

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-039

R-3738-2010

6 avril 2011

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt
Richard Lassonde
Jean-François Viau
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

*Demande de modification des tarifs et conditions des
services de transport d'Hydro-Québec au 1^{er} janvier 2011*

Intervenants :

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

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	6
LEXIQUE	7
1. INTRODUCTION	9
2. OBJECTIONS À LA PREUVE PRISES SOUS RÉSERVE	10
3. EFFICIENCE, PERFORMANCE ET BALISAGE	13
3.1 Efficience	13
3.2 Indicateurs de performance	20
3.3 Balisage	25
4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE	28
4.1 Les principes réglementaires	28
4.2 Les méthodes d'établissement du coût de service	29
5. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT	34
5.1 Évolution des dépenses	34
5.2 Charges nettes d'exploitation	35
5.3 Autres charges	53
5.4 Frais corporatifs, intérêts reliés au remboursement gouvernemental et facturation externe ..	59
6. BASE DE TARIFICATION	61
6.1 Évolution de la base de tarification	61
6.2 Immobilisations corporelles en exploitation	66
6.3 Actifs incorporels	68
6.4 Dépenses non amorties et autres actifs	69
6.5 Fonds de roulement réglementaire	69
6.6 Autorisations relatives aux mises en exploitation	69
6.7 Modifications aux durées de vie utile	70

7. COÛT DU CAPITAL	71
7.1 Structure du capital et taux de rendement sur l'avoir propre.....	71
7.2 Coût de la dette.....	73
7.3 Taux de rendement sur la base de tarification	74
7.4 Coût en capital prospectif	75
8. REVENU REQUIS	75
9. PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT.....	77
10. COMMERCIALISATION	79
10.1 Contexte.....	79
10.2 Taux de pertes de transport.....	80
10.3 Prévisions des besoins des services de transport.....	80
10.4 Politique d'ajouts au réseau	83
10.5 Suivi des engagements d'achat pour les ajouts au réseau.....	106
10.6 Conclusion sur la politique d'ajouts.....	109
11. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	110
11.1 Conformité avec la méthodologie de répartition des coûts retenue par la Régie.....	110
11.2 Répartition de l'amortissement des retraits d'actifs	111
12. TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT	112
12.1 Tarifs de transport.....	112
12.2 Tarification des services complémentaires.....	115
12.3 Application prospective des tarifs	115
12.4 Contributions pour les ajouts au réseau	119
12.5 Tarifs et conditions.....	122
DISPOSITIF	125
ANNEXE 1.....	129

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1	
MESURES D'EFFICIENCE 2008-2011	15
TABLEAU 2	
SOMMAIRE DES GAINS NETS CUMULATIFS AUX CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	18
TABLEAU 3	
ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE 2009-2011	35
TABLEAU 4	
ÉVOLUTION DES CHARGES BRUTES DIRECTES 2009-2011	36
TABLEAU 5	
ÉVOLUTION DU BUDGET SPÉCIFIQUE 2007-2011	41
TABLEAU 6	
ÉVOLUTION DES CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS 2009-2011	47
TABLEAU 7	
ÉVALUATION PAR LE TRANSPORTEUR DES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION POUR 2011 À L'AIDE DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE DE LA RÉGIE	50
TABLEAU 8	
ÉVOLUTION DES AUTRES CHARGES 2009-2011	54
TABLEAU 9	
ÉVOLUTION DES FRAIS CORPORATIFS	60
TABLEAU 10	
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2009-2011	62
TABLEAU 11	
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 2009-2011	76
TABLEAU 12	
BESOINS DES SERVICES DE TRANSPORT EN 2011	82
TABLEAU 13	
TARIFS EN VIGUEUR ET TARIFS PROPOSÉS	112
TABLEAU 14	
ÉVOLUTION DU TARIF DE POINT À POINT DE LONG TERME ET DE LA FACTURE DE LA CHARGE LOCALE	113
TABLEAU 15	
ÉVOLUTION DE LA RÉPARTITION PAR CATÉGORIE DES COÛTS DES POSTES DE DÉPART	121
TABLEAU 16	
CONTRIBUTIONS MAXIMALES POUR L'ANNÉE 2011 POUR LES POSTES DE DÉPART ET LE RÉSEAU COLLECTEUR	122

LEXIQUE

ACÉ	Association canadienne de l'électricité
ATPC	Actif au titre des prestations constituées
CEM	Centre d'expertise matériel
CNE	Charges nettes d'exploitation
COPE	Committee on Performance Excellence
CRT	Cedars Rapids Transmission (Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée)
CSP	Centre de services partagés
ÉLL	Énergie La Lièvre
ÉTC	Équivalent temps complet
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GCL	Groupe charge locale
HQÉ	Hydro-Québec Équipement et services partagés
IAP	Installation d'attribution particulière
IC	Indice de continuité
ICCA	Institut canadien des comptables agréés
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (normes internationales d'information financière)
IPC	Indice des prix à la consommation
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
OASIS	<i>Open Access Same-Time Information System</i>
OATT	<i>Open Access Transmission Tariff</i>
RTA	Rio Tinto Alcan
SCHM	Société en commandite hydroélectrique Manicouagan
TIC	Technologies de l'information et des communications
TSO	Transmission System Operator

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
%	pour cent
G	giga (milliard) – placé devant une unité, la multiplie par 10^9
GWh	gigawattheure
k	kilo (mille) - placé devant une unité, la multiplie par 10^3
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure
M	méga (million) - placé devant une unité, la multiplie par 10^6
MVA	mégavoltampère
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
T	téra (billion) - placé devant une unité, la multiplie par 10^{12}
TWh	térawattheure

1. INTRODUCTION

[1] Le 2 août 2010, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51 et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport à compter du 1^{er} janvier 2011. La pièce B-1, HQT-9, document 1.2, intitulée Schéma unifilaire du réseau et schémas d'écoulement de puissance, est déposée sous pli confidentiel.

[2] Le 9 août 2010, la Régie rend sa décision procédurale D-2010-110 et un avis public paraît le 10 août 2010.

[3] Le 16 septembre 2010, la Régie rend sa décision D-2010-124 sur la reconnaissance des intervenants, le cadre des interventions, les budgets de participation et les rapports d'expert.

[4] Dans cette décision, la Régie reporte à une seconde phase du présent dossier le traitement de certaines modalités d'application de la politique d'ajouts au projet Matapédia. Par ailleurs, elle fixe des modalités particulières pour le traitement de la politique d'ajouts au réseau du Transporteur. Ainsi, deux groupes d'intervenants sont autorisés à intervenir sur cet enjeu, soit le Groupe charge locale (GCL), dont font partie l'ACEFO, l'ACEFQ, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, OC, l'UC et l'UMQ, et le Groupe service point à point constitué par EBMI. Dans cette même décision, la Régie se prononce également sur la confidentialité de la pièce B-1, HQT-9, document 1.2 déposée le 2 août 2010.

[5] Le 20 septembre 2010, une séance de travail se tient aux bureaux de la Régie à Montréal.

[6] L'audience orale se déroule du 29 novembre au 3 décembre 2010. Le Transporteur dépose une réplique écrite aux argumentations des intervenants le 10 décembre 2010.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

[7] Le 9 décembre 2010, le Transporteur dépose une demande interlocutoire afin que les tarifs qu'il propose pour l'année témoin, incluant ceux des services complémentaires, le taux de pertes et le cavalier, soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2011.

[8] Le 16 décembre 2010, par sa décision D-2010-157, la Régie déclare provisoires, à compter du 1^{er} janvier 2011, les tarifs proposés par le Transporteur aux pièces B-42, HQT-12, document 1.1 et HQT-12, documents 5 et 6, révisées en date du 9 décembre 2010, incluant ceux des services complémentaires ainsi que le taux de pertes et le cavalier.

[9] La présente décision porte sur la modification des tarifs et conditions des services de transport pour l'année témoin 2011.

[10] Le 22 mars 2011, la Régie est avisée qu'elle devra désormais référer à Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) plutôt qu'à Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI)².

2. OBJECTIONS À LA PREUVE PRISES SOUS RÉSERVE

[11] Le Transporteur demande la radiation de certains éléments de la preuve de S.É./AQLPA et du GRAME et de celle de l'ACEFQ³ et s'est objecté à une question posée par la FCEI en audience⁴. Ces objections ont été prises sous réserve⁵.

Preuve de S.É./AQLPA et du GRAME

[12] Relativement à la preuve de S.É./AQLPA et du GRAME, le Transporteur demande que soit radiée la partie portant sur les gains d'efficience visant l'optimisation des investissements. Il soumet que cette preuve va à l'encontre de la décision D-2010-124 par laquelle la Régie indiquait aux intervenants de s'en tenir aux enjeux déjà ciblés dans la

² Pièce C-4-14.

³ Pièce B-18.

⁴ Pièce A-20-4, pages 40 et 41.

⁵ Pièce A-20-1, pages 13 et 14 et pièce A-20-4, page 41.

décision D-2010-110. De plus, le Transporteur soutient que S.É./AQLPA et le GRAME ne peuvent, par le biais de suivi de gains d'efficience, s'arroger la possibilité d'élargir le débat pour leur permettre de suggérer des approches différentes ou des suivis qui ne sont ni pertinents, ni retenus comme sujets d'audience. Ces sujets relèveraient, selon le Transporteur, davantage de la gestion de ses activités courantes.

[13] Dans le cadre de son argumentation finale, le Transporteur réitère son objection à cette preuve. S.É./AQLPA et le GRAME, quant à eux, n'ont pas soumis d'arguments à l'encontre de la position adoptée par le Transporteur.

[14] La preuve de S.É./AQLPA et du GRAME étaye deux recommandations relatives à l'optimisation des investissements. La première recommandation porte sur le maintien des mesures conventionnelles de surveillance pour la première année de rodage et s'inscrit dans l'optique visant à permettre à la Régie et aux parties de valider les prévisions de gains d'efficience pour 2010 ainsi que le bon fonctionnement des centres de télémaintenance. La seconde recommandation porte sur le dépôt, par le Transporteur, d'un plan de gestion des disjoncteurs obsolètes et soulève la question de savoir si le Transporteur a manqué de planification en ce qui a trait aux ateliers de remise à neuf.

[15] La Régie considère que les recommandations formulées ne débordent pas du cadre fixé dans le présent dossier tarifaire. **Conséquemment, elle rejette la demande du Transporteur de radier la preuve portant sur les gains d'efficience visant l'optimisation des investissements.**

Preuve de l'ACEFQ

[16] Relativement à la preuve de l'ACEFQ, le Transporteur demande la radiation d'une partie de la preuve portant sur les contributions maximales pour les postes de départ. L'objection est fondée sur le fait que la Régie, dans sa décision D-2010-124, a déterminé qu'elle n'entendait pas revoir les paramètres de calcul de l'allocation maximale. Le Transporteur n'est pas revenu sur cette question en plaidoirie.

[17] Dans son argumentation écrite, l'ACEFQ se questionne sur l'accessibilité au réseau de transport et le caractère vraisemblable de la réduction de l'allocation maximale proposée par le Transporteur, établie selon les méthodes autorisées par la Régie. L'ACEFQ soutient, par ailleurs, que les hausses de la contribution maximale pour les

postes de départ de 3,4 % en 2010 et de 4,3 % pour 2011 lui apparaissent élevées, en comparaison avec l'évolution des indices de prix des immobilisations d'électricité.

[18] La Régie a effectivement mentionné, dans sa décision D-2010-124, qu'elle n'entendait pas revoir les paramètres de calcul de l'allocation maximale⁶. Par contre, une portion de la preuve de l'intervenante porte sur le calcul de la contribution maximale en ce qui a trait aux postes de départ, sujet différent et pour lequel la Régie n'a émis aucune restriction.

[19] Pour ces motifs, la Régie accueille l'objection du Transporteur en ce qui a trait à la preuve de l'ACEFQ relative au calcul de l'allocation maximale, mais rejette la demande du Transporteur de radier la preuve de l'intervenante portant spécifiquement sur le calcul de la contribution maximale pour les postes de départ.

Question de la FCEI

[20] Enfin, en cours d'audience, le Transporteur s'est objecté à une question du procureur de la FCEI au témoin Gosselin relative à la réponse fournie par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) à une demande de renseignements déposée dans le cadre du dossier R-3740-2010⁷. Selon le Transporteur, l'interrogatoire du témoin à partir de la documentation déposée dans un dossier tarifaire différent, dans un contexte différent, sur des sujets qui, malgré le fait qu'ils puissent se regrouper, proviennent d'extraits de preuve qui sont également différents, n'apparaît pas approprié. La question portait sur la démarche du Distributeur face aux nouvelles normes internationales d'information financière (IFRS), notamment sur les écarts de prévision des coûts de retraite.

[21] La FCEI soumet que le principe de la pertinence doit s'appliquer et qu'il est pertinent de connaître la vision du Distributeur, à des fins de cohérence.

[22] La Régie considère que la question de la FCEI n'est pas pertinente dans le cadre du présent dossier. **En conséquence, elle accueille l'objection du Transporteur.**

⁶ Paragraphe 89.

⁷ Pièce C-2-9.

3. EFFICIENCE, PERFORMANCE ET BALISAGE

3.1 EFFICIENCE

[23] La démarche d'efficience, mise sur pied en 2007, vise à assurer une planification et un suivi centralisés des activités reliées à la performance. Cette démarche intégrée favorise la mise en place d'un processus uniforme pour identifier les économies de coûts potentielles des différents projets d'efficience, analyser la gestion des risques pouvant en découler et s'assurer de la réalisation de ces projets de façon optimale. Elle comporte deux axes, soit l'optimisation des investissements et la diminution des charges nettes d'exploitation (CNE).

3.1.1 GAINS D'EFFICIENCE DE 2009 À 2011

[24] Dans sa décision D-2010-032⁸, la Régie maintenait l'exigence formulée dans ses décisions D-2008-019⁹ et D-2009-015¹⁰ et demandait au Transporteur de déposer, lors des prochaines demandes tarifaires, les gains anticipés, par chantier, pour l'année de base et l'année témoin projetée.

[25] Dans le présent dossier, le Transporteur présente, par chantier, les objectifs quantitatifs en termes de gains d'efficience aux CNE pour 2009. En ce qui a trait aux gains prévus, à ce titre, pour 2010 et 2011, une portion a pu être associée à des mesures d'efficience en cours, le reste étant présenté globalement.

[26] Le Transporteur réitère, à cet égard, que de nombreux facteurs peuvent affecter les nouveaux chantiers ou projets et les gains en découlant.

⁸ Dossier R-3706-2009.

⁹ Dossier R-3640-2007.

¹⁰ Dossier R-3669-2008 Phase 1.

Suivi relatif aux gains d'efficience par chantier

[27] L'UMQ constate que le Transporteur n'a donné que partiellement suite à la demande de la Régie de fournir une estimation pour l'ensemble des projets d'efficience. Elle rappelle que l'approche *post facto* a déjà été jugée insuffisante par la Régie.

[28] Après examen des résultats obtenus en matière de gains d'efficience, la Régie constate que le Transporteur a évalué les gains nets d'efficience pour l'ensemble des chantiers pour 2010 et 2011 et a ventilé une portion de ceux-ci à certains chantiers en cours.

[29] Pour ce qui est des gains anticipés pour les projets « Stratégies de maintenance » et « Centralisation des activités de soutien » qui n'ont pas été ventilés, le Transporteur invoque un besoin de flexibilité lié à la gestion des ressources humaines et matérielles. Il propose un compte rendu des gains d'efficience pour ces chantiers lorsque ceux-ci seront réalisés, c'est-à-dire au terme de chacune des années.

[30] La Régie comprend que le Transporteur doit disposer d'une certaine flexibilité dans la gestion, l'organisation et la réalisation des gains attendus des mesures d'efficience qui composent son portefeuille.

[31] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de déposer, lors de ses prochaines demandes tarifaires, les gains anticipés, par chantier, pour l'année de base et l'année témoin projetée si l'estimation de ceux-ci est disponible avant le dépôt du dossier. Elle s'attend, néanmoins, à ce que le Transporteur présente, dans son prochain dossier tarifaire, la ventilation de gains d'efficience réalisés pour chacun des chantiers en cours pour l'année 2010.

[32] La Régie demande également au Transporteur de mettre à jour le suivi, sur une base cumulative, des gains d'efficience obtenus par chantier chaque année depuis la mise en place de la démarche d'efficience, en mettant en évidence la nature récurrente des gains, le cas échéant.

3.1.2 PROJETS D'EFFICIENCE

[33] Le tableau suivant présente une synthèse de l'ensemble des chantiers réalisés ou prévus par le Transporteur, ainsi que les gains réalisés ou anticipés pour certains chantiers.

Tableau 1
Mesures d'efficience 2008-2011

(en millions de dollars)

	2008 Gains réalisés	2009 Gains réalisés	2010 Gains prévus	2011 Gains prévus
Optimisation des investissements				
1. Planification intégrée du réseau de transport	note (1)	note (1)	note (1)	note (1)
2. Télémaintenance (projet Imagine)	-		1,6	3,2
3. Ré-ingénierie de la chaîne d'approvisionnement				9,9
4. Mise en place d'ateliers de remise à neuf	2,3	2,0	1,6	1,4
Réurrence des mesures réalisées (Gouvernance des TI)	10,0	10,0	10,0	10,0
	12,3	12,0	13,2	24,5
Optimisation des charges - Maintenance				
Maîtrise de la végétation (Gains réinvestis)	1,3	1,0	1,0	1,0
Ratio d'encadrement du support en territoire	0,7	0,7	0,7	0,7
Augmentation des intervalles de maintenance (NPCC) - gains réinvestis	1,4	1,3	1,3	1,3
5. Stratégie de maintenance et autres mesures connexes	-	3,3	note (2)	note (2)
Optimisation des charges - Exploitation				
Téléconduite du réseau - Centre de téléconduite	1,1	1,1	1,1	1,1
Optimisation de l'exploitation des installations	1,3	0,7	0,7	0,7
6. Plan d'évolution de l'exploitation et autres mesures connexes	-	0,8	0,8	0,8
Optimisation des charges - Activités de soutien				
Optimiser les coûts d'opération TI - Fusion des centres informatiques	1,8	1,8	1,8	1,8
Centralisation des besoins TI - services professionnels	0,5	0,6	0,6	0,6
Centralisation des besoins TI - matériel informatique et bureautique	0,5	0,5	0,5	0,5
7. Consolidation des TI et Revue de l'entente client fournisseur avec le groupe Technologie	-		0,3	0,3
8. Centralisation des activités de soutien et autres mesures connexes	-	1,9	note (2)	note (2)
	8,5	13,7	8,8	8,8
Gains totaux	20,9	25,7	22,0	33,3
Montants réinvestis	-2,7	-2,3	-2,3	-2,3
Gains nets totaux anticipés projets 2009	-		5,2	5,2
Gains nets totaux anticipés projets 2010	-	-	6,0	6,0
Gains nets totaux anticipés projets 2011				6,4
Gains nets totaux anticipés	18,2	23,4	30,9	48,6

Note (1) : Investissements évités.

Note (2) : La ventilation des montants pour 2010 et 2011 est à venir.

Source : Pièce B-1, HQT-3, document 1, pages 9 et 31.

[34] En 2011, le Transporteur entend poursuivre ou initier les huit projets et chantiers d'efficience explicitement identifiés au tableau 1 ci-dessus.

Optimisation des investissements

[35] Compte tenu de l'importance des investissements dans la base de tarification, leur optimisation constitue l'axe central de la démarche d'efficience du Transporteur.

[36] En 2009, le Transporteur a réalisé des gains d'efficience totaux aux investissements (excluant les investissements évités) de 12,0 M\$. Les gains d'efficience totaux aux investissements prévus s'élèvent à 13,2 M\$ pour 2010 et à 24,5 M\$ pour 2011. Le Transporteur souligne que l'objectif visé par ces mesures est de réduire le niveau des investissements pour les futurs projets, en dégageant des investissements évités dans l'avenir.

[37] Le Transporteur annonce un changement d'orientation dans le projet de mise en place d'ateliers de remise à neuf. Des enjeux techniques ont engendré un recours plus important que prévu à des équipements neufs. Les postes concernés seront soumis à des valeurs de courant de court-circuit plus élevées pour les besoins futurs du réseau. Seuls les disjoncteurs neufs sont capables de rencontrer ces exigences. Comme le Transporteur ne peut avoir recours à des disjoncteurs remis à neuf pour ces niveaux de tension, il en résulte une réduction des gains d'efficience récurrents anticipés par ce projet pour 2010 et 2011.

[38] L'ACEFQ soutient que la méthode d'estimation des investissements évités devrait être revue. Le Transporteur devrait plutôt comparer les flux d'investissements et ceux de dépenses de maintenance, d'investissements en pérennité et en croissance, entre les différentes options afin d'évaluer adéquatement les coûts évités en investissement découlant de la gestion intégrée des investissements.

[39] Le Transporteur rappelle que la méthode utilisée et présentée en preuve est soutenue par la mise sur pied d'un groupe de travail dont la mission est de formaliser et systématiser le calcul des investissements évités découlant de la planification intégrée. Il

ajoute qu'il pourra faire état des travaux de ce groupe dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire¹¹.

