LA-MADELEINE

[359] La centrale de Cap-aux-Meules fera face à des dépassements de puissance garantie d'ici 2013. Compte tenu des délais de réalisation des projets d'augmentation de puissance, des mesures de mitigation seront mises en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients. Les mesures de mitigation comprennent l'utilisation de génératrices de secours et la gestion de la consommation. Un raccordement au réseau intégré est également possible, à l'horizon 2020, pour les réseaux des Îles-de-la-Madeleine³⁰³.

[360] À cet égard, le Distributeur prévoit, afin de fournir les 5 MW de puissance supplémentaire projetée, l'implantation d'un petit groupe qui permettra en outre d'intégrer, par la suite, le déploiement d'un projet de JED vers 2015-2016, en fonction des études d'intégration techniques actuellement en cours. Le Distributeur prévoit obtenir, en 2013, les résultats de l'analyse préliminaire des choix d'alimentation de la centrale. Si le raccordement au continent par Percé est retenu, la centrale de Cap-aux-Meules sera conservée en réserve froide, en cas de contingence³⁰⁴.

³⁰⁰ Pièce C-SÉ-AQLPA-0035, page 39.

³⁰¹ Pièce A-0049, page 257.

³⁰² Pièce A-0064, pages 123 et 124.

³⁰³ Pièce B-0006, pages 22 et 27.

³⁰⁴ Pièce A-0049, pages 227 et 304 à 310.

[361] **La Régie considère que le Distributeur doit tenir compte de tout projet à l'étude, dont le projet de JED et le projet de raccordement au réseau intégré, dans sa planification d'augmentation de puissance à la centrale thermique.**

3.2 SCHEFFERVILLE

[362] Le territoire de Schefferville compte environ 4,3 % de la clientèle des réseaux autonomes et ses besoins en électricité totalisent environ 10 % de la demande de ces réseaux. La centrale hydraulique de Menihek, située au Labrador, produit l'énergie nécessaire aux clients du territoire et aucun PUEÉ n'est offert à la clientèle de Schefferville. Le Distributeur poursuit, à l'horizon 2013, la réfection de la centrale de Menihek et les démarches visant à reconstruire le réseau de transport entre la centrale et Schefferville ainsi qu'une partie du réseau de distribution.

[363] Les besoins en énergie de Schefferville atteindront 54,1 GWh en 2020 et les besoins en pointe s'élèveront à 12,6 MW. Le réseau de Schefferville nécessite une augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers 2015³⁰⁵.

[364] Le Distributeur indique que l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Menihek a été envisagée, à la demande de la Régie³⁰⁶, mais que cette option s'avère moins économique qu'une solution thermique de relève. Une centrale thermique de réserve, qui ne fonctionnera qu'en cas d'urgence, est donc prévue. Par ailleurs, le Distributeur a également considéré diverses mesures visant à réduire la demande de pointe, telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance, mais aucune mesure n'a montré un potentiel suffisant en puissance³⁰⁷.

[365] Le GRAME est d'avis que le Distributeur a choisi la solution la moins contraignante et la plus facile, sans considérer la croissance de la demande dans une

³⁰⁵ Pièce B-0006, page 42.

³⁰⁶ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 50.

³⁰⁷ Pièce B-0006, pages 42 et 43.

vision de développement durable de long terme, ni l'inévitable augmentation du prix des carburants³⁰⁸.

[366] Le RNCREQ souligne que la consommation unitaire des clients domestiques de Schefferville est très élevée et recommande une analyse rigoureuse de cette consommation³⁰⁹. À cet égard, la Régie constate que la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole à Schefferville doit croître de 38 198 kWh en 2010 à 39 653 kWh en 2020³¹⁰. Le Distributeur explique cette forte consommation unitaire principalement par les conditions climatiques, la qualité des habitations, la faible participation des ménages au PGEÉ, la proportion d'habitations unifamiliales ainsi que par les taux de diffusion du chauffage de l'espace et de l'eau à l'électricité³¹¹.

[367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.

3.3 HAUTE-MAURICIE

[368] Le Distributeur indique que l'ajout d'un groupe électrogène de 240 kW à l'extérieur de la centrale de Clova ne s'est pas concrétisé en 2010, vu une augmentation de charge moins importante que prévue.