[40] Le GRAME et S.É./AQLPA considèrent que, dans le cadre du projet d'efficience n° 4, le Transporteur a manqué de planification pour les ateliers de remise à neuf, d'où une baisse des gains escomptés pour les années 2010 et 2011. Les intervenants demandent à la Régie d'inviter le Transporteur à déposer un plan de gestion des disjoncteurs obsolètes dès le prochain dossier tarifaire.

[41] La Régie est d'avis que la mise en œuvre de la proposition de l'ACEFQ s'avèrerait complexe et l'interprétation de ses résultats moins évidente. Elle juge que la méthodologie utilisée actuellement demeure acceptable et simple d'application.

[42] En conséquence, la Régie juge acceptable la proposition du Transporteur. **Elle demande à ce dernier de faire rapport sur l'état d'avancement des travaux du groupe de travail sur la gestion intégrée des investissements dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire.**

[43] Par ailleurs, bien que la Régie constate, pour l'année 2010, une baisse de 0,5 M\$ des gains prévus comparativement à ceux présentés dans le dernier dossier tarifaire, soit 2,1 M\$, elle ne juge pas utile de donner suite à la recommandation du GRAME et de S.É./AQLPA. Un suivi de ces gains sera examiné dans le cadre du prochain dossier tarifaire du Transporteur.

Optimisation des charges nettes d'exploitation

[44] Le Transporteur met à jour son rapport sur les gains d'efficience réalisés pour chacun des chantiers d'efficience.

[45] Pour l'année 2009, les projets d'efficience implantés ont permis de générer des gains d'efficience récurrents de 6,0 M\$, en sus des gains récurrents de 5,4 M\$ générés par les projets d'efficience réalisés en 2008.

¹¹ Pièce B-40, page 6.

[46] Le Transporteur prévoit réaliser des gains d'efficience nets additionnels et récurrents de 6,3 M\$ en 2010 et 6,4 M\$ en 2011. De ces montants, 1,1 M\$ ont été associés à des projets d'efficience en cours. Le solde des gains d'efficience anticipés est présenté globalement pour chacune des deux années.

[47] Le tableau suivant présente le sommaire des gains nets cumulatifs aux CNE.

Tableau 2
Sommaire des gains nets cumulatifs aux charges nettes d'exploitation

<i>(en millions de dollars)</i>	2008	2009	2010	2011	
	réels	réels	prévus	prévus	Total
Gains nets - projets 2008	5,8	5,4	5,4	5,4	22,0
Gains nets - projets 2009		6,0	6,0	6,0	18,0
Gains nets prévus - projets 2010			6,3	6,3	12,6
Gains nets prévus - projets 2011				6,4	6,4
Total des gains d'efficience aux charges nettes d'exploitation	5,8	11,4	17,7	24,1	59,0

Source : Pièce B-1, HQT-3, document 1, page 10.

Objectif d'efficience

[48] Le Transporteur soumet que l'objectif de gains d'efficience pour 2011 devrait être maintenu à 1 % des CNE dont la gestion est sous son contrôle.

[49] Il rappelle que le contexte d'affaires et la structure de coûts du Transporteur et du Distributeur sont très différents. Environ 75 % des revenus requis du Transporteur proviennent du coût de ses investissements, ce qui n'est pas le cas pour le Distributeur. Par ailleurs, la nature des opérations du Transporteur ainsi que des exigences et normes en termes de fiabilité et de sécurité du réseau obligent le Transporteur à recourir à des travaux d'entretien et de maintenance qui requièrent l'affectation d'une main-d'œuvre spécialisée sur des sites diversifiés et éloignés.

[50] Enfin, le Transporteur rappelle que, par la décision D-2010-032, la Régie reconnaissait le caractère raisonnable du maintien à 1 % de l'objectif global de gains d'efficacité récurrents sur les CNE dont la gestion est sous son contrôle pour 2010. Le contexte d'affaires et la structure de coûts étant similaires pour 2011, le Transporteur estime qu'il est juste et raisonnable de maintenir cet objectif.

[51] L'ACEFO n'est pas convaincue de l'argument mis de l'avant par le Transporteur à l'effet que sa structure de coûts, différente de celle du Distributeur, ne lui permet pas d'augmenter sa cible d'efficacité au niveau des CNE. L'intervenante est d'avis que rien n'empêche le Transporteur d'entreprendre les mêmes efforts qui devraient se refléter dans ses CNE. Elle recommande de porter cette cible au même niveau que celle du Distributeur, soit 2 %.

[52] L'UMQ soutient que l'objectif global de gains de productivité devrait être rehaussé de 1 % à 1,25 %. Cette hausse permettrait de refléter les résultats obtenus par le Transporteur, alors que la cible prévue a toujours été atteinte, sinon dépassée, au cours des cinq dernières années.

[53] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2010-032, elle avait maintenu l'objectif de gains d'efficacité du Transporteur à 1 % des CNE dont la gestion est sous son contrôle. Elle souligne le caractère récurrent et cumulatif des gains avec les nouveaux projets en cours d'implantation.

[54] La Régie est d'avis qu'aucun changement significatif n'a été observé dans la structure de coût du Transporteur au cours de la dernière année. De plus, les besoins croissants en immobilisations pourraient accentuer l'importance relative des investissements par rapport aux CNE dans le revenu requis du Transporteur.

[55] Dans ce contexte, la Régie maintient à 1 % l'objectif global de gains d'efficacité nets récurrents sur les CNE du Transporteur pour l'année témoin 2011.

3.2 INDICATEURS DE PERFORMANCE

3.2.1 INDICATEUR DE COÛTS DES NOUVEAUX INVESTISSEMENTS

[56] Dans sa décision D-2009-015, la Régie maintenait l'exigence de sa décision D-2008-019 et demandait au Transporteur *« d'inclure pour examen, lors du prochain dossier tarifaire, les données de référence et un indicateur lié aux coûts unitaires des nouveaux investissements, exprimé en \$ par MVA ajouté d'un projet pour ce qui est des postes et en \$ par kilomètre de circuit ajouté pour ce qui est des lignes¹² »*.

[57] Dans le dossier tarifaire subséquent, le Transporteur mentionnait avoir examiné la demande de la Régie et indiquait qu'il était dans l'impossibilité de fournir l'information demandée. Ses systèmes d'information ne lui permettaient pas de faire l'appariement, pour chaque projet, entre les coûts d'investissements en croissance et le nombre correspondant de MVA ou kilomètres de circuit ajoutés¹³.

[58] La Régie demandait alors au Transporteur, dans sa décision D-2010-032, de développer, à titre d'alternative à l'indicateur demandé dans les décisions antérieures, un indicateur défini, pour une année donnée, comme la somme des investissements en croissance des besoins, divisée par l'augmentation de la capacité planifiée du réseau.

[59] Dans le présent dossier, compte tenu des difficultés d'interprétation liées à l'indicateur demandé par la Régie, le Transporteur réitère la proposition qu'il a faite dans le cadre de sa demande R-3706-2009 d'avoir plutôt recours aux indicateurs de performance mesurant le coût total par rapport à la valeur totale de l'actif respectivement pour les lignes et pour les postes. Ces indicateurs sont utilisés par la firme PA Consulting Group (PA Consulting) dans le cadre des balisages auxquels le Transporteur participe. De l'avis de cette firme, il s'agit d'indicateurs qui permettent de représenter le plus adéquatement les coûts liés aux nouveaux investissements.

[60] Dans les circonstances, la Régie accueille la proposition du Transporteur relative à l'indicateur des coûts des nouveaux investissements.

¹² Page 26.

¹³ Décision D-2010-032, pages 22 et 23.

3.2.2 INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX

[61] Dans sa décision D-2009-015, la Régie demandait au Transporteur de déposer le résultat d'une réflexion sur le développement d'indicateurs de performance environnementale qui pourraient faire partie à la fois de ses indicateurs de performance interne, sur le plan réglementaire, et de ses objectifs corporatifs¹⁴.

[62] Dans le dossier subséquent¹⁵, le Transporteur n'a pas reconduit, dans ses objectifs corporatifs 2009, l'objectif environnemental de 2008 portant sur le pourcentage de litres d'huile récupérés lors des déversements accidentels. Il n'y inclut, d'ailleurs, aucun indicateur environnemental.

[63] Dans sa décision D-2010-032, la Régie constatait que la pertinence des indicateurs environnementaux retenus alors était remise en question par certains intervenants. Elle demandait au Transporteur d'évaluer, lors de sa prochaine demande tarifaire, la possibilité de remplacer les indicateurs *« environnementaux retenus aux fins réglementaires ou d'en ajouter, en tenant compte notamment des indicateurs proposés par les intervenants dans le cadre de la demande R-3706-2009¹⁶ »*.

[64] Dans le présent dossier, le Transporteur propose de maintenir les indicateurs environnementaux actuels pour l'année 2010. Toutefois, en parallèle, il propose une démarche, en quatre étapes, aux fins d'évaluer la pertinence et, au besoin, de revoir les indicateurs de performance environnementale utilisés jusqu'ici. Cette démarche s'articulerait comme suit :

- Première étape : évaluer les indicateurs environnementaux suivis depuis plusieurs années en étendant également cette évaluation aux indicateurs proposés par les intervenants;
- Deuxième étape : effectuer un balisage auprès des autres divisions d'Hydro-Québec, de même qu'auprès, notamment, d'autres entreprises, dont les compagnies d'électricité canadiennes. Ce balisage permettra de mieux cerner les tendances actuelles et les meilleures pratiques dans la définition des indicateurs de performance environnementale en lien avec le secteur d'activités du Transporteur;

¹⁴ Décision D-2009-015, page 27.

¹⁵ Dossier R-3706-2009.

¹⁶ Décision D-2010-032, page 24.

- Troisième étape : faire une revue des besoins en matière d'indicateurs dans le but de limiter leur nombre et de mieux répondre à la fois aux exigences réglementaires et aux objectifs d'amélioration continue en environnement d'Hydro-Québec et du Transporteur. Cette revue se ferait en consultation avec les intervenants intéressés;
- Quatrième étape : le Transporteur fera rapport à la Régie des résultats de sa démarche.

[65] Le GRAME et S.É./AQLPA sont d'avis que le Transporteur a bénéficié de suffisamment de temps pour être en mesure de répondre aux demandes de la Régie. Ils demandent à la Régie de ne pas accepter la proposition du Transporteur de reporter au dossier tarifaire 2013 sa décision quant à l'amélioration et l'accroissement de la place occupée par ces indicateurs¹⁷. La Régie est en mesure de rendre une décision dès le présent dossier, comme elle en avait formulé l'intention dans ses décisions antérieures.

[66] Ces intervenants considèrent que l'information requise pour le développement des indicateurs environnementaux proposés existe déjà et devrait être rendue disponible. Ils proposent en particulier deux indicateurs, soit l'ajout du ratio de la superficie traitée à l'aide de phytocides par rapport à la superficie totale traitée des emprises de lignes et de l'indice de continuité (IC) du service de transport lié à la végétation.

[67] Ces intervenants soumettent néanmoins que, dans l'éventualité où elle acquiesçait à la demande du Transporteur, la Régie devrait encadrer la démarche proposée en vue de s'assurer que les conclusions du rapport soient incorporées dès le dossier tarifaire 2012. Dans le cadre du dossier tarifaire R-3706-2009, les intervenants avaient, par ailleurs, présenté leurs propositions de refonte qu'ils reformulent dans le cadre du présent dossier.

[68] La Régie constate que la problématique des indicateurs environnementaux a fait l'objet de consultations et de nombreuses discussions à ce jour. Elle tient à préciser que son objectif est de s'assurer que le Transporteur puisse assumer ses obligations et suivre les enjeux environnementaux qui peuvent avoir un impact significatif sur ses coûts et ses tarifs. La Régie ne juge pas utile de recevoir les données qui font double emploi avec celles qui font déjà l'objet de rapports ou suivis par d'autres instances plus directement impliquées au niveau des impacts environnementaux des opérations du Transporteur.

¹⁷ Pièce C-5-5, page iii.

[69] Dans ce contexte, la Régie considère que le Transporteur dispose de toute l'information requise pour compléter sa réflexion. Une fois son évaluation interne complétée, le Transporteur pourra consulter les intervenants et déposer les conclusions de son rapport d'analyse en identifiant les changements requis aux indicateurs de performance environnementale. La Régie ne juge pas opportun le recours, tel que proposé par le Transporteur¹⁸, à l'expertise d'une firme externe pour réaliser un balisage interne et externe en matière d'indicateurs environnementaux.

[70] La Régie demande donc au Transporteur de présenter, dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire, son rapport sur la possibilité de remplacer les indicateurs environnementaux retenus aux fins réglementaires et, le cas échéant, d'en proposer de nouveaux.

3.2.3 RÉSULTATS DES INDICATEURS DE PERFORMANCE

[71] Dans sa décision D-2010-032, tenant compte des préoccupations exprimées par le Transporteur, la Régie demandait à ce dernier, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, de compléter son analyse générale des indicateurs en y intégrant un nombre réduit d'indicateurs additionnels¹⁹.

[72] L'analyse produite par le Transporteur se rapporte aux indicateurs retenus par la Régie à cette fin.

[73] Le Transporteur constate que la satisfaction de la clientèle s'est globalement maintenue en 2009. Il en est de même pour la fiabilité de service sur l'ensemble du réseau, sauf en Gaspésie à la suite d'un verglas qui a affecté la durée moyenne des interruptions et l'IC-Transport. Par ailleurs, le Transporteur souligne ses efforts pour maintenir la croissance de ses coûts en deçà de l'inflation. Le coût des immobilisations est en légère hausse, reflétant la mise en service d'immobilisations en 2009. Enfin, l'indicateur environnemental permet de constater une amélioration de la performance environnementale du Transporteur.

¹⁸ Pièce B-12, HQT-13, document 1, page 7.

¹⁹ Page 27.

[74] L'ACEFQ soumet que certains indicateurs sont mal définis. Selon l'intervenante, le Transporteur doit également s'assurer que les indicateurs de coûts soient ajustés adéquatement pour refléter les changements comptables et autres intervenus sur la période historique.

[75] L'ACEFO considère inacceptable la détérioration de la fiabilité du service de transport, telle que mesurée par trois indicateurs²⁰ disponibles, et demande à la Régie d'effectuer un suivi ferme et plus contraignant à cet égard.

[76] L'UMQ propose que le Transporteur soumette deux tableaux pour l'IC-Transport, dont un présentant l'indice brut et l'autre reflétant l'ajustement requis pour tenir compte des événements naturels extrêmes. L'intervenante soutient aussi que la Régie devrait, pour certains indicateurs de qualité de service, envisager la possibilité de fixer des objectifs à des fins réglementaires.

[77] La FCEI constate l'évolution de l'IC-Transport et soumet qu'un suivi de la cause du nombre de pannes et de leur durée est souhaitable.

[78] Le Transporteur souligne qu'il a présenté les résultats des indicateurs de fiabilité en précisant les causes de la hausse observée qu'il explique par des éléments bien précis survenus en 2009. L'IC-Transport constitue un des objectifs corporatifs du Transporteur pour lequel la cible est établie et présentée dans ses demandes tarifaires. La Régie est déjà en mesure de suivre, au fil du temps, la performance du Transporteur en matière de fiabilité. L'établissement d'une cible aux fins réglementaires ferait ainsi un double emploi.

[79] La Régie considère que l'analyse des neuf indicateurs de performance présentée par le Transporteur permet de faire ressortir les principaux facteurs ayant pu affecter la performance du Transporteur. Elle juge donc cette analyse satisfaisante.

²⁰ Nombre total de pannes et interruptions planifiées, Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées, IC-Transport.

[80] Les informations fournies relativement à la fiabilité du réseau sont suffisantes et expliquent les variations observées. Quant à l'analyse de l'évolution des indicateurs de coûts par rapport à l'inflation, la Régie rappelle, tel que précisé dans la décision D-2010-032, que l'exercice visant à comparer l'évolution des données réelles aux indicateurs indexés sur l'indice des prix à la consommation (IPC) annuel permet de définir une base de référence acceptable et simple d'application.

[81] La Régie demande au Transporteur de mettre à jour, lors de sa prochaine demande tarifaire, l'analyse produite au présent dossier. Elle s'attend à ce que le Transporteur complète son analyse en y intégrant l'indicateur de coûts des nouveaux investissements.

[82] Elle demande également au Transporteur de mettre à jour, lors de sa prochaine demande tarifaire, le tableau présenté à l'annexe 1 de la pièce B-1, HQT-3, document 2, page 27.

3.3 BALISAGE

[83] En 2009, le Transporteur a participé aux balisages externes de PA Consulting, du Committee On Performance Excellence (COPE), de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et du Transmission System Operator (TSO).

[84] Le Transporteur présente les résultats des balisages de PA Consulting et du COPE pour la période 2005 à 2008, ainsi que ceux du balisage de TSO pour la période 2006 à 2008.

3.3.1 PA CONSULTING

[85] Le Transporteur a participé en 2009 à toutes les portions qui le concernent du programme de balisage sur le transport piloté par PA Consulting, soit celles portant sur les lignes de transport, les postes de transport et les postes satellites. Les autres participants au balisage comprennent des entreprises canadiennes et américaines.

[86] Les résultats de ces balisages ont trait aux indicateurs de coûts relatifs aux lignes et aux postes ainsi qu'aux indicateurs de fiabilité.

[87] En matière de lignes de transport, le Transporteur présente sa performance par rapport à la moyenne de la performance des participants pour les indicateurs relatifs, respectivement, aux dépenses totales, aux dépenses en exploitation et maintenance et aux dépenses en investissements, exprimées relativement à la valeur de l'actif Lignes. Pour chacun de ces indicateurs, la performance du Transporteur est généralement meilleure que la moyenne des participants. Les résultats du balisage font ressortir que le Transporteur se situe parmi les entreprises présentant la meilleure performance.

[88] Quant à la performance du Transporteur en ce qui a trait aux postes, les indicateurs de coûts exprimés en fonction de la valeur brute de l'actif Postes suggèrent une performance généralement meilleure du Transporteur, comparativement à la moyenne des entreprises sondées. Seul le ratio des dépenses en exploitation et maintenance du Transporteur est plus élevé que la moyenne des pourcentages obtenus par les participants. Le Transporteur explique cette situation par les particularités géographiques de son réseau qui requièrent l'utilisation de nombreux paliers de conversion de tension et la nécessité d'utiliser des équipements pouvant tolérer les conditions nordiques extrêmes.

[89] En suivi de la décision D-2010-032, le Transporteur présente également sa performance par rapport à la moyenne des participants pour les indicateurs relatifs, respectivement, aux dépenses totales, aux dépenses en exploitation et maintenance et aux dépenses en investissements, par mille de circuit pour les lignes et par MVA pour les postes. Les indicateurs relatifs aux dépenses par mille de circuit suivent une évolution semblable à celle observée par les indicateurs des dépenses exprimés en fonction de la valeur de l'actif Lignes. Pour ce qui est des dépenses par MVA, les pourcentages observés sont généralement supérieurs à la moyenne des pourcentages des participants.

[90] En ce qui a trait aux indicateurs de fiabilité, mesurés par les interruptions de service en durée et en fréquence, tant pour la contribution des lignes que celle des postes, la performance du Transporteur s'améliore dans l'ensemble entre 2005 et 2008.

3.3.2 COPE

[91] Le Transporteur présente la mise à jour, pour 2008, des indicateurs de coûts et de fiabilité.

[92] Le Transporteur souligne que son indicateur des coûts d'exploitation par rapport à la valeur des immobilisations est demeuré stable entre 2006 et 2007, alors que la moyenne des coûts des participants au balisage est en augmentation. En 2008, tout comme pour l'ensemble des participants, cet indicateur est en baisse et demeure inférieur à la moyenne de coûts des participants. La même tendance a été observée pour l'indicateur relatif au coût total exprimé en fonction de la capacité à la pointe.

[93] Pour ce qui est des indicateurs de fiabilité, la performance du Transporteur est meilleure que la moyenne des résultats des compagnies participantes au balisage.

[94] Par ailleurs, en ce qui a trait à la demande de la Régie exprimée dans sa décision D-2010-032 de déposer un état d'avancement relatif aux indicateurs globaux pondérés auxquels le Transporteur avait fait référence dans sa demande R-3669-2008, le Transporteur souligne que, bien que plusieurs discussions aient eu lieu entre les membres du COPE, aucun consensus n'a pu être obtenu, de sorte que ce dossier est toujours en cours.

3.3.3 TSO

[95] Le Transporteur participe depuis plusieurs années à un balisage du processus « Contrôler les mouvements d'énergie ».

[96] La participation des entreprises au groupe de balisage TSO est assujettie à la signature d'une entente de confidentialité portant sur la non-divulgence des données des autres entreprises.

[97] Le Transporteur mentionne que sa performance a évolué dans le même sens que les meilleurs participants du groupe de balisage.

Conclusion sur le balisage

[98] La Régie réitère l'importance qu'elle accorde aux études de balisage et à la nécessité de rendre compte de leurs résultats, accompagnés d'une analyse, dans les demandes tarifaires du Transporteur.

[99] Pour le cas précis du balisage PA Consulting, la Régie constate que l'analyse des résultats produite inclut, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2010-032, les indicateurs de coûts exprimés par mille de circuit pour les lignes de transport et par MVA installé pour les postes, présentés aux annexes 2 et 3 de la pièce B-1, HQT-3, document 3. **La Régie demande au Transporteur de mettre à jour cette analyse dans le cadre de son prochain dossier tarifaire.**

[100] La Régie se questionne sur les délais observés quant à la finalisation des indicateurs globaux pondérés actuellement en développement. **Elle réitère au Transporteur sa demande de déposer, lors de la prochaine demande tarifaire, un état d'avancement relatif à ces indicateurs en expliquant, le cas échéant, les problèmes rencontrés.**

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

[101] Le Transporteur s'appuie sur des principes réglementaires et des méthodes d'établissement du coût de service déjà reconnus par la Régie ainsi que sur sa proposition d'ajouts aux méthodes comptables.

4.1 LES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

[102] Les principes réglementaires sur lesquels le Transporteur appuie sa demande ont trait à la présentation des données, l'année témoin et l'année tarifaire, la base de tarification, la structure du capital, l'identification et la séparation des activités non réglementées ainsi que le prix de cession.

4.2 LES MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

[103] Les principales méthodes utilisées par le Transporteur pour établir les valeurs des diverses composantes de son coût de service reposent sur les conventions, méthodes et règles suivantes :

- Les principales conventions comptables appliquées en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada aux fins des états financiers consolidés d'Hydro-Québec;
- Les méthodes établies par la Régie dans ses décisions antérieures ainsi que celles proposées pour 2011;
- Les règles établies par Hydro-Québec pour sa gestion financière et la comptabilité de gestion de ses unités administratives.

[104] À la suite d'une décision de l'International Accounting Standards Board (IASB), le Conseil des normes comptables de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) a proposé de permettre aux entités admissibles exerçant des activités à tarifs réglementés de maintenir l'application des normes comptables de la partie V du manuel de l'ICCA pour une année supplémentaire.

[105] Ainsi, pour 2011, les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les PCGR au Canada. Ces principes sont constitués des conventions ou normes comptables décrites dans le Manuel de l'ICCA.

4.2.1 COÛTS DE REMISE EN ÉTAT DE SITES ASSOCIÉS À UN ACTIF REMPLACÉ

[106] Le Transporteur demande à la Régie d'autoriser la capitalisation, aux coûts des actifs de remplacement, des coûts de remise en état de sites associés aux actifs remplacés plutôt que de les comptabiliser aux charges. Ces coûts seraient amortis sur la durée de vie utile du nouvel actif.

[107] La Régie a reconnu²¹ la pratique comptable réglementaire selon laquelle les coûts de démantèlement d'un actif remplacé sont capitalisés au coût du nouvel actif et sont amortis sur la durée de vie utile du nouvel actif. Le Transporteur juge qu'il serait cohérent de capitaliser de cette façon les coûts de remise en état des sites associés aux actifs remplacés.

[108] Selon le Transporteur, un nombre significatif d'entreprises canadiennes du secteur de l'électricité traitent en bloc les coûts de démantèlement et de remise en état de sites.

[109] Le Transporteur indique que la remise en état de sites, comme le démantèlement des immeubles qui s'y trouvent, est directement reliée à sa décision de construire ou d'installer le nouvel actif de remplacement. Les travaux d'envergure, prévus pour assurer la pérennité de ces installations, entraîneront des coûts de démantèlement et de remise en état de sites reliés à ces travaux.

[110] Le Transporteur est d'avis que sa proposition favorise la stabilité tarifaire et permet un traitement plus équitable de ses clients. De plus, la capitalisation de ces coûts aux actifs de remplacement est simple d'application, comparativement à d'autres pratiques comptables réglementaires.

[111] Le Transporteur estime que sa proposition a un effet à la baisse de 13 M\$, soit 0,4 %, sur son revenu requis de 2011.

[112] L'UMQ appuie la proposition du Transporteur. L'intervenante souligne la similitude entre les coûts de démantèlement et les coûts de remise en état de sites.

[113] L'ACEFQ, la FCEI et le GRAME demandent à la Régie de ne pas autoriser la proposition du Transporteur. Les principaux motifs invoqués par ces intervenants ont trait à la stabilité des normes comptables et l'équité intergénérationnelle.

²¹ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98.

[114] La FCEI considère que le Transporteur surestime l'effet à la baisse de sa proposition sur son revenu requis, compte tenu des résultats historiques. L'intervenante recommande d'établir le budget de remise en état des sites associés à des actifs remplacés à 9,6 M\$ au lieu de 13 M\$.

Opinion de la Régie

[115] Un argument important des opposants à la modification demandée par le Transporteur porte sur l'équité ou plutôt l'iniquité intergénérationnelle de ce changement. En effet, ils se demandent pourquoi faire payer, par les futures générations de clients, des coûts reliés à des opérations nécessaires à la suite de la contamination de sites survenue au cours des années antérieures.

[116] À cet égard, la Régie ne considère pas plus équitable de faire supporter par les clients du Transporteur d'une année témoin projetée l'ensemble des coûts de décontamination de terrains utilisés pour la desserte des clients au cours des années antérieures.

[117] Comme mentionné plus haut, les coûts que le Transporteur encourt pour décontaminer et remettre en état les terrains sont directement reliés au fait qu'il doit y construire des immeubles et y installer des équipements pour desservir ses clients pour de nombreuses années à venir.

[118] La Régie considère logique que le même traitement réglementaire soit appliqué autant aux coûts de démantèlement d'actifs qu'à ceux de remise en état des sites sur lesquels ces actifs étaient implantés. Or, la Régie a déjà accepté de faire exception aux PCGR en permettant la capitalisation des coûts de démantèlement d'installations au coût d'un nouveau projet.

[119] En conséquence, la Régie autorise la capitalisation des coûts de remise en état de sites associés aux actifs remplacés au coût des nouveaux projets d'investissements en cause, dont un montant de 13 M\$ prévu pour 2011.

4.2.2 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS RELATIF AUX COÛTS DE MISES EN SERVICE DE PROJETS NON AUTORISÉS

[120] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur inclut dans la base de tarification les montants relatifs à deux projets qui n'ont pas été autorisés par la Régie, soit les projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie. Les montants pour les mises en exploitation de ces deux projets sont respectivement de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$. Le Transporteur affirme que la même situation est susceptible de se présenter à chaque demande tarifaire.

[121] En réponse à une demande de renseignements²², le Transporteur chiffre l'impact sur les revenus requis pour l'année témoin 2011 à 3,8 M\$ et 1,0 M\$ pour les projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie, respectivement. Le Transporteur mentionne également que le projet Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie a été autorisé par la Régie le 25 août 2010 par sa décision D-2010-115²³.

[122] Par ailleurs, pour le projet Éoliennes 2000 MW, l'autorisation de la Régie a été donnée le 23 décembre 2010 par sa décision D-2010-165²⁴. Dans cette dernière décision, la Régie autorise le Transporteur à créer un compte de frais reportés hors base et indique que les modalités de disposition de ce compte seront approuvées ultérieurement par la Régie.

[123] Dans l'éventualité où un projet n'est pas autorisé au moment de la prise en délibéré d'une demande tarifaire ayant pris en compte des mises en service relatives à ce projet, le Transporteur demande à la Régie l'autorisation de créer et d'inscrire, dans un compte de frais reportés hors base, les montants afférents à ces mises en service durant l'année témoin projetée, dans le but de récupérer l'ensemble des coûts associés à des projets non encore autorisés.

[124] En argumentation, le Transporteur indique qu'afin d'éviter un délai réglementaire, la Régie pourrait décider de tenir compte d'une autorisation accordée entre le moment de la prise en délibéré et la date de la décision portant sur la demande tarifaire²⁵.

²² Pièce B-12, HQT-13, document 1, page 14.

²³ Dossier R-3735-2010.

²⁴ Dossier R-3742-2010.

²⁵ Pièce B-40, page 21.

[125] Dans sa décision D-2008-019, la Régie ne retenait pas l'établissement d'une règle systématique visant à récupérer l'ensemble des coûts associés aux projets d'investissements non autorisés, incluant les charges afférentes à la réalisation de ces projets.

« Pour certains projets particuliers, le Transporteur pourrait soumettre à la Régie, pour approbation, dans le cadre d'un dossier sous l'article 73, la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêt, pour y inscrire les projets. Le Transporteur pourra juger, au cas par cas, de l'opportunité de soumettre une telle demande en fonction de l'importance des montants impliqués et de la probabilité de réalisation du projet à court terme. L'examen et la disposition des sommes versées dans le compte se feraient dans le dossier tarifaire suivant²⁶. »

[126] Le Transporteur considère qu'il est plus efficace qu'une règle générale soit instituée par une décision tarifaire.

[127] Selon l'ACEFQ, la proposition du Transporteur n'apporte aucun élément nouveau à la pratique réglementaire actuelle. L'intervenante soumet que ce compte de frais reportés ne doit pas constituer un moyen détourné d'échapper aux exigences réglementaires.

[128] Pour le GRAME, il semble justifié de mettre en place un tel compte.

[129] L'UMQ appuie la proposition du Transporteur et recommande l'établissement, dès à présent, des modalités de base de disposition du compte de frais reportés.

[130] La Régie est d'avis que la proposition du Transporteur vise à récupérer les coûts générés par les projets le plus rapidement possible, afin de minimiser les coûts de financement. Or, la règle actuellement en vigueur veut que le Transporteur ne puisse projeter dans son revenu requis d'une année témoin des coûts reliés à un projet non autorisé par la Régie.

[131] Dans l'éventualité où un projet n'est pas autorisé avant la décision sur une demande tarifaire, la Régie accueille la proposition du Transporteur de modifier la règle existante et d'inscrire, dans un compte de frais reportés hors base, les montants afférents aux mises en service pris en compte dans la demande tarifaire de l'année témoin projetée.

[132] Étant donné que les projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie ont été autorisés par la Régie avant la présente décision, la Régie autorise l'inclusion des montants de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$ dans la base de tarification projetée 2011.

[133] En conséquence, il n'y pas lieu, pour la Régie, de prendre en considération le compte de frais reportés qu'elle a autorisé le 23 décembre 2010 par sa décision D-2010-165.

[134] Lors de la prochaine demande tarifaire du Transporteur, la Régie examinera en détail, sur proposition de ce dernier, les modalités de disposition de ce compte.

5. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT

5.1 ÉVOLUTION DES DÉPENSES

[135] Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2011, des dépenses totales de 1 794,7 M\$, soit une progression de 23,9 M\$ ou 1,3 % par rapport aux dépenses autorisées en 2010 de 1 770,8 M\$. En considérant l'année de base 2010, constituée de quatre mois réels et huit mois projetés, l'écart est de 18,1 M\$, soit 1,0 %. Comparativement aux données historiques de 2009 de 1 556,1 M\$, l'augmentation est de 238,6 M\$, soit 15,3 %.

Tableau 3
Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2009-2011

<i>(en millions de dollars ou en %)</i>	2010 autorisé D-2010-041	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011- 2010 autorisé		Variation 2011 - 2009 année historique	Variation 2011 - 2010 année de base
Charges nettes d'exploitation								
Charges brutes directes		497,1	512,2	566,6			14,0%	10,6%
Charges de services partagés		306,8	319,2	331,1			7,9%	3,7%
Coûts capitalisés		(132,4)	(131,2)	(144,0)			8,8%	9,8%
Facturation interne émise		(32,2)	(30,8)	(30,5)			-5,3%	-1,0%
	692,5	639,3	669,4	723,2	30,7	4,4%	13,1%	8,0%
Autres charges								
Achats de services de transport	25,1	33,0	21,9	21,6	(3,5)	-13,9%	-34,5%	-1,4%
Achats d'électricité	14,3	14,0	14,0	14,0	(0,3)	-2,1%	0,0%	0,0%
Amortissement	936,2	781,2	975,0	957,3	21,1	2,3%	22,5%	-1,8%
Taxes	112,0	122,2	111,1	90,8	(21,2)	-18,9%	-25,7%	-18,3%
Autres revenus de facturation interne	(41,0)	(40,5)	(41,5)	(43,9)	(2,9)	7,1%	8,4%	5,8%
	1 046,6	909,9	1 080,5	1 039,8	(6,8)	-0,6%	14,3%	-3,8%
Frais corporatifs	38,3	28,6	33,6	38,3	-	0,0%	33,9%	14,0%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(3,6)	(4,4)	(3,9)	(3,6)	-	0,0%	-18,2%	-7,7%
Facturation externe	(3,0)	(3,3)	(3,0)	(3,0)	-	0,0%	-9,1%	0,0%
Total	1 770,8	1 570,1	1 776,6	1 794,7	23,9	1,3%	14,3%	1,0%

Tableau établi à partir de la pièce B-1, HQT-5, document 1, page 3.

5.2 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION

[136] Les CNE représentent 40,3 % des dépenses nécessaires à la prestation du service. Elles s'élèvent, pour l'année témoin 2011, à 723,2 M\$. Par rapport à l'année autorisée 2010, l'augmentation prévue en 2011 est de 30,7 M\$, soit 4,4 %. Par rapport à l'année de base 2010, le montant de l'année témoin projetée est en hausse de 53,8 M\$, soit 8,0 %. Enfin, comparativement à l'année historique 2009, la hausse est de 83,9 M\$, soit 13,1 %.

5.2.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

[137] Les charges brutes directes de 2011 sont projetées à 566,6 M\$, représentant une hausse de 54,4 M\$ ou 10,6 % par rapport à l'année de base 2010. Par rapport à l'année historique 2009, l'écart se chiffre à 69,5 M\$, soit 14,0 %.

[138] Ces charges sont constituées essentiellement de la masse salariale et des autres charges directes.

Tableau 4
Évolution des charges brutes directes 2009-2011

<i>(en millions de dollars ou en %)</i>	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011 - 2009 année historique		Variation 2011 - 2010 année de base	
Masse salariale							
Salaire de base	237,5	248,9	258,5	21,0	8,8%	9,6	3,9%
Temps supplémentaire	41,3	37,6	39,0	(2,3)	-5,6%	1,4	3,7%
Primes et revenus divers	25,4	23,4	24,2	(1,2)	-4,7%	0,8	3,4%
<i>Régime d'intéressement corporatif</i>	8,9	7,4	7,6	(1,3)	-14,6%	0,2	2,7%
<i>Régime de gestion de la performance</i>	3,6	2,5	2,5	(1,1)	-30,6%	-	0,0%
<i>Autres</i>	12,9	13,5	14,1	1,2	9,3%	0,6	4,4%
Avantages sociaux	57,5	55,4	86,7	29,2	50,8%	31,3	56,5%
<i>Coût de retraite</i>	9,4	3,2	33,3	23,9	254,3%	30,1	940,6%
<i>Autres</i>	37,8	42,1	43,6	5,8	15,3%	1,5	3,6%
<i>Avantages complémentaires-retraités</i>	10,3	10,1	9,8	(0,5)	-4,9%	(0,3)	-3,0%
	361,7	365,3	408,4	46,7	12,9%	43,1	11,8%
Autres charges directes							
Dépenses de personnel et indemnités	13,5	13,8	14,1	0,6	4,4%	0,3	2,2%
Services externes	45,4	49,1	55,6	10,2	22,5%	6,5	13,2%
Stocks, achats de biens, ressources financières, locations et autres	76,5	84,0	88,5	12,0	15,7%	4,5	5,4%
	135,4	146,9	158,2	22,8	16,8%	11,3	7,7%
Total	497,1	512,2	566,6	69,5	14,0%	54,4	10,6%

Tableau établi à partir de la pièce B-1, HQT-6, document 2, pages 12 et 17.

Masse salariale

[139] La masse salariale du Transporteur est constituée de quatre éléments, soit le salaire de base, le temps supplémentaire, les primes et revenus divers et les avantages sociaux.

[140] Pour 2011, les charges liées à la main-d'œuvre s'élèvent à 408,4 M\$ et représentent 72 % des charges brutes directes du Transporteur.

[141] Par rapport à l'année de base 2010, la hausse du montant des salaires de base des employés est de 9,6 M\$, soit 3,9 %. Entre 2009 et 2011, ce montant augmente de 21,0 M\$, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 4,4 %. Le Transporteur attribue cette hausse à la croissance de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC) annuel, en lien avec la croissance de ses activités, aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail signées et aux progressions salariales des employés jusqu'à l'atteinte du maximum de leur classe.

[142] L'effectif annuel moyen du Transporteur passe de 3 384 ÉTC en 2010 à 3 475 ÉTC en 2011, soit une hausse nette de 91 ÉTC. Le Transporteur justifie cette hausse par une augmentation permanente de la charge de travail provenant de la croissance du réseau de transport ainsi qu'un besoin d'effectif temporaire pour soutenir la réalisation des investissements sur le réseau de transport.

[143] Le temps supplémentaire s'élève à 39,0 M\$ pour l'année témoin projetée 2011, comparativement à 37,6 M\$ pour l'année de base 2010 et à 41,3 M\$ pour l'année historique 2009. Selon le Transporteur, le niveau actuel du temps supplémentaire reflète le niveau des investissements et des nombreuses mises en service, qui entraînent une organisation différente de sa main-d'œuvre.

[144] Le Transporteur mentionne qu'en 2009, plusieurs heures supplémentaires ont été effectuées par les ressources du Transporteur en raison de l'indisponibilité des ressources d'Hydro-Québec Équipement et services partagés.

[145] Les charges relatives aux avantages sociaux, quant à elles, totalisent 86,7 M\$ en 2011. Elles sont en hausse de 31,3 M\$, soit 56,5 % par rapport à l'année de base 2010 et de 29,2 M\$, soit 50,8 % par rapport à l'année historique 2009. La croissance de ces charges s'explique principalement par l'augmentation de la charge de retraite.

[146] L'ACEFQ indique que les heures supplémentaires en 2009 ont été effectuées par le personnel régulier du Transporteur, impliquant un déplacement de ressources vouées à l'exploitation vers les ressources vouées aux investissements. De plus, l'intervenante indique que le coût du temps supplémentaire s'écarte des prévisions.

[147] L'UMQ souligne qu'au cours de la période 2009-2011, la masse salariale du Transporteur a progressé à un rythme annuel moyen de 3,2 %, si l'on exclut l'évolution du coût de retraite. De plus, en ce qui a trait à l'évolution de l'effectif, l'intervenante mentionne qu'il est difficile de quantifier les ÉTC depuis 2008. L'exercice reposerait sur des hypothèses quant à l'ampleur de la surestimation des ÉTC, des composantes et des salaires impliqués.

[148] La Régie constate une tendance à une surestimation de la projection de la masse salariale par rapport au montant réel. Pour 2009, la projection du Transporteur s'est avérée supérieure de 6,5 % au montant réel de 361,7 M\$. Pour 2010, le montant autorisé dépasse de 7,6 % la plus récente prévision de 365,3 M\$.

[149] Pour la période 2008-2010, la Régie note que les coûts réels du temps supplémentaire s'écartent des prévisions, alors que la masse salariale nette des charges de retraite ne suit pas cette tendance.

[150] Tel que précisé à la section 5.2.3 de la présente décision, l'estimation des coûts de la main-d'œuvre a une incidence sur les coûts capitalisés. Dans sa décision D-2007-08, la Régie faisait valoir que « *Lorsque les montants de coûts capitalisés sont sous-estimés, il se crée un avantage direct pour le Transporteur puisque la dépense d'exploitation de fin d'année est réduite d'autant, alors que les montants ont été collectés dans les tarifs*²⁷ ».

[151] Malgré la situation exceptionnelle qu'a connue le Transporteur en 2009, la Régie juge que celui-ci doit établir une meilleure projection des heures de travail nécessaires pour réaliser ses divers investissements.

[152] **La Régie demande au Transporteur de s'assurer d'une meilleure fiabilité de ses projections de la masse salariale et du temps supplémentaire et d'identifier, dans le cadre de sa prochaine demande tarifaire, les modifications qui pourraient être apportées afin d'améliorer l'acuité de ses projections.**

²⁷ Dossier R-3605-2006, pages 30 et 31.

Coût de retraite

[153] Le coût de retraite s'élève à 33,3 M\$ pour l'année témoin projetée 2011, comparativement à 3,2 M\$ pour l'année de base 2010 et à 9,4 M\$ pour l'année historique 2009.

[154] Le Transporteur explique la hausse du coût de retraite en 2011 principalement par la baisse des taux d'intérêt des obligations corporatives AA qui servent à établir le taux d'actualisation.

[155] Dans sa décision procédurale D-2010-124, la Régie s'exprimait comme suit :

« L'AQCIE/CIFQ et l'UMQ souhaitent traiter du coût de retraite, notamment des variations entre les montant prévus et les montants réels. La Régie constate que la même problématique liée à ce sujet est examinée dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur. À des fins d'efficacité du processus, la Régie choisit de ne pas reprendre le même débat dans la présente audience du Transporteur. En conséquence, cette question est exclue des sujets à débattre au présent dossier²⁸. »

[156] La Régie a rendu sa décision dans le dossier tarifaire du Distributeur²⁹. Dans cette décision, elle a décidé de mettre en place un mécanisme pour protéger le Distributeur et les consommateurs contre l'évolution à la hausse ou à la baisse du coût de retraite.

[157] Le régime de retraite d'Hydro-Québec est un régime corporatif qui affecte de la même façon le Distributeur et le Transporteur³⁰, notamment au niveau des variations des coûts que ces deux entités doivent porter aux CNE. Il va de soi que le traitement réglementaire de ces charges doit être le même pour le Distributeur et le Transporteur.