[369] Par ailleurs, le projet de remplacement d'un groupe existant par un groupe plus puissant a été retardé à la centrale d'Opitciwan. Le projet devrait cependant être mis en service en 2011. La puissance nominale de ce groupe a été revue à la hausse, passant de 1 825 kW à 1 880 kW³¹². La Régie constate que cet ajout de puissance fait passer la puissance garantie à 3,9 MW en 2011, alors que la pointe annuelle n'excèdera cette valeur

³⁰⁸ Pièce C-GRAME-0010, page 53.

³⁰⁹ Pièce C-RNCREQ-0024, page 7.

³¹⁰ Calcul de la Régie à partir des informations contenues au tableau A-7.6.0.A révisé. Pièce B-0019, page 68.

³¹¹ Pièce B-0026, pages 13 à 16.

³¹² Pièce B-0006, page 21.

qu'à compter de 2019³¹³. Le Distributeur explique cet ajout de puissance par la demande supplémentaire et les variations de cette dernière, associées à une scierie d'Obedjiwan³¹⁴. **La Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur à cet égard.** Cependant, elle note que le Distributeur n'a pas tenu compte des développements possibles d'un projet de biomasse, au motif que celui-ci n'est pas encore assez avancé³¹⁵.

[370] Un raccordement au réseau intégré est également envisagé pour le réseau d'Opitciwan à l'horizon 2020³¹⁶.

[371] **La Régie considère que le Distributeur doit, à l'avenir, tenir compte des projets potentiels de biomasse et de raccordement au réseau intégré dans sa planification d'ajout de puissance de source thermique à Opitciwan.**

3.4 CONCLUSION

[372] La Régie note la position du Distributeur selon laquelle, en matière de JED, tant aux Îles-de-la-Madeleine qu'au Nunavik, la stratégie élaborée est celle qui offre le plus de chances de succès. Elle observe également que le Distributeur est à l'affût de technologies viables et éprouvées afin de réduire la consommation de carburants fossiles et qu'il est en pourparlers avec des communautés pour le développement éventuel de centrales hydrauliques ou à la biomasse forestière. Enfin, la Régie note que le Distributeur favorise le raccordement des communautés au réseau intégré³¹⁷.

[373] La Régie constate que des investissements importants sont prévus pour satisfaire, à court terme, la demande croissante de certains réseaux autonomes. Ces investissements soulèvent un certain questionnement, dans un contexte où le raccordement de certains réseaux au réseau intégré est envisagé³¹⁸.

³¹³ Pièce B-0019, page 66, tableau A-7.5.1.A révisé.

³¹⁴ Pièce A-0049, pages 317 et 318.

³¹⁵ Pièce B-0026, page 4.

³¹⁶ Pièce B-0006, pages 21 et 27.

³¹⁷ Pièce B-0081, pages 13 et 14.

³¹⁸ Notamment Clova et Opitciwan.

[374] À cet égard, le RNCREQ est d'avis qu'il est nécessaire de revisiter les encadrements normatif, technologique et tarifaire sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, afin d'évaluer le coût d'opportunité des investissements « diesel » proposés par le Distributeur. L'intervenant favorise une approche intégrée de la planification pour les réseaux autonomes³¹⁹.

[375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects.

4. COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

[376] Plusieurs intervenants soulignent la croissance des déficits d'exploitation observés en réseaux autonomes et insistent sur l'importance de mettre en place des mécanismes de contrôle et de réduction des coûts pour ces réseaux.

[377] Dans sa décision D-2011-064, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements en réseaux autonomes³²⁰. Compte tenu qu'une réduction de ces coûts passe par une meilleure connaissance de ceux-ci, **la Régie demande au Distributeur de fournir, dans ses plans d'approvisionnement futurs, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome, pour l'année précédant le dépôt du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devra également comparer ces coûts à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. La Régie invite, en outre, le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.**

³¹⁹ Pièce C-RNCREQ-0024, pages 8 et 13.

³²⁰ Décision D-2011-064, page 14.

5. ADOPTION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

[378] La Régie approuve le Plan des réseaux autonomes, sous réserve des commentaires émis dans la présente décision.

[379] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE, sous réserve des commentaires émis dans la présente décision, le plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur;

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

Gilles Boulianne
Régisseur

Richard Carrier
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- 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 Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.