²⁸ Page 21.

²⁹ Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010.

³⁰ Décision D-2011-028, page 39, paragraphe 138.

[158] Même si le traitement réglementaire en question n'a pas fait l'objet d'un débat au présent dossier et que le Transporteur n'a pas participé à ce débat dans le cadre du dossier R-3740-2010 ayant mené à la décision D-2011-028, la Régie estime que la position du Distributeur au dossier R-3740-2010 est une position corporative à laquelle le Transporteur est présumé adhérer.

[159] Pour ces motifs, la Régie demande au Transporteur de créer un compte d'écart et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour le coût de retraite, à compter de l'année témoin 2011 et de présenter les composantes et les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire.

Budget spécifique

[160] Pour l'année témoin 2010, la Régie a accepté des charges de 20 M\$ au budget spécifique du Transporteur. Ce montant devait couvrir les coûts des activités nécessaires au maintien du niveau de fiabilité du réseau de transport et de la qualité du service et ceux reliés à l'atteinte de ses objectifs en matière de protection de l'environnement et d'efficacité énergétique.

[161] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur demande à la Régie de reconduire ce budget spécifique de 20 M\$ et de le majorer d'un montant de 2,8 M\$ pour couvrir les coûts de la sécurité des technologies de l'information et des communications (TIC).

[162] Le tableau 5 présente un portrait global de l'évolution du budget spécifique du Transporteur depuis 2007.

Tableau 5
Évolution du budget spécifique 2007-2011

(en millions de dollars)

	2007 Coûts réels	2008 Coûts réels	2009 Budget autorisé	2009 Coûts réels	2010 Budget autorisé	2011 Budget demandé
Maîtrise de la végétation		2,5	2,5	3,8	4,0	4,5
Protection de l'environnement		2,8	2,5	2,9	3,0	3,0
Efficacité énergétique		0,8	1,2	0,6	0,5	0,0
Maintenance	5,0	9,7	13,8	12,7	12,5	12,5
Sécurité des TIC						2,8
Budget spécifique	5,0	15,8	20,0	20,0	20,0	22,8

Tableau établi à partir de la pièce HQT-6, document 2, page 19 et du dossier R-3706-2009, pièce HQT-6, document 2, page 21.

[163] Dans sa décision D-2009-015³¹, la Régie maintenait les demandes exprimées dans sa décision D-2008-019 :

« Dans le dossier tarifaire 2011, le Transporteur devra présenter un bilan détaillé de ces activités depuis 2007. L'analyse devra permettre d'examiner les résultats atteints et de statuer sur la nécessité de maintenir le même niveau de dépenses dans le futur. »

[164] En réponse aux attentes de la Régie, le Transporteur commente comme suit certains écarts apparaissant au tableau :

- Pour la Maîtrise de la végétation, l'excédent de coût de 1,3 M\$ en 2009 serait dû à deux déclenchements de lignes sur le réseau principal, à la suite desquels le Transporteur a entrepris un vaste plan d'inspection, par niveau de tension de lignes, afin d'identifier les zones d'interventions prioritaires et d'effectuer les travaux requis;
- Pour la Maintenance en 2009, les coûts ont été inférieurs de 1,1 M\$ à ceux budgétisés. Le résultat réel de 2010 devrait montrer un dépassement budgétaire de 0,3 M\$, ayant permis la réalisation d'une proportion acceptable des activités de maintenance déjà planifiées.

³¹ Pages 48 et 49.

Maîtrise de la végétation

[165] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette 4,5 M\$ à son budget spécifique pour poursuivre la réalisation des activités liées au plan d'inspection et effectuer les interventions requises afin d'assurer la continuité du service.

[166] Le Transporteur explique qu'il a élaboré un plan intégré de la Maîtrise de la végétation, conformément aux nouvelles exigences de la North American Electric Reliability Corporation (NERC). La révision de l'encadrement de cette activité et l'implantation d'un système d'assurance qualité sont deux mesures spécifiques découlant de ce plan, étalé jusqu'à la fin de l'année 2011. En 2012, à la suite de l'analyse des résultats, les besoins du Transporteur à cet égard seront réévalués et soumis à la Régie.

Protection de l'environnement

[167] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette 3,0 M\$ à son budget spécifique pour la Protection de l'environnement, soit un montant identique au budget autorisé 2010. Ces coûts sont reliés à l'optimisation des activités de décontamination et de caractérisation des sols en exécution de ses obligations légales en matière environnementale.

Efficacité énergétique

[168] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur n'a pas projeté de coût relié à l'efficacité énergétique. Les coûts requis pour la poursuite des activités de réduction de la consommation énergétique des postes, plus particulièrement au niveau de l'éclairage intérieur des bâtiments, seront pris à même l'enveloppe de base des CNE.

Maintenance

[169] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette 12,5 M\$ à son budget spécifique pour les activités de maintenance. Ce montant serait nécessaire pour maintenir une cadence élevée au niveau de la réalisation de travaux souvent générés par des problèmes de conception ou de vieillissement accéléré d'équipements.

Sécurité des technologies de l'information et des communications

[170] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette 2,8 M\$ à son budget spécifique pour la Sécurité des TIC.

[171] Le Transporteur justifie cette projection en précisant qu'il doit assurer la pérennité des investissements, poursuivre ses efforts et maintenir une pratique intégrée en matière de sécurité dans ce domaine. Il souligne qu'Hydro Québec ne peut se considérer à l'abri de tout risque lié à la Sécurité des TIC. Ainsi, en février 2010, l'entreprise a entériné la mise en place d'une deuxième série de mesures qui s'échelonneront sur la période 2011-2015.

[172] L'ACEFO considère que le bilan détaillé de l'ensemble du budget spécifique soumis par le Transporteur ne présente pas ce qui était recherché en termes de résultats atteints. Selon l'intervenante, le Transporteur s'est contenté de recenser les actions et les budgets engagés, année après année, depuis 2007, alors que le but de l'exercice était d'établir un état de résultats de ces activités et budgets dépensés depuis 2007.

[173] Cette intervenante est d'avis que le Transporteur n'a pas réussi à démontrer, de façon satisfaisante, la nécessité de maintenir le même niveau de dépenses dans le futur. Le budget spécifique n'apparaît ni raisonnable ni justifié.

[174] L'ACEFQ estime que le Transporteur doit faire un rapport complet de l'utilisation des budgets spécifiques en lien avec les budgets globaux des activités pour lesquels des budgets spécifiques ont été demandés, en justifiant la pertinence de créer de tels budgets.

[175] L'AQCIE/CIFQ s'oppose à l'inclusion d'une enveloppe supplémentaire de 2,8 M\$ pour la Sécurité des TIC. L'intervenant estime que le bilan d'activités présenté par le Transporteur n'est pas convaincant quant au maintien du caractère extraordinaire des dépenses dans certains champs d'activités. L'intervenant demande à la Régie de se pencher sur la pertinence de reconduire, année après année, le même niveau de dépenses à titre de budget spécifique.

[176] L'UMQ ne remet pas en question le niveau général des dépenses reliées au budget spécifique mais souligne l'incertitude qui entoure la classification de telles dépenses à titre d'éléments spécifiques. L'intervenante recommande d'accepter le budget spécifique de 2,8 M\$ lié à la Sécurité des TIC, mais considère qu'un budget spécifique ne devrait être accordé que pour des initiatives ponctuelles à durée déterminée.

[177] L'intervenante indique que l'examen des besoins à combler pour 2011 et les années suivantes ne permet pas de déterminer l'échéancier de réalisation des projets et leur réintégration dans les activités de base du Transporteur. Il ajoute qu'un même programme est traité de façon différente par les deux divisions réglementées d'Hydro-Québec.

[178] Le GRAME soutient qu'aucune analyse des montants de ces dépenses ne peut être effectuée et qu'il est impossible de statuer sur la nécessité de maintenir le même niveau de dépenses dans le futur. En ce qui a trait à la Protection de l'environnement, l'intervenant demande à la Régie d'exiger du Transporteur que tous les travaux de remise en état des sites et de caractérisation des sites soient présentés dans le bilan des activités liées au budget spécifique du Transporteur.

[179] La Régie demande au Transporteur, depuis un certain temps, de mieux justifier les coûts projetés au budget spécifique.

[180] En suivi de la décision D-2009-015 de la Régie, le Transporteur donne suite à ces demandes et présente, par sphère d'activités, un bilan détaillé des activités réalisées depuis 2007. Le dépôt du bilan détaillé visait à permettre à la Régie de mieux évaluer la pertinence du budget spécifique et, le cas échéant, d'identifier les actions prioritaires y reliées.

[181] Dans le contexte où la performance du Transporteur au niveau de l'évolution des CNE est évaluée en excluant de ces charges les coûts portés au budget spécifique, il devient important de classer adéquatement les charges reliées aux opérations courantes et celles qui n'en font pas partie.

[182] Ainsi, la Régie considère que les charges portées à un budget spécifique ne devraient comprendre que des coûts reliés à des opérations ponctuelles comportant des objectifs spécifiques et à durée déterminée dont on peut cerner le début et la fin.

[183] Il subsiste une certaine confusion à cet égard d'une année à l'autre. À titre d'exemple, tous les postes de dépenses portés au bilan du tableau 5 peuvent, dépendamment du contexte, logiquement être classés comme des opérations courantes. La sécurité informatique, le contrôle de la végétation sous les lignes de transport, la protection de l'environnement, la maintenance, etc., sont toutes des activités inhérentes à l'exploitation d'un réseau de transport d'électricité.

[184] Conséquemment, et faute d'explications concluantes sur la justification du caractère spécifique de certaines charges, la Régie juge non justifié le montant demandé par le Transporteur à titre de budget spécifique pour l'année témoin 2011. **Dans les circonstances, elle accorde un budget spécifique de 20 M\$ en 2011. Ce montant de 20 M\$ équivaut à celui reconnu lors des dossiers tarifaires précédents.**

[185] **De plus, dans le cadre de la prochaine demande tarifaire, afin de pouvoir mieux juger de la pertinence des charges au budget spécifique, la Régie demande au Transporteur de revoir et déposer une proposition claire (i) identifiant les critères permettant de qualifier de spécifiques certaines charges et justifiant de les porter à un budget spécifique et (ii) reliant ces charges spécifiques à un échéancier de réalisation des opérations spécifiques en question.**

Autres charges directes

[186] Les Autres charges directes représentent en moyenne près de 28 % du total des charges brutes directes projetées pour 2011. En hausse de 22,8 M\$, elles passent de 135,4 M\$ en 2009 à 158,2 M\$ en 2011. Cette augmentation s'explique, notamment, par l'ajout d'une charge ponctuelle de 5,5 M\$ ayant trait à la relocalisation du centre d'expertise matériel (CEM) du Bout-de-l'Île. Cette charge correspond aux frais de transport et de déménagement du matériel aux nouveaux sites d'entreposage.

[187] Le Transporteur indique que le début des travaux de construction du nouveau poste est planifié en 2011 et que l'échéancier détaillé des travaux sera présenté lors du dépôt prochain de la demande d'autorisation de ce projet en vertu de l'article 73 de la Loi³².

[188] Bien que ces frais de relocalisation soient induits par un projet d'investissement sur un nouveau poste, en vertu des PCGR, ils ne sont pas capitalisables et créent une hausse ponctuelle et non récurrente des CNE pour 2011.

[189] L'ACEFO s'oppose à l'inclusion de ces coûts dans les charges d'exploitation du Transporteur, ce dernier n'ayant pas fourni de raisons supplémentaires permettant de juger du caractère juste et raisonnable des coûts associés à la relocalisation du CEM.

[190] L'intervenante recommande également de ne pas intégrer les coûts de relocalisation du CEM du Bout-de-l'Île dans le revenu requis de 2011. Il serait préférable d'attendre la réalisation des travaux et la justification complète des coûts.

[191] **La Régie reconnaît le montant de 5,5 M\$ aux CNE, étant donné que ces coûts ne peuvent être capitalisés, comme le souligne le Transporteur.**

5.2.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

[192] Le tableau 6 ci-dessous présente l'évolution des charges des services partagés de 2009 à 2011.

³² Pièce B-36.

Tableau 6
Évolution des charges de services partagés 2009-2011

(en millions de dollars ou en %)

	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011 - 2009 année historique		Variation 2011 - 2010 année de base	
Groupe Technologie							
Télécommunications	89,8	91,0	94,8	5,0	5,6%	3,8	4,2%
Innovation	12,9	12,9	13,1	0,2	1,6%	0,2	1,6%
Informatique	16,9	18,8	20,3	3,4	20,1%	1,5	8,0%
Rendement sur les actifs	2,5	3,8	4,2	1,7	68,0%	0,4	10,5%
	122,1	126,5	132,4	10,3	8,4%	5,9	4,7%
Centre de services partagés							
Services partagés	92,2	94,8	98,2	6,0	6,5%	3,4	3,6%
Rendement sur les actifs	2,9	2,6	2,8	(0,1)	-3,4%	0,2	7,7%
	95,1	97,4	101,0	5,9	6,2%	3,6	3,7%
Unités corporatives							
Finances	9,5	9,6	9,5	-	0,0%	(0,1)	-1,0%
Ressources humaines	17,6	17,4	18,1	0,5	2,8%	0,7	4,0%
Sécurité industrielle	14,7	16,1	16,8	2,1	14,3%	0,7	4,3%
Affaires juridiques	2,4	2,2	2,5	0,1	4,2%	0,3	13,6%
Autres	0,4	0,3	0,3	(0,1)	-25,0%	-	0,0%
	44,6	45,6	47,2	2,6	5,8%	1,6	3,5%
Hydro-Québec Équipement	13,0	12,2	12,4	(0,6)	-4,6%	0,2	1,6%
Hydro-Québec Production							
Maintenance et opération des installations	16,3	16,2	16,5	0,2	1,2%	0,3	1,9%
Espaces nordiques et refection des autres espaces	6,5	7,9	7,9	1,4	21,5%	-	0,0%
Autres	-	2,5	2,5	2,5		-	0,0%
	22,8	26,6	26,9	4,1	18,0%	0,3	1,1%
Hydro-Québec Distribution							
Refacturation des espaces	9,1	10,2	10,4	1,3	14,3%	0,2	2,0%
Autres	1,0	0,7	0,8	(0,2)	-20,0%	0,1	14,3%
	10,1	10,9	11,2	1,1	10,9%	0,3	2,8%
Ajustements divers et montants non répartis	(0,9)	-	-	0,9	-100,0%	-	0,0%
Total (incluant rendement)	306,8	319,2	331,1	24,3	7,9%	11,9	3,7%

Tableau établi à partir de la pièce B-1, HQT-6, document 2, page 28.

[193] Le Transporteur explique la hausse des charges de services partagés de 2009 à 2011 essentiellement par l'augmentation du coût de retraite imputé à des fournisseurs internes et par la hausse du rendement sur les actifs des fournisseurs. De plus, un nouveau programme de sécurité des TIC de 2,8 M\$ sera réalisé par le Groupe Technologie. Enfin, le Transporteur prévoit des coûts additionnels de 2,5 M\$ pour l'utilisation d'actifs de la centrale Cadillac afin de répondre à la situation exceptionnelle du réglage de tension du réseau, en attendant la réalisation de futurs investissements. À cet égard, le Transporteur dépose, en suivi de la décision D-2010-032, l'entente de service conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (Hydro-Québec Production ou le Producteur) couvrant la période du 1^{er} avril 2010 au 31 décembre 2013.

[194] Pour ce qui est des changements organisationnels d'Hydro-Québec, le Transporteur souligne la dissolution du Groupe Ressources humaines et services partagés. Les activités des ressources humaines ont été intégrées aux unités corporatives, tandis que le Centre de services partagés (CSP) s'est joint à la division Hydro-Québec Équipement, qui est devenue Hydro-Québec Équipement et services partagés. Toutefois, comme la nature des activités du CSP est différente, le Transporteur maintient une présentation distincte des informations pour fins d'analyse. De plus, certaines activités, auparavant gérées par le CSP, sont rattachées aux unités corporatives.

5.2.3 COÛTS CAPITALISÉS

[195] Les coûts capitalisés, au montant de 144,0 M\$ pour l'année témoin 2011, sont déduits des charges brutes directes et des charges de services partagés, afin d'imputer aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels en cours leur juste part des coûts encourus. Ainsi, ces coûts sont ajoutés à la base de tarification, une fois les projets mis en exploitation.

[196] Le Transporteur reconnaît qu'en 2009, plusieurs heures supplémentaires ont été effectuées par les ressources du Transporteur en raison de l'indisponibilité des ressources d'Hydro-Québec Équipement et services partagés.

[197] L'ACEFQ suggère l'implantation d'un mécanisme de suivi et de correction pour évaluer les coûts des ressources transférées des activités d'exploitation en mode prévisionnel vers les activités d'investissements en mode réel. De plus, le Transporteur

devrait compenser la clientèle lorsque les CNE s'avèrent surestimées en mode prévisionnel.

[198] La Régie est d'avis qu'il existe un lien entre la projection des charges liées à la main-d'œuvre et celle des coûts capitalisés. Pour la période 2008-2010, la sous-estimation des heures de travail projetées a eu une incidence à la hausse sur le coût de la main-d'œuvre qui est transféré, subséquemment, à la base de tarification, une fois les projets d'investissements mis en service.

[199] La Régie note qu'en 2009, la projection des coûts capitalisés du Transporteur s'est avérée inférieure de 21,1 % au montant réel de 132,4 M\$, et inférieure de 11,4 % pour 2010 par rapport à la plus récente prévision de 2010, soit de 131,2 M\$.

[200] Indépendamment de la sous-estimation de la projection des coûts capitalisés pour la période 2008-2010, la Régie constate que le Transporteur a augmenté de façon significative sa projection 2011 par rapport aux années précédentes. **La Régie considère raisonnable le montant projeté de 144,4 M\$ au titre des coûts capitalisés pour l'année témoin 2011.**

5.2.4 APPROCHE GLOBALE DE TYPE PARAMÉTRIQUE

Approche paramétrique de la Régie

[201] Dans le présent dossier tarifaire, le Transporteur présente son approche paramétrique et, à titre illustratif, l'application de la formule paramétrique de la Régie. Le tableau suivant présente l'évaluation, par le Transporteur, des CNE pour 2011 à l'aide de la formule paramétrique de la Régie.

Tableau 7
Évaluation par le Transporteur des charges nettes d'exploitation pour 2011
à l'aide de la formule paramétrique de la Régie

(en millions de dollars)	2007	2008	2009	2010	2011		
					Niveau estimé	Niveau proposé	Écart
Charges nettes - Année historique 2007	733,6						
Moins - Coût de retraite 2007	(47,5)						
Inflation		13,7	12,5	12,9	13,3		
Croissance		5,0	8,9	8,1	8,6		
Ajustement - Transfert Groupe technologie		(80,3)					
Plus - Coût de retraite brut					33,3		
Sous-total - Formule avant productivité	686,1	624,5	645,9	666,9	722,1		
Productivité 2008					(6,2)		
Productivité 2009					(6,4)		
Productivité 2010					(6,3)		
Productivité 2011					(6,4)		
Total - Formule incluant productivité					696,8	723,2	26,4

Source: Pièce B-1, HQT-6, document 1, page 10.

[202] Le Transporteur estime que les CNE proposées pour l'année témoin projetée excèdent de 26,4 M\$ le montant de 696,8 M\$ qui résulte de l'application de la formule paramétrique de la Régie. Le Transporteur utilise le taux d'inflation projeté de 2 % et le facteur de 1,32 % pour tenir compte de la croissance du réseau.

[203] En considérant la hausse proposée de 17,8 M\$ du budget spécifique entre l'année historique 2007 et l'année témoin 2011, le montant des CNE est ajusté à 714,6 M\$.

[204] De plus, pour tenir compte du besoin ponctuel lié à la relocalisation du CEM du Bout-de-l'Île, le Transporteur ajoute 5,5 M\$ à ce montant. Il obtient ainsi un niveau de CNE de 720,1 M\$.

[205] Le Transporteur conclut que le résultat obtenu ne présente qu'un écart de 3,1 M\$ avec le montant de 723,2 M\$ découlant de sa méthode de calcul détaillée.

[206] L'ACEFO recommande de réduire de 93 M\$ la valeur sur laquelle le Transporteur applique le facteur de 1,32 % pour tenir compte de la croissance du réseau. Ce montant représente la mise en service partielle du projet de mise à niveau du réseau principal. L'intégration de cette somme pose un problème de cohérence dans la démarche d'évaluation des charges d'entretien et d'exploitation additionnelles générées par la croissance du réseau. Ce projet n'étant pas classé dans la catégorie des besoins de croissance de la clientèle, il ne devrait pas être pris en compte.

[207] Le Transporteur soutient à cet égard que, même si ce projet n'est pas qualifié spécifiquement comme visant à satisfaire la croissance du réseau dans son ensemble, son utilité et son importance ne font aucun doute et il s'ensuit qu'il requiert, comme d'autres projets importants, un niveau d'exploitation que la formule paramétrique permet de reconnaître.

[208] La FCEI soumet que, dans l'éventualité où la Régie accepterait que les coûts de remise en état des sites associés à des actifs remplacés soient capitalisés, la formule paramétrique devrait être ajustée en conséquence. Sur la base de l'impact soumis par le Transporteur, le total, incluant la productivité, devrait être révisé de 13 M\$ à la baisse.

[209] Le Transporteur soutient, à cet égard, que le montant estimé n'a pas été inclus dans les CNE demandées pour 2011. De ce fait, il faudrait, au contraire, ajuster à la hausse les CNE de 13 M\$, si la pratique demandée n'était pas retenue. À son avis, ce montant constituerait alors un élément de suivi spécifique dans le cadre de l'utilisation de la formule paramétrique³³.

[210] La Régie rappelle que l'objectif premier de la formule paramétrique est « *de renseigner sur l'évolution des CNE en relation avec l'inflation et le niveau des activités du Transporteur*³⁴ ». Quant au montant ponctuel de 5,5 M\$ lié au CEM du Bout-de-l'Île, la Régie considère qu'il fait partie du niveau global des CNE et ne constitue pas un élément spécifique à considérer dans l'approche paramétrique.

³³ Pièce B-44, HQT-15, document 2, pages 4 et 5.

³⁴ Décision D-2009-015, page 39.

[211] Par ailleurs, la Régie considère qu'il y a lieu d'appliquer, au montant de 93 M\$ relié à la mise en service partielle du projet de mise à niveau du réseau principal, le facteur annuel relié aux charges d'exploitation et d'entretien. Dans sa décision D-2009-109³⁵, la Régie a reconnu l'utilité et l'importance de ce projet. Elle mentionnait, entre autres, que ce projet est techniquement justifié pour assurer la stabilité du réseau et pour assurer le contrôle de la tension lors des fluctuations de la demande. Dans ce contexte, la Régie reconnaît le caractère stratégique de cette mise à niveau et l'inclusion des dépenses afférentes dans les charges d'exploitation prises en compte dans la formule paramétrique.

[212] La Régie constate que le tableau 7 est conforme à l'approche de type paramétrique retenue par la Régie dans sa décision D-2010-032. Le montant des CNE obtenu par l'application de la formule paramétrique s'établit ainsi à 696,8 M\$.

[213] Quant au traitement comptable des coûts de remise en état des sites associés à des actifs remplacés, la Régie rappelle que l'application de la formule paramétrique prend pour point de départ l'année historique 2007. Tout changement de nature comptable intervenu postérieurement à cette date n'affecte la formule paramétrique que dans la mesure où il a un impact sur cette année historique. La Régie considère que, compte tenu du changement proposé, son impact a posteriori n'est pas significatif pour l'année 2007 et, conséquemment, un tel ajustement n'est pas requis.

5.2.5 CONCLUSION SUR LES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION

[214] Le Transporteur demande à la Régie d'autoriser un montant global des CNE de 723,2 M\$ pour l'année témoin 2011. La croissance des CNE entre l'année témoin projetée 2011 et l'année autorisée 2010 est de 30,7 M\$ ou 4,4 %.

³⁵ Dossier R-3696-2009.

[215] L'UMQ soumet que, eu égard au niveau d'inflation retenu et aux gains d'efficience retenus dans la formule paramétrique, un montant de 720 M\$ devrait être accordé au Transporteur au titre des CNE.

[216] Pour l'année 2011, l'approche paramétrique utilise comme point de départ les CNE de l'année historique 2007, lesquelles incluaient les coûts de remise en état des sites associés à un actif remplacé. Avant la prise en compte des gains de productivité, l'application de l'approche paramétrique permet un budget à hauteur de 722,1 M\$. Après déduction de ces gains, le montant obtenu est de 696,8 M\$.

[217] En tenant compte de la hausse de 15,0 M\$ du budget spécifique entre l'année historique 2007 et l'année témoin projetée 2011, le montant de 696,8 M\$ des CNE est ainsi ajusté à 711,8 M\$, soit 11,4 M\$ de moins que le montant proposé par le Transporteur.

[218] **Considérant ces résultats et l'ensemble de la preuve au dossier, la Régie juge raisonnable d'accorder, pour l'année témoin 2011, un montant global de 712 M\$ pour les CNE, représentant une augmentation d'environ 2,8 % par rapport au montant autorisé pour l'année 2010.**

5.3 AUTRES CHARGES

[219] Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2011, un montant de 1 039,8 M\$ au titre des Autres charges.

Tableau 8
Évolution des autres charges 2009-2011

(en millions de dollars ou en %)

	2010 autorisé D-2010-041	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011 - 2010 autorisé		Variation 2011 - 2009 année historique	Variation 2011 - 2010 année de base
Achats de services de transport	25,1	19,0	21,9	21,6	(3,5)	-13,9%	13,7%	-1,4%
Achats d'électricité	14,3	14,0	14,0	14,0	(0,3)	-2,1%	0,0%	0,0%
Amortissement								
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	848,7	603,8	834,1	864,3	15,6	1,8%	43,1%	3,6%
Autres	87,5	177,4	140,9	93,0	5,5	6,3%	-47,6%	-34,0%
	936,2	781,2	975,0	957,3	21,1	2,3%	22,5%	-1,8%
Taxes								
Taxes sur le capital	24,0	42,7	22,7		(24,0)	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Taxes sur les services publics	75,9	68,2	76,4	78,5	2,6	3,4%	15,1%	2,7%
Taxes municipales et scolaires	12,1	11,3	12,0	12,3	0,2	1,7%	8,8%	2,5%
	112,0	122,2	111,1	90,8	(21,2)	-18,9%	-25,7%	-18,3%
Autres revenus de facturation interne	(41,0)	(40,5)	(41,5)	(43,9)	(2,9)	7,1%	8,4%	5,8%
Total	1 046,6	895,9	1 080,5	1 039,8	(6,8)	-0,6%	16,1%	-3,8%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-5, document 1, page 3; B-1, HQT-6, document 3, page 5; et le dossier R-3706-2009, pièce B-37, HQT-5, document 1, page 4.

5.3.1 ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT

[220] Le montant projeté pour l'année témoin 2011 au titre des Achats de services de transport est de 21,6 M\$.

Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée (CRT)

[221] Le Transporteur entend commercialiser la capacité de transport de CRT, tant en export qu'en import, en achetant toute la capacité de ce réseau, soit 325 MW, sur la base du tarif de CRT de 8,79 \$/kW/an pour 2011 et d'un taux de pertes de 1,6 %.

[222] La facture du Transporteur pour les services de transport de CRT est évaluée à 5,8 M\$ pour l'année 2011. Ce montant est en légère baisse par rapport à ceux de l'année de base 2010 et de l'année historique 2009.

Rio Tinto Alcan (RTA)

[223] Le Transporteur projette, pour 2011, un montant de 10,6 M\$ pour ses Achats de services de transport auprès de RTA pour l'alimentation des charges du Distributeur dans la région du Saguenay – Lac Saint-Jean.

[224] Ces achats sont payés à RTA en vertu de deux contrats :

- un contrat de location de deux lignes de RTA, reconduit temporairement depuis le 31 décembre 2008;
- un contrat de service de transport échu depuis le 31 décembre 2006.

Énergie La Lièvre (ÉLL)

[225] Un contrat de transport d'une durée initiale de cinq ans conclu entre le Transporteur et ÉLL, à titre de transporteur auxiliaire, pour l'alimentation de l'usine de Papier Masson Ltée, un client du Distributeur, a débuté le 1^{er} janvier 2009³⁶. Le coût des services de transport achetés est estimé à 1,3 M\$ pour 2011.

Société en commandite hydroélectrique Manicouagan (SCHM)

[226] Le Transporteur évalue à 3,8 M\$, pour l'année témoin 2011, la prévision de ses Achats de services de transport auprès de SCHM. Ce montant est équivalent à celui demandé dans le dossier tarifaire précédent.

[227] La Régie juge raisonnables les montants suivants proposés pour l'année 2011 à titre d'Achats de services de transport auprès de :

- CRT : 5,8 M\$;
- RTA : 10,6 M\$;
- ÉLL : 1,3 M\$;
- SCHM : 3,8 M\$.

³⁶ Contrat approuvé par la Régie dans sa décision D-2010-087, dossier R-3636-2007.

5.3.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[228] La Régie retient le montant de 14,0 M\$ projeté par le Transporteur, pour l'année témoin 2011, au titre des Achats d'électricité.

5.3.3 AMORTISSEMENT

[229] Pour l'année témoin 2011, les charges d'amortissement s'élèvent à 957,3 M\$, comparativement à 975,0 M\$ pour l'année de base 2010 et à 781,2 M\$ pour l'année historique 2009. Au cours de la période 2009-2011, ces charges se sont accrues de 176,1 M\$, soit 22,5 %, découlant, d'une part, de la nouvelle règle visant à comptabiliser les retraits d'actifs dans les charges, tel qu'approuvé dans la décision D-2009-015, et d'autre part, du changement, en 2010, de la méthode d'amortissement des immobilisations corporelles, tel qu'approuvé dans la décision D-2010-020³⁷.

[230] Ces charges d'amortissement sont constituées, entre autres, des immobilisations corporelles en exploitation, des actifs incorporels et des retraits d'actifs.

[231] Pour l'année témoin 2011, les charges d'amortissement incluent une projection de 60 M\$ reliée aux retraits annuels anticipés. Auparavant, cette projection était basée sur la moyenne des retraits d'actifs des cinq dernières années. Le Transporteur propose de modifier la base d'établissement des retraits. Il considère insuffisant le niveau de retraits dérivé selon la moyenne historique, vu le contexte actuel marqué par un niveau des mises en exploitation de projets qui a doublé entre 2006 (785 M\$) et 2011 (1 473 M\$).

[232] Le Transporteur produit une ventilation des retraits totaux en deux catégories distinctes, soit les retraits de nature courante et les autres retraits.

[233] Selon le Transporteur, les retraits de nature courante varient en fonction du niveau de mises en exploitation et, plus particulièrement pour les projets de pérennité, pour lesquels il y a généralement plus de retraits.

³⁷ Dossier R-3703-2009 Phase 1.

[234] En réponse à une demande de renseignements³⁸, le Transporteur indique qu'il utilise le ratio des retraits bruts sur le total des mises en exploitation pour établir sa projection pour 2010 et 2011. Il soutient que la moyenne historique des retraits de nature courante se chiffre à 3,1 % pour la période 2005 à 2009. Ce ratio de 3,1 % exclut les retraits qui ne sont pas de nature courante, soit ceux reliés aux mises en conformité, aux travaux de corroboration et aux actifs retirés du poste Des Cantons. Ces types de retraits sont évalués distinctement. Le Transporteur établit ses prévisions à 39 M\$ pour 2010 et à 45 M\$ pour 2011, en se basant sur le ratio de 3,1 %.

[235] Les autres retraits comprennent des travaux de corroboration et de mise en conformité. Le Transporteur établit sa prévision des autres retraits en se basant sur les résultats réels 2005 et affirme qu'il évalue de façon conservatrice sa prévision de retraits sur deux ans à 30 M\$, soit 15 M\$ pour 2010 et 15 M\$ pour 2011.

[236] Le Transporteur confirme que les travaux de mise en conformité sont compris dans les travaux de corroboration et indique que la prévision des autres retraits est basée sur la croissance anticipée des retraits découlant des exercices de corroboration qui seront réalisés en 2011, ainsi que de l'aboutissement de certains travaux de mise en conformité, dont la réalisation est synchronisée avec le passage aux IFRS³⁹.

[237] Le Transporteur indique que les travaux de corroboration consistent en une mise à niveau des registres comptables avec les registres techniques du Transporteur.

[238] Dans le cadre des travaux de mise en conformité, le passage aux IFRS demande de revoir le découpage des composantes des actifs d'Hydro-Québec figurant à son registre des immobilisations corporelles et incorporelles. La nature du travail à accomplir pour ce découpage prévoit la revue de chaque partie d'une immobilisation corporelle ou incorporelle ayant un coût significatif par rapport au coût total de l'élément. Le Transporteur mentionne qu'il finalisera la mise en conformité de certaines catégories de ses immobilisations corporelles et incorporelles d'ici 2012. Le Transporteur mentionne que ces travaux font partie d'un processus de mise à jour continue suivant un cycle de cinq ans pour chacune des catégories d'actifs.

³⁸ Pièce B-19, HQT-13, document 1.1, pages 4 à 7.

³⁹ Pièce B-12, HQT-13, document 1, page 24.

[239] L'ACEFQ n'est pas convaincue que les retraits d'actifs soient liés directement aux mises en service. Par ailleurs, l'intervenante estime que le Transporteur devrait chercher à maximiser la récupération des actifs retirés et raffiner sa méthodologie pour prévoir la valeur des retraits d'actifs, en ventilant par type d'investissements et type d'actifs, comme le lui demandait la Régie.

[240] La FCEI recommande à la Régie de rejeter le changement méthodologique proposé par le Transporteur et de poursuivre l'application de la méthodologie existante jusqu'à ce qu'une nouvelle méthodologie, soutenue par une preuve probante, soit déposée. De plus, l'intervenante émet des réserves sur le bien-fondé du facteur de 3,1 % qui a été appliqué aux mises en exploitation.

[241] La Régie considère que, dans le contexte où le Transporteur doit effectuer d'importants investissements en pérennité et renforcement du réseau, cela a un effet sur les retraits d'actifs.

[242] Dans ce contexte, si l'historique des retraits d'actifs n'est pas toujours la mesure parfaite pour évaluer les projections de ces retraits à l'avenir, la Régie ne peut ignorer la valeur relative des données historiques les plus récentes.

[243] De plus, la Régie n'est pas convaincue que la méthode proposée par le Transporteur soit plus adéquate. En audience, le Transporteur informe la Régie qu'en date du 31 octobre 2010, il avait réalisé 19,9 M\$ de retraits de nature courante et 3,9 M\$ d'autres retraits, pour un total de près de 24 M\$. Sur une base annuelle, cette valeur correspondrait à 29 M\$, soit près de la moitié de la projection de 60 M\$ proposée pour 2011.

[244] Sur cette base, la Régie autorise un montant de 50 M\$ à titre de retraits d'actifs pour l'année témoin 2011 et demande au Transporteur de présenter, lors du dépôt de ses rapports annuels, le détail des retraits d'actifs réalisés par catégorie d'actifs et d'expliquer les variations relatives au montant autorisé.

[245] Compte tenu de la décision rendue dans la présente section, la Régie autorise un montant projeté de 947,3 M\$ pour l'année témoin 2011 au titre des charges d'amortissement.

5.3.4 TAXES ET AUTRES REVENUS DE FACTURATION INTERNE

[246] Le montant projeté des taxes applicables au Transporteur s'établit à 90,8 M\$ pour l'année témoin 2011. Ce montant représente une baisse de 21,2 M\$ ou de 18,9 % par rapport au montant autorisé en 2010.

[247] Le Transporteur mentionne l'abolition, en 2011, de la taxe sur le capital en vertu de la Loi 37⁴⁰.

[248] Quant aux Autres revenus de facturation interne, le montant projeté pour 2011 s'élève à 43,9 M\$.

[249] La Régie retient les montants projetés par le Transporteur, pour l'année témoin 2011, de 90,8 M\$ pour les Taxes et de 43,9 M\$ pour les Autres revenus de facturation interne.

5.4 FRAIS CORPORATIFS, INTÉRÊTS RELIÉS AU REMBOURSEMENT GOUVERNEMENTAL ET FACTURATION EXTERNE

5.4.1 FRAIS CORPORATIFS

[250] Les frais corporatifs correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

[251] Pour l'année témoin projetée 2011, la part de Frais corporatifs du Transporteur s'élève à 38,3 M\$, soit le même montant que celui autorisé pour 2010. La répartition des frais corporatifs est effectuée selon la méthode autorisée par la Régie dans sa décision D-2005-50⁴¹.

⁴⁰ Projet de loi n° 37 : Loi donnant suite au discours sur le budget du 24 mai 2007, à la déclaration ministérielle du 1^{er} juin 2007 concernant la politique budgétaire 2007-2008 du gouvernement et à certains autres énoncés budgétaires.

⁴¹ Dossier R-3549-2004 Phase 1.

[252] Le Transporteur explique que la Loi 100⁴² requiert d'Hydro-Québec une réduction de 10 % des dépenses de fonctionnement de nature administrative à l'horizon 2013 par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009. Selon Hydro-Québec, les frais administratifs au sens de la Loi 100 correspondent aux frais corporatifs.

[253] Pour l'année témoin projetée 2011, le Transporteur mentionne que l'application de la Loi 100 se traduit par une réduction récurrente de 2,6 M\$ qui lui est imputée.

[254] L'objectif d'Hydro-Québec, en conformité avec la Loi 100, représente une baisse de plus de 10 M\$ pour l'ensemble d'Hydro-Québec. À la fin de 2011, l'entreprise aura mis en œuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs qui auront permis des réductions récurrentes de l'ordre de 9 M\$.

[255] L'ACEFQ considère que le Transporteur devrait réévaluer l'objectif de réduction des frais corporatifs entre 2010 et 2013, en n'excluant aucun élément de dépenses.

[256] La Régie constate, au tableau 9 ci-dessous, une surestimation des Frais corporatifs autorisés au Transporteur par rapport aux montants réels. Par ailleurs, elle note des variations dans les charges relatives aux Frais corporatifs du Transporteur qui évoluent à la hausse.

Tableau 9
Évolution des frais corporatifs

<i>(en M\$)</i>	<i>Montant autorisé</i>	<i>Année de base (4 mois réel / 8 mois projetés)</i>	<i>Montant réel</i>	<i>Différence (réel et autorisé)</i>
2005	30,8		30,3	(0,5)
2006	s/o	33,3	30,6	(2,7)
2007	35,2		35,6	0,4
2008	34,4		32,2	(2,2)
2009	37,4		28,6	(8,8)

Tableau établi à partir de la pièce B-1, HQT-6, document 1, page 5 et des décisions D-2010-032, page 38, D-2009-015, page 41, D-2008-019, page 36 et D-2007-08, page 18.

⁴² Projet de loi n° 100 : 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.

[257] La Régie demande donc au Transporteur, lors de sa prochaine demande tarifaire, d'identifier, parmi les Frais corporatifs, ceux sur lesquels il exerce un contrôle.

[258] La Régie retient le montant projeté par le Transporteur, pour l'année témoin 2011, de 38,3 M\$ pour les Frais corporatifs.

5.4.2 REVENUS D'INTÉRÊTS RELIÉS AU REMBOURSEMENT GOUVERNEMENTAL ET FACTURATION EXTERNE

[259] La Régie retient les montants projetés de 3,6 M\$ pour les Intérêts reliés au remboursement gouvernemental et de 3,0 M\$ pour la Facturation externe.

6. BASE DE TARIFICATION

6.1 ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION

[260] Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2011, une base de tarification de 17 181,3 M\$ établie selon la moyenne des 13 soldes.

[261] Comparée à la base de tarification de l'année autorisée 2010 établie à 16 509,4 M\$, la progression se chiffre à 671,9 M\$, soit 4,1 %. Par rapport à l'année historique 2009, l'augmentation de la base de tarification est de 1 134,9 M\$, soit 7,1 %.

[262] Le tableau suivant présente l'évolution de la base de tarification depuis 2009.

Tableau 10
Évolution de la base de tarification 2009-2011

(en millions de dollars ou en %)
(moyenne des 13 soldes)

	2010 autorisé D-2010-032	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011 - 2010 autorisé		Variation 2011 - 2009 année historique	Variation 2011 - 2010 année de base
Immobilisations corporelles en exploitation								
Postes	8 745,8	8 533,8	9 059,8	9 292,0	546,2	6,2%	8,9%	2,6%
Lignes	5 762,2	5 616,1	5 768,9	5 864,9	102,7	1,8%	4,4%	1,7%
Autres actifs de réseau	357,7	336,7	289,5	305,1	(52,6)	-14,7%	-9,4%	5,4%
Actifs de soutien	312,0	318,6	332,3	335,9	23,9	7,7%	5,4%	1,1%
Télécommunications	624,8	583,3	611,4	604,7	(20,1)	-3,2%	3,7%	-1,1%
	15 802,5	15 388,5	16 061,9	16 402,6	600,1	3,8%	6,6%	2,1%
Actifs incorporels								
Servitudes	315,0	315,4	319,8	320,7	5,7	1,8%	1,7%	0,3%
Logiciels	55,1	49,5	50,6	47,9	(7,2)	-13,0%	-3,2%	-5,3%
Autres	4,7	6,8	7,0	4,0	(0,7)	-15,0%	-41,3%	-42,9%
	374,8	371,7	377,4	372,6	(2,2)	-0,6%	0,2%	-1,3%
Dépenses non amorties et autres actifs								
Actif au titre des prestations constituées	310,8	201,5	303,7	374,3	63,5	20,4%	85,8%	23,2%
Passif au titre des prestations constituées	(120,2)	(108,5)	(111,6)	(122,7)	(2,5)	2,1%	13,1%	9,9%
Actifs réglementaires	50,5	80,6	50,1	28,9	(21,6)	-42,8%	-64,1%	-42,3%
Frais de développement et autres frais reportés	(122,4)	(109,2)	(124,8)	(125,5)	(3,1)	2,6%	14,9%	0,6%
Actifs stratégiques destinés aux projets d'investissement			6,1	32,0				424,6%
Remboursement gouvernemental	51,1	62,8	53,9	49,6	(1,5)	-3,0%	-21,0%	-8,0%
	169,9	127,1	177,4	236,6	66,7	39,3%	86,1%	33,4%
Fonds de roulement								
Encaisse réglementaire	59,8	56,0	58,6	60,6	0,8	1,3%	8,2%	3,4%
Matériaux, combustibles et fournitures	102,5	103,0	107,6	108,9	6,4	6,2%	5,8%	1,2%
	162,3	159,0	166,2	169,5	7,2	4,4%	6,6%	2,0%
Total	16 509,4	16 046,4	16 782,9	17 181,3	671,9	4,1%	7,1%	2,4%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-7, document 2, pages 2 et 3; B-1, HQT-7, document 3, pages 2 et 3; B-1, HQT-7, document 4, pages 2 et 3 et de la décision D-2010-032 du dossier R-3706-2009, page 74.

[263] La Régie approuve, aux fins de la détermination du revenu requis du Transporteur et de ses tarifs, la base de tarification projetée pour l'année témoin 2011, sous réserve des dispositions contenues dans la présente décision.

6.1.1 RECLASSEMENT DE 73 M\$ ASSOCIÉS À LA BANQUE D'APPAREILLAGE MAJEUR

[264] Pour l'année témoin 2011, la base de tarification inclut un reclassement de 73 M\$, en provenance des immobilisations en cours, relié à la banque d'appareillage majeur.

[265] Le Transporteur explique que ces actifs, constitués principalement de transformateurs et de disjoncteurs, ont été reclassés à la base de tarification pour refléter un reclassement comptable correspondant, effectué dans les états financiers à vocation générale (statutaires) au cours de l'année de base 2010.

[266] Le Transporteur assure l'approvisionnement des équipements d'appareillage dans la banque d'appareillage majeur afin de pourvoir à la défaillance du réseau. Les actifs d'appareillage majeur visant à pallier à la défaillance du réseau sont mis en exploitation lors de leur acquisition.

[267] Le Transporteur indique que ces actifs sont complets et prêts à servir et sont inclus dans la base de tarification, puisqu'utiles à l'exploitation du réseau de transport.

[268] Le Transporteur précise que les actifs associés à la banque d'appareillage majeur, totalisant 73 M\$, ont été autorisés conformément à l'article 73 de la Loi lors des demandes d'autorisation des budgets d'investissements du Transporteur pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$.

[269] Selon l'ACEFQ, la valeur des actifs de la banque d'appareillage majeur ne devrait être intégrée dans la base de tarification qu'au prorata des sorties de ces actifs.

[270] La Régie est d'avis que, tel que précisé par le Transporteur, il est nécessaire d'assurer un approvisionnement suffisant des équipements d'appareillage afin de pourvoir à la défaillance de son réseau. De plus, le reclassement effectué à la base de tarification reflète le reclassement comptable effectué dans les états financiers à vocation statutaire. **En conséquence, la Régie autorise le reclassement de 73 M\$ lié à la banque d'appareillage majeur.**

6.1.2 RECLASSEMENT DE 32 M\$ ASSOCIÉS AUX ACTIFS STRATÉGIQUES DESTINÉS À DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS

[271] Pour l'année témoin 2011, la base de tarification inclut un reclassement de 32 M\$, en provenance des immobilisations en cours, relié aux actifs stratégiques destinés aux projets d'investissements.

[272] Le Transporteur mentionne que les actifs stratégiques, constitués essentiellement de transformateurs et de disjoncteurs, sont présentés à titre d'immobilisations corporelles en cours dans les états financiers statutaires. Étant assimilables à de l'inventaire, les actifs stratégiques ne sont pas amortis.

[273] Il précise que les actifs stratégiques représentent des actifs complets et disponibles pour être utilisés dans ses projets d'investissements. Le Transporteur considère ces actifs, assimilables aux stocks de matériaux, combustibles et fournitures, comme utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité et propose donc leur reclassement à la base de tarification.

[274] Le Transporteur soutient qu'il fera face à une augmentation considérable des niveaux d'investissements globaux au cours des prochaines années. La sécurité d'approvisionnement des appareils stratégiques est un enjeu critique pour le Transporteur qui considère important de sécuriser l'approvisionnement en réservant la capacité des fournisseurs. Afin d'affronter avec succès cette croissance, le Transporteur doit se constituer un stock d'actifs stratégiques destinés aux futurs projets d'investissements n'ayant pas débuté à l'heure actuelle.

[275] Par ailleurs, le Transporteur indique que des ententes de partenariat, de stratégie d'acquisition et de contrat-cadre ont été conclues, visant l'approvisionnement éventuel et graduel sur son réseau.

[276] Le Transporteur est d'avis que l'achat d'appareils/pièces d'équipement en vertu des ententes conclues dans le but de réaliser un projet au sens du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴³ devrait être autorisé sous l'article 73 de la Loi, au même moment que le projet lui-même.

⁴³ (2001) 133 G.O. II, 6165.

[277] L'ACEFQ considère que les actifs stratégiques ne constituent pas des actifs en opération et ne sont pas utilisés pour rendre des services finaux à la clientèle du Transporteur. Le critère d'utilité de l'article 49 de la Loi n'est donc pas rencontré.

[278] L'intervenante est d'avis que les coûts des actifs stratégiques ne doivent être intégrés à la base de tarification qu'une fois insérés aux projets d'investissements. La valeur de ces derniers ne peut être intégrée à la base de tarification qu'une fois les actifs mis en service, moment où ils respectent le critère d'utilité.

[279] La Régie reconnaît le bien-fondé de la stratégie du Transporteur pour garantir la disponibilité des équipements d'appareillage majeur aux moments critiques pour la réalisation des projets d'investissements du Transporteur, afin d'éviter des retards dans la mise en exploitation des projets.

[280] Cependant, la Régie est d'avis que pour l'année témoin 2011, les actifs stratégiques ne servent pas à l'exploitation du réseau de transport. Elle considère que l'inclusion, dans la base de tarification 2011, des actifs stratégiques destinés aux futurs projets d'investissements, ne favoriserait pas un traitement équitable entre les générations de clients.

[281] La Régie juge que la clientèle devrait supporter le coût de ces actifs stratégiques à partir du moment où les projets seront en exploitation. Le reclassement proposé par le Transporteur favoriserait la rémunération d'un actif qui n'est pas utile à la prestation de service pour l'année témoin 2011.

[282] La Régie est d'avis que les actifs stratégiques liés aux projets d'investissements doivent être autorisés sous l'article 73 de la Loi au moment où le projet d'investissement sera soumis à la Régie.

[283] En conséquence, la Régie rejette la demande de reclassement de 32 M\$ proposée par le Transporteur pour l'année témoin projetée 2011.

6.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION

[284] Les immobilisations corporelles en exploitation totalisent 16 402,6 M\$ pour l'année témoin 2011, soit une hausse de 600,1 M\$ ou 3,8 % par rapport à l'année autorisée 2010 et de 1 014,1 M\$ ou 6,6 % par rapport à l'année historique 2009.

6.2.1 FIABILITÉ DES PROJECTIONS

[285] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette des mises en exploitation de 1 473,1 M\$.

[286] Dans sa décision D-2010-032, la Régie autorisait la projection des mises en exploitation pour l'année témoin projetée 2010. Toutefois, elle s'attendait à ce que le Transporteur lui fournisse une justification détaillée si la projection s'avérait surestimée, malgré la réévaluation effectuée.

[287] Pour l'année de base 2010, les mises en exploitation de 1 249,8 M\$ représentent une somme équivalente à la projection autorisée 2010 de 1 250,1 M\$.

[288] Sur la base de ces résultats préliminaires, la Régie constate une amélioration dans la fiabilité des projections, sous réserve des données historiques 2010.

[289] La Régie constate que le Transporteur a augmenté de façon significative sa projection 2011 par rapport aux années précédentes.

[290] Dans sa décision D-2010-032, la Régie jugeait qu'elle devait disposer de l'information suffisante lui permettant d'effectuer un suivi adéquat de l'évolution des mises en service. Elle demandait au Transporteur de déposer, lors de ses demandes tarifaires subséquentes, un tableau présentant l'analyse des écarts des mises en service, sous le format du tableau contenu à la pièce B-30, HQT-15, document 3.8, page 4 du dossier R-3706-2009. Elle demandait également le dépôt des informations relatives aux mises en exploitation des projets supérieurs à 5 M\$, selon le format des tableaux 15 et 16 de la pièce B-1, HQT-7, document 1 de ce même dossier.

[291] La Régie constate que le Transporteur a donné suite à ces demandes et s'en déclare satisfaite. **Elle autorise donc la projection des mises en exploitation de 1 473,1 MS pour l'année témoin projetée 2011 et maintient les mêmes demandes dans le cadre des prochaines demandes tarifaires du Transporteur.**

[292] Dans sa décision D-2010-032, la Régie demandait également au Transporteur de déposer, dans le cadre de ses prochaines demandes tarifaires, une évaluation de la contribution du Distributeur pour chacune des années historique, de base et témoin projetée, sous le format du tableau R7.2-1 déposé à la pièce B-16, HQT-13, document 1.1, page 18, du dossier tarifaire 2010.

[293] La Régie constate que le Transporteur s'est conformé à cette demande pour l'année historique 2009 et l'année de base 2010. Les résultats de ces calculs annuels démontrent qu'aucune contribution n'aurait été exigée pour des projets du Distributeur pour ces années, l'allocation maximale permettant de couvrir globalement l'ensemble des coûts des projets.

[294] Pour l'année 2011, le Transporteur indique que ce suivi est sans objet, compte tenu de sa proposition dans le cadre de la politique d'ajouts déposée à la pièce B-1, HQT-10, document 3. Toutefois, en réponse à une demande de renseignements, le Transporteur indique qu'une contribution de 64,2 M\$ serait requise du Distributeur, si la politique d'ajouts actuellement en vigueur était maintenue⁴⁴.

⁴⁴ Pièce B-12, HQT-13, document 1, pages 63 et 64.

[295] Compte tenu des dispositions contenues à la section 10.4 de la présente décision, la Régie demande au Transporteur de prendre en considération cette contribution de 64,2 M\$ du Distributeur dans la détermination de la base de tarification de l'année témoin 2011.

6.3 ACTIFS INCORPORELS

[296] Les actifs incorporels nets représentent 2,2 % de la base de tarification et se composent des rubriques Servitudes, Logiciels et Autres. Pour l'année témoin projetée 2011, ils sont évalués à 372,6 M\$, en baisse de 2,2 M\$ ou 0,6 % par rapport au montant autorisé de 2010 et en hausse de 0,9 M\$ ou 0,2 % par rapport au montant historique de 2009.

[297] Questionné sur la baisse de 19,8 M\$ entre le budget autorisé 2010 et l'année de base 2010 pour la rubrique Logiciels, le Transporteur répond que la décision de l'entreprise de ne plus permettre de mises en exploitation partielle dans le cas des logiciels a occasionné un déplacement de mises en exploitation dans le temps⁴⁵. En audience, le Transporteur précise que la décision a été prise après la préparation du dossier de la demande tarifaire 2010⁴⁶.

[298] La Régie est d'avis que ce déplacement de mises en exploitation dans le temps s'est traduit par la rémunération d'un actif qui n'a pas été utile à la prestation de service. **Afin d'éviter qu'une telle situation se reproduise à l'avenir, elle demande au Transporteur de faire état des changements possibles pouvant se traduire par un impact significatif dans le dossier tarifaire portant sur l'année où ils sont prévus.**

⁴⁵ Pièce B-12, HQT-13, document 1, page 30.

⁴⁶ Pièce A-20-2, page 34.

6.4 DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS

[299] Les dépenses non amorties et autres actifs se composent des rubriques Actif au titre des prestations constituées (ATPC), Passif au titre des prestations constituées, Actifs réglementaires, Frais de développement et autres frais reportés, Actifs stratégiques destinés aux projets d'investissements et Remboursement gouvernemental.

[300] Pour l'année témoin projetée 2011, cette rubrique totalise 236,6 M\$, en hausse de 66,7 M\$ ou 39,3 % par rapport au montant autorisé de 2010 et en hausse de 109,5 M\$ ou 86,1 % par rapport au montant historique de 2009.

[301] Les écarts observés pour la période 2009-2011 sont attribuables, en grande partie, à la rubrique ATPC qui connaît une hausse de 63,5 M\$ ou 20,4 % à la suite de l'augmentation requise des cotisations d'Hydro-Québec.

6.5 FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE

[302] Le fonds de roulement réglementaire du Transporteur est constitué de deux éléments principaux, soit l'encaisse réglementaire et les stocks de matériaux, combustibles et fournitures. Pour l'année témoin projetée 2011, il est évalué à 169,5 M\$, soit une hausse de 7,2 M\$ par rapport au montant autorisé de 2010.

6.6 AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION

[303] Pour la période 2009-2011, le Transporteur fournit un historique de la réalisation de projets de plus de 25 M\$ antérieurement autorisés.

[304] Pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$, le Transporteur fournit un historique de la réalisation des enveloppes de projets antérieurement autorisées par la Régie.

[305] Le Transporteur présente également les additions de plus de 5 M\$ à la base de tarification pour les années 2009 à 2011.

[306] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur inclut, dans la base de tarification, les montants relatifs à deux projets qui n'avaient pas été autorisés par la Régie au moment du dépôt de la présente demande, soit Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie. Les montants correspondant aux mises en exploitation de ces deux projets sont respectivement de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$.

[307] Tel que précisé à la section 4.2.2 de la présente décision, la Régie autorise l'inclusion, dans la base de tarification 2011, des montants de 169,0 M\$ et de 30,6 M\$ correspondant aux projets Éoliennes 2000 MW et Nouvelle ligne Beauceville Ste-Marie.

6.7 MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE

[308] Dans sa décision D-2002-95, la Régie précisait :

« Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les tarifs, le Transporteur justifie le changement et indique les résultats avec et sans la modification⁴⁷. »

[309] En 2009, en vertu du plan quinquennal 2009-2013 de révision des durées de vie utile des immobilisations, le Transporteur augmente la durée de vie utile de la catégorie Logiciels de trois à cinq années.

[310] Le Transporteur précise que jusqu'en 2009, ses logiciels étaient amortis sur une durée de vie utile de trois ans ou de dix ans. Des études techniques ont indiqué la nécessité de créer une nouvelle catégorie avec une durée de vie utile de cinq ans, afin de mieux refléter la durée de vie réelle des logiciels de type Maison, Exploitation, Infrastructure et Aide au développement, qui étaient auparavant amortis sur une période de trois ans.

⁴⁷ Page 91.

[311] Le Transporteur mentionne qu'il aurait bénéficié d'une réduction de 10,9 M\$ de sa charge d'amortissement en 2009, et que l'impact tarifaire de cette modification en 2011 représente une hausse du revenu requis de 6,0 M\$, soit 0,2 % du coût du service du Transporteur. Pour les années 2010 et 2011, le Transporteur ne prévoit pas d'impact significatif sur le coût de service lié à des modifications de durée de vie utile.

[312] L'ACEFQ demande que les clientèles soient compensées pour ne pas avoir profité de la baisse du revenu requis en 2009 et pour avoir subi les hausses de revenu requis subséquemment.

[313] **La Régie réitère sa préoccupation émise à la décision D-2002-95 et demande au Transporteur de justifier tout changement ayant un impact tarifaire et de présenter, avant son implantation, l'impact de ce changement sur un horizon de cinq années.**

7. COÛT DU CAPITAL

[314] Les paramètres financiers utilisés pour le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur sont :

- La structure de capital présumée;
- Le taux de rendement sur l'avoir propre;
- Le coût de la dette.

7.1 STRUCTURE DU CAPITAL ET TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

[315] Le Transporteur propose de maintenir la structure du capital approuvée par la Régie en 2010, soit 30 % de capitaux propres et 70 % de dette.

[316] En ce qui a trait à la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Transporteur propose :

- le maintien de la méthode utilisée pour évaluer le rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Transporteur;
- la fixation d'un taux sans risque de 4,418 % selon les prévisions du *Consensus Forecasts* de mai 2010;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Transporteur approuvée par la Régie dans le dossier tarifaire 2010, soit un taux de 3,281 %.

[317] Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2011, selon ces paramètres, s'élève à 7,699 %.

[318] Le 10 décembre 2010, le Transporteur dépose la mise à jour du rendement sur l'avoir propre et du rendement sur la base de tarification en fonction du *Consensus Forecasts* de décembre 2010.

[319] En réponse à la demande de renseignements n° 3 de la Régie⁴⁸, le Transporteur dépose le 28 janvier 2011, sous pli confidentiel, les données du *Consensus Forecasts* qu'il a utilisées pour sa mise à jour des prévisions du taux de rendement sans risque.

[320] Les données du fichier Excel diffèrent des résultats présentés dans la publication du *Consensus Forecasts*⁴⁹ de décembre 2010. Par ailleurs, les prévisions contenues dans ce fichier n'ont pas toutes le même niveau de précision. Certaines de ces prévisions affichent une précision de l'ordre du dixième alors que d'autres, une précision de l'ordre du millième.

⁴⁸ Pièce B-47, HQT-13, document I.2.

⁴⁹ ISSN : 0957-0950.

[321] Le 4 février 2011, la Régie fait état des difficultés inhérentes au traitement confidentiel du fichier Excel et retourne au Transporteur les documents déposés sous pli confidentiel⁵⁰ le 28 janvier 2011. Elle lui demande de déposer une nouvelle mise à jour de la pièce HQT-8, document 2, en utilisant un taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale, sur la base des données à une décimale de la publication du *Consensus Forecasts* de décembre 2010. Cette mise à jour est déposée le même jour par le Transporteur⁵¹.

[322] Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de décembre 2010, soit 3,856 %, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,137 %⁵².

[323] La Régie maintient, pour l'année témoin 2011, une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres. Elle maintient également la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement. En conséquence, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,137 %.

[324] Par ailleurs, la Régie demande au Transporteur de mettre à jour, lors de ses prochaines demandes tarifaires, l'évaluation du taux de rendement sans risque, en utilisant le taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale, tiré de la publication mensuelle du *Consensus Forecasts* en format papier.

7.2 COÛT DE LA DETTE

[325] Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le Transporteur utilise, à l'instar de ses demandes précédentes, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, conformément aux décisions antérieures de la Régie.

⁵⁰ Pièce A-25.

⁵¹ Pièce B-49, HQT-8, document 2 révisée.

⁵² Pièce B-43, HQT-8, document 2, page 6.

[326] Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2011, un coût de la dette de 7,234 % comparativement au taux de 7,376 % approuvé par la Régie en 2010.

[327] Le Transporteur maintient, pour les nouvelles émissions, la même structure de financement que celle proposée dans les demandes tarifaires antérieures, soit 80 % en obligations à taux fixe de 30 ans et 20 % en obligations à taux variable.

[328] Le Transporteur rappelle que les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à l'aide du *Consensus Forecasts* de la firme Consensus Economics Inc. Les prévisions de taux d'intérêt de cette firme portent sur les bons du Trésor trois mois et les obligations gouvernementales dix ans. Afin de refléter les taux d'intérêt applicables à la dette émise par Hydro-Québec, le Transporteur ajoute aux taux prévus de Consensus Economics Inc. une prévision d'écarts. Conformément à la décision D-2010-032, les écarts retenus proviennent des données de marché observées au cours des 12 derniers mois, telles que fournies par la société Bloomberg.

[329] **La Régie autorise un coût de la dette du Transporteur pour l'année témoin 2011 de 7,234 %.**

7.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[330] Le Transporteur présente le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à sa base de tarification. Lors du dépôt de sa preuve initiale, le taux proposé était de 7,374 %. À la suite de la mise à jour du taux de rendement de l'avoir propre, ce taux est ajusté à 7,205 %⁵³. Ce taux tient compte d'un coût de la dette projeté de 7,234 % et d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,137 %, selon une pondération de 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres.

⁵³ Pièce B-43, HQT-8, document 2, page 5.

[331] La Régie autorise un coût moyen pondéré du capital de 7,205 % applicable à la base de tarification.

7.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[332] Le Transporteur demande que le coût moyen en capital prospectif soit établi à 6,119 %. À la suite de la mise à jour du taux de rendement de l'avoir propre, ce taux est ajusté à 5,950 %. Il correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,137 % et d'un coût prospectif de la dette de 5,441 %.

[333] La Régie établit le taux en capital prospectif à 5,950 %.

8. REVENU REQUIS

[334] Pour l'année témoin 2011, le Transporteur projette un revenu requis de 3 061,5 M\$, en hausse de 62,5 M\$, soit 2,1 % par rapport à l'année autorisée 2010.

Tableau 11
Évolution du revenu requis 2009-2011

(en millions de dollars ou en %)

	2010 autorisé D-2010-041	2009 année historique	2010 année de base	2011 année témoin	Variation 2011- 2010 autorisé		Variation 2011 - 2009 année historique	Variation 2011 - 2010 année de base
Rendement sur la base de tarification								
Coût des capitaux empruntés	852,4	815,5	866,5	870,0	17,6	2,1%	6,7%	0,4%
Coût des capitaux propres	375,8	452,5	382,0	396,8	21,0	5,6%	-12,3%	3,9%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	16 509,4	16 046,4	16 782,5	17 181,3	671,9	4,1%	7,1%	2,4%
Coût moyen pondéré du capital	7,439%	7,902%	7,439%	7,374%				
Coût de la dette	7,376%	7,260%	7,476%	7,234%				
Taux de rendement sur les capitaux propres	7,587%	9,400%	7,587%	7,699%				
Total	1 228,2	1 268,0	1 248,5	1 266,8	38,6	3,1%	-0,1%	1,5%
Dépenses nécessaires à la prestation du service								
Charges nettes d'exploitation								
Charges brutes directes		497,1	512,2	566,6			14,0%	10,6%
Charges de services partagés		306,8	319,2	331,1			7,9%	3,7%
Coûts capitalisés		(132,4)	(131,2)	(144,0)			8,8%	9,8%
Facturation interne émise		(32,2)	(30,8)	(30,5)			-5,3%	-1,0%
	692,5	639,3	669,4	723,2	30,7	4,4%	13,1%	8,0%
Autres charges								
Achats services de transport	25,1	33,0	21,9	21,6	(3,5)	-13,9%	-34,5%	-1,4%
Achats d'électricité	14,3	-	14,0	14,0	(0,3)	-2,1%	-	0,0%
Amortissement	936,2	781,2	975,0	957,3	21,1	2,3%	22,5%	-1,8%
Taxes	112,0	122,2	111,1	90,8	(21,2)	-18,9%	-25,7%	-18,3%
Autres revenus de facturation	(41,0)	(40,5)	(41,5)	(43,9)	(2,9)	7,1%	8,4%	5,8%
	1 046,6	895,9	1 080,5	1 039,8	(6,8)	-0,6%	16,1%	-3,8%
Frais corporatifs	38,3	28,6	33,6	38,3	-	0,0%	33,9%	14,0%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(3,6)	(4,4)	(3,9)	(3,6)	-	0,0%	-18,2%	-7,7%
Facturation externe	(3,0)	(3,3)	(3,0)	(3,0)	-	0,0%	-9,1%	0,0%
Total	1 770,8	1 556,1	1 776,6	1 794,7	23,9	1,3%	15,3%	1,0%
Grand Total	2 999,0	2 824,1	3 025,1	3 061,5	62,5	2,1%	8,4%	1,2%

Tableau établi à partir de la pièce B-1, HQT-5, document 1, pages 3 et 4 et le dossier R-3706-2009, pièce B-37, HQT-5, document 1, page 4, révisée le 7 avril 2010.

[335] Le 10 décembre 2010, le Transporteur produit la pièce HQT-5, document 1 révisée en fonction du *Consensus Forecasts* de décembre 2010. Le revenu requis est ainsi ajusté à 3 033 M\$.

[336] Compte tenu de l'ajustement du coût du capital en fonction du *Consensus Forecasts* de décembre 2010 et de l'ensemble des dispositions de la présente décision, la Régie estime à 3 009,3 M\$ le revenu requis du Transporteur pour l'année témoin projetée 2011.

[337] La Régie demande au Transporteur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision, au plus tard le 29 avril 2011 à 12 h.

9. PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[338] Le Transporteur présente sa méthode de planification du réseau de transport. Il souligne que son approche de gestion des actifs est structurée et intégrée et qu'elle vise à satisfaire les besoins de sa clientèle, tout en maintenant la pérennité de son parc d'équipements. Cette approche, qui lui permet d'avoir une vision globale de l'évolution de son réseau et d'assurer la cohérence de ses actions, contribue à réduire le niveau des investissements et, conséquemment, l'évolution de la base de tarification et des charges d'amortissement reflétées au coût de service.

[339] Le Transporteur présente l'évolution et l'utilisation de son réseau et de ses interconnexions avec les réseaux voisins. Il souligne que ses interconnexions permettent notamment au Distributeur de diversifier ses approvisionnements d'électricité en mode réception. Il fait état, à titre d'exemple, de la désignation par celui-ci d'une quantité de 1 000 MW sur l'interconnexion Massena – Châteauguay pour l'alimentation de la charge locale.

[340] Le Transporteur cite les autres interconnexions sur lesquelles le Distributeur a également réservé des capacités et ajoute que tous les chemins d'interconnexion présentés en preuve peuvent être utilisés par le Distributeur pour alimenter la charge locale⁵⁴.

[341] La Régie note que le Transporteur a retiré des tableaux 3 et 4 de la pièce B-1, HQT-9, document 1, les chemins dont la capacité de transfert est nulle. **Elle demande au Transporteur de produire, lors de prochaines demandes tarifaires, ces deux tableaux en y mentionnant tous les chemins d'interconnexion commercialement reconnus dans *Open Access Same-Time Information System* (OASIS), même lorsque la capacité de transfert est nulle afin d'en faciliter le suivi.**

[342] Le Transporteur présente une prévision sur dix ans, soit de 2011 à 2020, des investissements en transport et des mises en service qu'il anticipe, par catégorie d'investissements, et regroupe les investissements projetés pour les projets de 25 M\$ et plus dont les scénarios ne sont pas encore définitifs.

[343] Cette façon de faire est, selon lui, cohérente avec son approche de planification par portefeuilles, introduite en 2009 et basée sur des enveloppes d'investissements.

[344] Le Transporteur présente l'impact tarifaire estimé pour les investissements projetés à l'horizon 2020, lequel est à la hausse à partir de 2014, par rapport au tarif actuel de 75,26 \$/kW. Le Transporteur indique qu'il se peut que des investissements projetés sur un horizon de plus long terme soient reportés ou abandonnés, ce qui aurait alors pour effet de réduire l'impact tarifaire estimé. Les ajouts nets à la base de tarification, présentés au soutien de l'estimation de l'impact tarifaire, prennent en considération l'application de l'appendice J des Tarifs et conditions tel que proposé par le Transporteur⁵⁵. Cette question est abordée dans la section 10.4 de la présente décision.

[345] Le Transporteur présente l'état de la transformation des postes du réseau principal et des réseaux régionaux. Il fournit, en suivi de la décision D-2010-032, des commentaires relatifs au dépassement de la capacité limite de transit des postes et signale les pointes d'été, le cas échéant⁵⁶.

⁵⁴ Pièce B-11, HQT-13, document 3, page 57.

⁵⁵ Pièce B-11, HQT-13, document 9, page 7.

⁵⁶ Pièce B-7, HQT-9, document 1.1 révisée.

[346] La Régie est satisfaite des informations mises en preuve et demande au Transporteur, lors de ses prochaines demandes tarifaires, de produire l'état de la transformation des postes de transport en maintenant ce même niveau d'information.

10. COMMERCIALISATION

10.1 CONTEXTE

[347] Le Transporteur présente le contexte commercial dans lequel il évolue et fait état des faits saillants survenus depuis le dépôt du dernier dossier tarifaire.

[348] En ce qui a trait aux marchés de l'électricité hors Québec, le Transporteur évalue présentement l'impact de plusieurs ordonnances de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) sur ses propres Tarifs et conditions, notamment des ordonnances 717-A, 717-B et 717-C portant sur les normes de conduite des transporteurs et de l'ordonnance 890-D traitant de la « dé-désignation » des ressources lors des ventes externes faites par des clients en réseau intégré. Il précise également que la FERC a poursuivi l'approbation des normes de fiabilité présentées par la NERC.

[349] Quant au marché de l'électricité au Québec, le Transporteur souligne avoir mis en place un protocole de coordination avec les réseaux voisins afin d'harmoniser ses capacités affichées de transport fermes disponibles. Les valeurs des capacités non fermes, pour leur part, ne sont pas coordonnées et demeurent inchangées. Par ailleurs, la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le Québec et l'Ontario, mise en service progressivement depuis juillet 2009, est en opération complète depuis le 4 juin 2010. Le Transporteur souligne finalement avoir mis en place les protocoles nécessaires pour reconnaître les transactions de réserves 30 minutes à partir du Québec vers l'Ontario sur le chemin HQT-ON.

[350] Le Transporteur mentionne qu'une refonte du système OASIS est en cours afin de mettre en place un outil plus performant et qu'une période de formation à l'intention des clients précédera l'implantation du nouveau système. En audience, il précise que la mise en route du nouveau système OASIS a eu lieu à la mi-novembre 2010⁵⁷. Le Transporteur ajoute que, à la suite de la décision à être émise par la Régie dans le cadre de la Phase 2 de la demande R-3669-2008, le nouvel OASIS intégrera un ensemble de règles conforme à l'ordonnance 890 de la FERC.

10.2 TAUX DE PERTES DE TRANSPORT

[351] En conformité avec la décision D-2009-015, le Transporteur établit le taux de pertes de transport à partir de la moyenne des trois dernières années des pertes réelles, calculées à deux décimales, en arrondissant le résultat à une décimale. Le Transporteur propose ainsi d'ajuster le taux de pertes à 5,4 %.

[352] Le calcul du taux de pertes proposé par le Transporteur est conforme à la décision D-2009-015. **En conséquence, la Régie fixe le taux de pertes de transport à 5,4 % du débit horaire maximal, tel que mesuré au(x) point(s) de livraison.**

10.3 PRÉVISIONS DES BESOINS DES SERVICES DE TRANSPORT

[353] Le Transporteur présente la prévision des besoins des services de transport pour les années 2010 et 2011, incluant les pertes de transport.

[354] Pour l'année témoin 2011, la prévision des besoins de transport pour le service d'alimentation de la charge locale est de 36 502 MW, soit une hausse de 1 272 MW ou 3,6 % par rapport à la prévision pour l'année 2010 de 35 230 MW présentée dans la demande tarifaire 2010.

⁵⁷ Pièce A-20-5, page 46.

[355] La prévision des réservations pour le service de point à point annuel ferme s'établit à 4 968 MW pour l'année témoin projetée 2011, comparativement à 4 575 MW pour l'année témoin autorisée 2010. La prévision 2011 comprend les besoins du Producteur de 4 501 MW et ceux des autres clients de 467 MW, incluant les pertes de transport. Les besoins en énergie pour ce service sont estimés à 23 892 GWh.

[356] La prévision pour les services de transport de point à point mensuels ferme et non ferme est fixée à 0 MW pour l'année témoin 2011, comparativement à 500 MW pour l'année témoin 2010. Les besoins en énergie pour les services de point à point de court terme sont estimés à 0,6 TWh. Ils correspondent au service horaire et visent les clients de point à point autres que le Producteur.

[357] L'ACEFQ considère que la capacité d'exportation en énergie du Producteur est plus élevée en 2011 que ce qu'indiquent les prévisions du Transporteur. Elle estime que ce surplus, s'il était traduit en réservations de service de transport, pourrait avoir un impact à la baisse sur le tarif de transport.

[358] Selon le Transporteur, les données utilisées par l'intervenante prennent en considération une multitude d'hypothèses qui ne correspondent pas à celles qu'il retient pour déterminer les prévisions des besoins de transport. De plus, lorsque ses prévisions s'avèrent inexactes, il existe un mécanisme, le compte d'écart des revenus des services de transport de point à point, permettant d'en neutraliser l'effet sur les tarifs.

[359] Le Transporteur précise que sa prévision des besoins de transport de point à point est basée sur les informations disponibles au moment où la prévision est réalisée. Ces informations comprennent les réservations confirmées, les renouvellements anticipés de même que toute autre information à sa connaissance lui permettant d'anticiper, de façon raisonnable, le niveau d'utilisation des services de transport au cours de la période visée.

[360] Questionné sur l'absence prévue d'utilisation par le Producteur et le Distributeur de services de transport de court terme, le Transporteur mentionne, d'une part, qu'il est prévu que le Producteur utilise l'ensemble de ses réservations fermes de long terme pour effectuer ses ventes d'énergie et, d'autre part, qu'il a utilisé la prévision fournie par le Distributeur pour ses besoins relatifs aux services de point à point.

[361] La Régie accepte les prévisions des besoins de transport pour le service d'alimentation de la charge locale, le service de point à point de long terme et les services de point à point de court terme pour l'année témoin projetée 2011 présentées par le Transporteur.

Tableau 12
Besoins des services de transport en 2011

Services de transport	Besoins de transport
Service d'alimentation de la charge locale	36 502 MW
Service de point à point de long terme	4 968 MW
Services de point à point de court terme	0,6 TWh

[362] La Régie constate, pour l'année 2010, une nette sous-estimation des projections des besoins de point à point de court terme de l'année témoin, comparativement à la prévision révisée.

[363] Par ailleurs, elle note que le compte d'écart pris en compte pour l'établissement du cavalier en 2011 présente un solde important de -54,1 M\$. Elle juge que l'utilisation d'un cavalier, ayant pour effet d'ajuster les écarts entre les revenus prévus et réels des services de transport de point à point, ne devrait pas empêcher le Transporteur d'améliorer la précision de ses prévisions, à cet égard.

[364] De plus, l'ajustement apporté par le cavalier s'applique aux générations de clients des deux années tarifaires subséquentes aux prévisions, d'où l'importance d'apporter une attention particulière aux prévisions.

[365] La Régie demande au Transporteur de revoir sa méthodologie de prévision des besoins et revenus pour les services de point à point de court terme afin d'améliorer l'acuité des projections. Elle lui demande également de justifier, lors de ses prochaines demandes tarifaires, les écarts importants pouvant être observés entre les données projetées et les données réelles.

10.4 POLITIQUE D'AJOUTS AU RÉSEAU

[366] Dans sa décision D-2009-071⁵⁸, la Régie a énoncé les problématiques suivantes en lien avec la politique d'ajouts au réseau :

- Problématique 1 : Ajouts au réseau pour le raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale;
- Problématique 2 : Modalités d'établissement et de versement de la contribution du Distributeur dans le cas d'un projet comportant plusieurs dates de mise en service échelonnées dans le temps;
- Problématique 3 : Application de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau;
- Problématique 4 : Risques particuliers de certains projets;
- Problématique 5 : Crédits applicables lorsque le client détient son propre poste abaisseur.

[367] Par ailleurs, dans sa décision D-2010-032, la Régie considérait une autre problématique :

- Problématique 6 : Modalités relatives à la réfection ou au remplacement de postes de départ de centrales existantes.

[368] Dans le présent dossier, le Transporteur propose la modification de la politique d'ajouts pour la desserte de la charge locale.

[369] Par sa décision D-2010-124, la Régie a reporté à une Phase 2 du présent dossier l'examen des problématiques 1 et 2 qui traitent du raccordement de centrales éoliennes retenues par le Distributeur dans le cadre de ses appels d'offres pour l'approvisionnement de la charge locale. Les problématiques 3, 4, 5 et 6 sont traitées dans les sections suivantes.

⁵⁸ Dossier R-3669-2008.

10.4.1 POLITIQUE D'AJOUTS POUR LA DESSERTE DE LA CHARGE LOCALE

Position du Transporteur

Objet des modifications

[370] Le Transporteur propose de modifier la section C de l'appendice J des Tarifs et conditions. Cette section précise les dispositions tarifaires relatives aux ajouts au réseau effectués par le Transporteur pour le raccordement d'une nouvelle charge ou pour l'augmentation d'une charge existante (les Ajouts).

[371] Le Transporteur propose d'assumer la totalité des coûts des Ajouts sous réserve du coût des équipements de mesurage.

[372] Cette proposition entraîne l'élimination de la limite des coûts des Ajouts pouvant être assumés par le Transporteur. Cette limite est actuellement fixée à 596 \$/kW.

[373] Par voie de conséquence, la modification demandée par le Transporteur implique qu'il n'aurait plus à exiger de contribution du Distributeur — le client du service de transport pour l'alimentation de la charge locale — pour les coûts des Ajouts au-delà du montant maximal de 596 \$/kW actuellement en vigueur.

[374] Toutefois, le Transporteur maintient l'allocation maximale pour les ajouts associés à l'intégration de centrales destinées à alimenter la charge locale.

Motifs à l'appui de la demande de modifications

[375] Les faits et arguments soumis par le Transporteur au soutien de cette demande sont substantiellement les suivants :

- Le Transporteur fait face à des contraintes reliées à la capacité de transport présentement disponible;
- Il prévoit réaliser, sur la prochaine décennie, des projets de développement d'un coût total de l'ordre de 5,4 G\$ afin de répondre à des besoins croissants en matière de transport d'électricité;

- Dans ce contexte, il apparaît que certains aspects de la politique d'ajouts doivent être ajustés aux besoins du Transporteur et de sa clientèle, considérant tant l'évolution de ses opérations que les besoins actuels de développement de réseau;
- Présentée par le Transporteur comme une limite à imposer au coût des ajouts pour répondre aux demandes des clients de service de transport de point à point afin d'assurer la neutralité tarifaire, l'application d'un maximum au montant à intégrer à la base de tarification était acceptée par la Régie comme une façon de « *protéger les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs*⁵⁹ ». La Régie étendait cependant l'application de ce maximum aux Ajouts « *afin de traiter tous les clients de transport de la même façon*⁶⁰ », pour ce qu'elle jugeait être un motif d'équité. Dès lors, la notion d'impact tarifaire pour tous les investissements réalisés en croissance, qu'ils émanent de demandes de clients de point à point ou du service de transport pour l'alimentation de la charge locale, était introduite dans la politique d'ajouts;
- Le Transporteur est d'avis qu'il importe que le coût des ajouts requis pour répondre aux demandes des clients de point à point ne soit pas supporté par la charge locale;
- Il est également d'avis que l'application du concept de neutralité tarifaire à la charge locale constitue désormais un obstacle au développement efficient du réseau pour répondre aux besoins spécifiques de cette clientèle;
- Au début, l'application du concept de neutralité tarifaire s'est, entre autres, effectuée dans un contexte général de disponibilité de capacité de transport, faisant en sorte que les coûts des Ajouts n'ont pas constitué d'enjeux au niveau de la réalisation de ces investissements. Le contexte n'est plus le même aujourd'hui. Ainsi, avec les nombreux projets étudiés présentement et la nécessité de composer avec un réseau dont la marge d'intégration est faible, le Transporteur constate qu'il est de plus en plus difficile d'intégrer les projets répondant aux besoins de la charge locale sans avoir recours à des solutions coûteuses, dont la réalisation peut s'avérer compromise par une contrainte telle que celle exercée par une application restrictive du concept de neutralité tarifaire;
- Ce type de situation survient, par exemple, lorsque l'ajout d'une charge dans une zone à faible marge de capacité requiert, en plus des travaux de raccordement de cette charge, d'importants travaux de renforcement de la portion du réseau

⁵⁹ Décision D-2002-95, page 298.

⁶⁰ Décision D-2002-95, page 299.

desservant cette zone. Dans ces cas, le coût des ajouts requis devant être supportés par cette seule charge peut compromettre la réalisation du projet. Toutefois, le renforcement du réseau, rendu nécessaire pour ne pas entraver le développement d'une région, se justifierait pleinement par la venue progressive de charges additionnelles;

- L'application du concept de neutralité tarifaire à la charge locale ne trouve pas écho ailleurs en Amérique du Nord;
- Le concept de neutralité tarifaire, tel que matérialisé par l'application d'une allocation maximale à l'augmentation marginale de la puissance transitée, n'est pas adapté à la nature du service fourni par le Transporteur pour l'alimentation de la charge locale. Contrairement au service de transport de point à point, qui identifie spécifiquement le point de réception et le point de livraison de chaque réservation du client, le service d'alimentation de la charge locale permet de desservir de multiples charges à partir de multiples ressources, sans avoir à les identifier spécifiquement. Pour le service d'alimentation de la charge locale, il n'y a donc pas de revenu spécifique du Transporteur qui soit associé directement à l'alimentation d'une charge spécifique ou d'une ressource spécifique du Distributeur. Dans ce contexte, l'identification, l'évaluation et le suivi de l'augmentation marginale de puissance transitée s'avèrent complexes et sans valeur économique probante pour le Distributeur et sa clientèle;
- Dans le contexte actuel, cette pratique a pour conséquence de limiter artificiellement la contribution du Transporteur aux ajouts réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et donc, ultimement, de déplacer une partie de ces investissements réalisés sur le réseau de transport d'électricité vers la base de tarification du Distributeur. L'expert du Transporteur, le Dr Makhholm, souligne que cette façon de procéder vient fausser le signal de prix des services de transport pour tous les usagers, dont les clients de point à point;
- Ces actifs ainsi inclus dans la base de tarification du Distributeur et ne constituant pas des ajouts électifs, tels que ceux effectués pour les clients de point à point, continuent pourtant d'être sous la responsabilité du Transporteur qui doit en assurer l'entretien et assumer les risques sous-jacents à leur exploitation;
- Le Transporteur soumet que la valeur des Ajouts, si ceux-ci sont jugés prudemment acquis et utiles par la Régie, devrait être intégrée à sa base de tarification dans son entièreté, sous réserve de l'exception pour le raccordement de centrales, et que l'allocation maximale ne devrait être maintenue que pour des

projets répondant aux besoins des clients du service de point à point et dans certains cas spécifiques;

- L'impact tarifaire de cette mesure serait minime. L'augmentation de la base de tarification qui en résulte n'est qu'un élément du revenu requis et une hausse de la base de tarification ne se traduit pas nécessairement par une hausse tarifaire;
- Cette proposition n'affecte en rien l'autorité et les pouvoirs de la Régie, puisque les projets d'investissements pour les ajouts destinés à rencontrer la croissance des besoins de la charge locale demeurent toujours soumis à son examen rigoureux, en vertu des articles 73 et 49 de la Loi;
- Les travaux réalisés pour la charge locale sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle de transport par leur impact positif sur la stabilité, la robustesse et la fiabilité du réseau;
- Il est équitable que les clients de point à point paient un tarif qui reflète le coût moyen des actifs de transport d'un réseau qui, à l'instar des autres réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord, est d'abord et avant tout construit pour rencontrer les besoins présents et futurs de la charge locale. Or, l'application d'un montant maximal pour les travaux requis pour l'accroissement de la charge locale a, entre autres, pour effet de transférer à terme une partie de la base de tarification du Transporteur au Distributeur. Ceci a, notamment, pour conséquence de faire en sorte que le tarif de transport ne reflète plus le coût de l'ensemble des actifs de transport tel que défini dans la Loi;
- Le Transporteur rappelle qu'égalité n'est pas toujours synonyme d'équité;
- Il souligne que l'un des principes fondamentaux de la réglementation tarifaire prévoit que les clients qui se trouvent dans des contextes semblables doivent être traités de façon identique, alors que pour ceux dont les situations diffèrent, il est important de tenir compte de ces différences. Ainsi, au plan réglementaire, un traitement différencié pour des clientèles différentes n'est ni discriminatoire, ni inéquitable;
- Le traitement équitable des clients du Transporteur n'est pas remis en cause par la différenciation de traitement qu'il propose au niveau de l'application du montant d'allocation maximale pour des clientèles différentes que constituent les clients de point à point et le client du service de transport pour l'alimentation de la charge locale;

- Selon le Transporteur, la proposition d'élimination de l'application du montant d'allocation maximale est équitable envers l'ensemble de sa clientèle et s'inspire de pratiques largement répandues en Amérique du Nord;
- Il souligne le fondement même de la réglementation économique, soit sa faculté d'adaptation aux situations diverses, notamment afin d'assurer un traitement équitable du Transporteur et de sa clientèle. Il cite⁶¹ l'Office national de l'énergie (l'ONÉ) à cet égard :

« Cependant, l'Office se garderait de régler le cas en se fondant uniquement sur des principes établis dans ses décisions antérieures. Cela serait limiter de façon inacceptable l'exercice de son pouvoir discrétionnaire que lui accorde la loi. L'Office tranche chaque cas en menant une instance en bonne et due forme, qui peut comprendre une audience orale (comme dans le cas présent), en accordant le poids qui convient à chaque élément de preuve faisant partie du dossier, et en tenant compte de toutes les questions sur lesquelles il est appelé à se prononcer. Chaque cas est et doit être jugé selon son bien-fondé. De plus, l'Office estime que le fait de s'en tenir rigoureusement à ses décisions antérieures limiterait sa capacité de s'adapter à de nouvelles situations ou à l'évolution des politiques afin de rencontrer son mandat. »

- Par sa proposition, le Transporteur souhaite compléter un premier cycle décennal d'application de sa politique d'ajouts afin de l'adapter aux circonstances actuelles et anticipées liées au développement du réseau de transport, lequel existe, de façon primordiale, pour desservir la charge locale du Québec;
- Selon le Transporteur, il est normal de continuer de protéger la charge locale contre d'éventuelles augmentations de tarifs attribuables à des ajouts réalisés pour les clients de point à point et non l'inverse. Cette volonté est d'ailleurs l'un des piliers de l'application du principe du *higher of* et de politiques similaires à des clientèles autres que la charge locale, tel que préconisé par la FERC et généralement pratiqué au Canada et aux États-Unis;
- Le Transporteur soumet que les Ajouts, dans leur ensemble, contribuent à la stabilité, la robustesse et à la fiabilité du réseau et que cela bénéficie à toutes les clientèles du Transporteur, dont les clients de point à point;
- Les Ajouts sont des actifs qui font partie d'un réseau intégré et le bénéfice retiré par les clients de point à point est de pouvoir utiliser le réseau existant pour réaliser leurs transits, sans avoir à supporter des coûts de transport sur une base *stand alone*, tel qu'ils le devraient s'ils devaient construire leur propre ligne de transport

⁶¹ Pièce B-44, HQT-15, document 2, page 18.

sans pouvoir s'arrimer à un réseau intégré bâti pour desservir la charge locale du Québec;

- Le Transporteur soutient, appuyé par son expert, que la légitimité de l'inclusion de l'entièreté du coût des ajouts réalisés pour desservir la charge locale à sa base de tarification aux fins de recouvrement des coûts, pourvu que ces ajouts soient jugés prudemment acquis et utiles par la Régie, repose sur la nécessité que les tarifs de transport reflètent le juste coût de desserte de la charge locale.

Position des intervenants

[376] La Régie a fixé⁶² des modalités particulières pour le traitement de cette demande de modification de la politique d'ajouts.

[377] Elle a reconnu deux groupes ayant des intérêts respectifs à faire valoir à cet égard, soit (i) le groupe des clients du Distributeur, l'utilisateur du service de transport pour l'alimentation de la charge locale (GCL), constitué des intervenants ACEFO, ACEFQ, AQCIE/CIFQ, FCEI, OC, UC et UMQ, et (ii) le groupe des clients utilisant le service de transport de point à point représenté uniquement par EBMI.

[378] L'AQCIE/CIFQ s'est dissocié du GCL pour exprimer sa propre position sur certains aspects de la question.

Position du Groupe charge locale

[379] L'UC s'est faite la porte-parole du GCL.

[380] Elle s'oppose aux modifications proposées par le Transporteur.

⁶² Décision D-2010-124.

[381] L'UC soumet que la Régie a été constante dans toutes ses décisions sur l'importance de l'application de la notion de neutralité tarifaire à la politique d'ajouts et au traitement équitable de tous les clients du Transporteur. Elle rappelle, à cet effet, certains éléments des décisions D-2002-95, D-2009-071, D-2009-134⁶³, D-2009-166⁶⁴ et D-2010-124.

[382] De son point de vue, les motifs de changement avancés par le Transporteur ne sont pas suffisants pour justifier un renversement, par la Régie, de ses décisions antérieures.

[383] De plus, l'UC souligne que l'expert du Transporteur, le Dr Makholm, n'a aucune expérience de la réalité québécoise et que son curriculum vitae n'indique aucune expérience pertinente, tel que requis par la Régie⁶⁵, démontrant une bonne connaissance du contexte dans lequel opère le Transporteur depuis les dix dernières années et des exigences exprimées par la Régie au cours de cette période.

[384] En conséquence, elle soumet que la Régie doit prendre avec réserve le témoignage de cet expert qui n'a pas considéré adéquatement les fondements de la politique d'ajouts dans le contexte du modèle tarifaire québécois.

[385] L'expert du GCL, M. Philip Raphals, cible, notamment, les ajouts requis pour les besoins d'utilisateurs individuels, qui sont probablement, mais pas nécessairement, des industriels.

[386] De l'avis de cet expert, lorsque les ajouts sont requis au bénéfice d'un seul client, ce dernier devrait payer en totalité le coût des ajouts, même si les revenus découlant des tarifs sont suffisants pour les couvrir. Le fait d'appliquer les revenus des tarifs au paiement des investissements effectués uniquement pour les besoins d'un seul usager ne contribue pas à défrayer les coûts totaux du réseau existant. Cette situation apparaît inéquitable, puisque tous les autres usagers paient une partie des coûts fixes du réseau. Pour cette raison, il recommande la réintroduction du concept d'Installation d'attribution particulière (IAP), lequel n'avait pas été retenu lors du premier dossier tarifaire du Transporteur⁶⁶.

⁶³ Dossier R-3669-2008.

⁶⁴ Dossier R-3669-2008 Phase 1.

⁶⁵ Décision D-2010-124, page 25, paragraphe 105.

⁶⁶ Décision D-2002-95.

[387] L'UC est d'avis que la proposition de l'expert Raphals de réintroduire au Québec la notion d'IAP permettrait de modifier la politique d'ajouts dans le respect des principes de base énoncés par la Régie dans ses décisions, tout en allouant les bons coûts aux bons utilisateurs. Elle demande à la Régie de retenir le témoignage et la proposition de l'expert et de requérir du Transporteur le dépôt, dans les plus brefs délais, d'une politique d'ajouts qui réintègre cette notion d'IAP. À son avis, un groupe de travail impliquant les parties intéressées pourrait formuler des recommandations en vue de l'adoption d'une nouvelle politique d'ajouts, incluant divers éléments ayant pour but d'en assurer une application équitable.

[388] À défaut de ne retenir ni sa proposition ni celle du Transporteur, l'UC fait sienne la recommandation de l'expert Raphals à l'effet de réviser les modalités relatives aux contributions du Distributeur, notamment à l'égard d'un traitement multi-annuel de ces contributions qui permettrait au Distributeur de bénéficier de crédits lorsque le montant des investissements requis au cours d'une année est inférieur à celui correspondant à l'allocation maximale du Transporteur.

[389] Dans cette optique, en 2011, le cumul des écarts entre les montants maximums pouvant être assumés par le Transporteur et les coûts des investissements demandés par le Distributeur au cours des dernières années serait de 538 M\$. Selon l'UC, il serait inéquitable de réclamer une contribution de 64 M\$ du Distributeur cette année. La Régie devrait maintenir la politique d'ajouts présentement en vigueur, dans l'attente du dépôt par le Transporteur d'une nouvelle proposition, mais suspendre la contribution du Distributeur jusqu'à concurrence de 538 M\$.

Position d'EBM

[390] EBM rappelle que la Régie s'est prononcée, dans plusieurs dossiers précédents, sur l'importance de respecter le concept de neutralité tarifaire des ajouts au réseau requis par la charge locale. Elle cite, à cet effet, les décisions D-2002-95, D-2008-019, D-2008-073⁶⁷, D-2009-071 et D-2009-166.

⁶⁷ Dossier R-3656-2008.

[391] EBM soumet que les principes de la FERC doivent être pris en compte en fonction des principes en place et de la structure réglementaire actuelle. À ce titre, elle fait état de la méconnaissance de l'expert du Transporteur, le Dr Makhholm, sur certains aspects de la tarification en vigueur au Québec, notamment sur le fait que le tarif de transport au Québec est plus élevé qu'ailleurs en Amérique du Nord.

[392] L'intervenante rappelle également le contexte dans lequel le concept de neutralité tarifaire des ajouts requis par un client a été adopté par la Régie dans sa décision D-2002-95, soit l'inclusion des *generator leads* dans la base de tarification du Transporteur. Elle souligne que cette inclusion a mené à des tarifs de transport initiaux élevés, ce qui a amené la Régie à appliquer le concept de neutralité tarifaire aux ajouts requis pour l'alimentation de la charge locale et pour les clients de point à point.

[393] Référant à cette même décision, EBM souligne l'importance alors attribuée à ce premier dossier tarifaire qui allait établir la structure tarifaire du Transporteur et influencer le développement de l'industrie de l'électricité au Québec. Elle relève également la nécessité d'adapter les principes établis par la FERC au contexte législatif et commercial québécois.

[394] EBM se dit préoccupée par l'impact de la suppression de la contribution du Distributeur sur les tarifs appliqués aux clients de point à point, lesquels sont déjà élevés, comparativement à ceux des autres provinces. Elle estime qu'elle n'a pas eu de réponse claire quant à l'impact de ces changements sur les tarifs futurs.

[395] L'intervenante soumet que si la Régie considère l'avenue proposée par le Transporteur, la notion de tarif unique, applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale et au service de transport de point à point, doit être revue.

[396] En conclusion, EBM suggère que le statu quo est, selon les informations présentées dans le présent dossier, préférable à la solution proposée par le Transporteur. Elle ajoute que s'il devait y avoir des modifications à apporter, il faudrait alors considérer une révision en profondeur de la tarification, dans le contexte de l'uniformité territoriale à laquelle réfère la décision D-2002-95. Elle ajoute que la réflexion sur cet aspect pourrait se poursuivre en Phase 2 du présent dossier.

Position de l'AQCIE/CIFQ

[397] L'AQCIE/CIFQ, initialement partie du GCL, a mis fin à son intervention en cours d'audience, se déclarant satisfait des explications fournies par le Transporteur⁶⁸.

[398] Cependant, à la suite du dépôt du rapport de l'expert Raphals, pour le GCL, l'AQCIE/CIFQ a jugé nécessaire de commenter certains aspects du rapport en question.

[399] L'AQCIE/CIFQ soumet que le cadre réglementaire régissant la détermination des sommes pouvant raisonnablement être exigées des divers clients du Distributeur en raison d'ajouts au réseau de transport requis pour les besoins de la charge locale, devrait se retrouver dans les conditions de service du Distributeur et non dans celles du Transporteur, contrairement à ce que suggère l'expert Raphals. L'intervenant ajoute que les questions soulevées par M. Raphals interpellent tant le Distributeur que le Transporteur.

[400] L'intervenant exprime son désaccord avec la position de l'expert Raphals selon laquelle le coût des ajouts résultant de demandes de clients particuliers ne saurait équitablement être supporté, en partie, par la clientèle du service de point à point. Il fait valoir que cette clientèle peut être avantagée par tout renforcement ou extension du réseau de transport résultant de telles demandes.

Opinion de la Régie

[401] Il y a près de dix ans⁶⁹, la Régie faisait une distinction entre, d'une part, les investissements requis pour la pérennité et la fiabilité du réseau de transport et, d'autre part, ceux reliés à la croissance de la charge locale.

[402] Elle décidait que les investissements en amélioration du réseau de transport seraient intégrés au coût du service de transport et que, par conséquent, tous les usagers des services de transport en assumeraient les coûts.

⁶⁸ Pièce C-6-5, page 2.

⁶⁹ Décision D-2002-95, pages 293 à 300.

[403] Pour les investissements reliés à la croissance des besoins de la charge locale, la Régie décidait d'appliquer le concept de la neutralité tarifaire, neutralité assurée par la contribution du Distributeur aux coûts des investissements, afin que le tarif de transport, un tarif uniforme pour tous les usagers des services de transport, n'augmente pas.

[404] La Régie reprend ci-dessous les motifs de sa décision D-2002-95 :

« 8.2 Opinion de la Régie

Les ajouts au réseau sont composés de trois grandes catégories qui ont chacune leurs propres spécificités. Il s'agit des ajouts requis pour :

- l'amélioration du réseau de transport;*
- les besoins des clients du service en réseau intégré et du service en réseau de point à point;*
- les besoins de la charge locale.*

[...]

Ajouts pour l'amélioration du réseau

Les améliorations au réseau de transport comprennent les additions requises pour assurer la pérennité et la fiabilité du réseau. Ces améliorations permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les utilisateurs du réseau de transport. La Régie accepte la proposition du transporteur pour le motif qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts. Le coût de ces équipements pourra être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Ajouts pour le service en réseau intégré et le service de point à point

Les installations visées sont les ajouts au réseau qui sont réalisés pour répondre à la demande d'un client en réseau intégré ou de point à point.

La Régie accepte la proposition du transporteur que le coût des ajouts au réseau pourrait être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs

propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.

Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital. La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport.

L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs.

Ajouts pour la charge locale

Les installations visées regroupent les ajouts au réseau de transport réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont dûment autorisés ou approuvés par la Régie. Elles comprennent également celles qui seront nécessaires pour raccorder les producteurs qui seront sélectionnés dans le cadre de la procédure d'appel d'offres du distributeur, et les modifications au réseau le cas échéant.

La Régie est d'avis que le coût des ajouts de transport, réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont autorisés par elle, peuvent être intégrés à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Toutefois, la Régie est d'avis qu'il faut imposer le même montant maximum que dans le cas d'ajouts pour le service de point à point et de réseau intégré. Cette position vise à traiter tous les clients de transport de la même façon.

La Régie cherche ainsi à éviter des situations où un client du service de transport de point à point, ou en réseau intégré, est dans l'obligation de supporter l'entière du coût des ajouts pour la charge locale, via le tarif de transport qu'il paie, en plus de devoir assumer seul l'excédent du coût des ajouts qu'il requiert sur le montant maximal supporté par le transporteur. La Régie est d'avis qu'une telle situation serait inéquitable pour les clients des services de transport autres que celui requis pour la desserte de la charge locale. » [nous soulignons]

[405] Dans la présente demande tarifaire, le Transporteur propose de ne plus tenir compte du concept de neutralité tarifaire et donc, de ne plus exiger de contribution du Distributeur pour les Ajouts.

[406] Indépendamment de l'impact tarifaire de ce changement, impact qui n'est d'ailleurs pas clairement établi en preuve, il faut y voir un changement d'approche important. Dorénavant, si la Régie acceptait la proposition du Transporteur, tous les utilisateurs du réseau de transport, incluant les clients du service de point à point, supporteraient la totalité du coût des Ajouts.

[407] Les faits et les arguments soumis par le Transporteur sont-ils suffisamment concluants pour accepter sa demande de modification de la politique d'ajouts?

[408] L'argument voulant que l'application du concept de neutralité tarifaire soit un obstacle au développement efficient du réseau n'est pas convaincant. Le Transporteur n'a fourni aucun exemple au soutien de cette affirmation. Le fait d'exiger une contribution du Distributeur pour des Ajouts n'est pas susceptible d'empêcher la réalisation d'un projet autrement jugé nécessaire par la Régie pour la desserte de la charge locale.

[409] Quand la Régie autorise un projet d'investissement du Transporteur en vertu de l'article 73 de la Loi, elle juge, entre autres, de la nécessité du projet en regard de ses objectifs. La Loi prévoit même, au deuxième paragraphe du deuxième alinéa de l'article 73, que la Régie tient compte « [...] *des engagements contractuels des consommateurs du service de transport d'électricité et, le cas échéant, de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport et de la faisabilité économique de ce projet* » [nous soulignons].

[410] L'argument du Transporteur voulant qu'il puisse être plus difficile d'intégrer les projets répondant aux besoins de la charge locale sans avoir recours à des solutions coûteuses, dont la réalisation peut s'avérer compromise par l'application restrictive du concept de neutralité tarifaire, n'est pas convaincant non plus. Aucun exemple n'a été apporté en ce sens. Si le projet est nécessaire, il sera approuvé, même si la solution est coûteuse. De plus, si ces projets s'avèrent être coûteux à cause d'une conjoncture particulière ou d'une perspective de développement optimal du réseau à long terme, il pourrait être nécessaire de considérer des modalités particulières en lien avec le niveau de la contribution à être exigée du Distributeur. Cet aspect de la question n'a pas été abordé par le Transporteur.

[411] Le Transporteur évoque également le cas où l'ajout d'une charge dans une région à faible marge de capacité peut néanmoins demander d'importants travaux de renforcement de la portion du réseau desservant cette zone. Là encore, au-delà de la question du coût et de la nécessité de tels investissements, la question est plutôt de savoir qui doit payer pour ces investissements. En l'absence de contribution du Distributeur, c'est l'ensemble des clients du Transporteur qui doit supporter le coût de ces investissements destinés à la desserte de la charge locale.

[412] À cet égard, le Transporteur soumet que les travaux réalisés pour la charge locale sont au bénéfice de l'ensemble de la clientèle de transport par leur impact positif sur la stabilité, la robustesse et la fiabilité du réseau.

[413] La preuve à cet égard n'est pas satisfaisante. D'abord, il s'agit d'une question technique qui n'a pas été traitée par un ingénieur ou un spécialiste de l'opération du réseau de transport.

[414] De plus, même s'il avait été démontré techniquement que tout ajout au réseau réalisé pour la charge locale bénéficie à l'ensemble des usagers, il aurait fallu aborder la question corollaire de savoir si des ajouts au réseau faits au bénéfice des clients de point à point peuvent également bénéficier à l'ensemble des usagers du réseau de transport. Or, il n'y a aucune preuve à cet égard.

[415] Cette question de nature technique est pourtant au cœur du principe retenu par la Régie en 2002 voulant que le tarif de l'ensemble des clients des services de transport n'augmente pas en raison d'ajouts faits pour l'une ou l'autre des catégories d'usagers, qu'il s'agisse du Distributeur pour le service d'alimentation de la charge locale ou des clients de point à point.

[416] Il est clair qu'en 2002, la Régie, en fixant un montant maximal d'allocation pour les coûts de certains ajouts au réseau et en acceptant que les coûts de certains autres ajouts soient entièrement absorbés par le Transporteur, ne considérait pas que tout ajout au réseau bénéficiait à l'ensemble des clients des services de transport.

[417] Le Transporteur soumet que le concept de neutralité tarifaire appliqué aux Ajouts n'a pas d'écho ailleurs en Amérique du Nord.

[418] Cet argument n'est pas déterminant, étant donné les particularités au Québec où la tarification est territorialement uniforme et où la définition de « réseau de transport » est spécifique.

[419] Le Transporteur soumet que, pour le service d'alimentation de la charge locale, il n'y a pas de revenu spécifique associé directement à l'alimentation d'une charge spécifique ou d'une ressource spécifique du Distributeur. Dans ce contexte, selon le Transporteur, l'identification, l'évaluation et le suivi de l'augmentation marginale de puissance transitée s'avèrent complexes et sans valeur économique probante pour le Distributeur et sa clientèle. Si un suivi n'a pas de valeur économique, cette question peut certainement être revue par la Régie. Mais là encore, il ne s'agit pas d'un argument concluant pour abandonner le concept de la neutralité tarifaire.

[420] Le Transporteur évoque également l'anomalie découlant du fait qu'exiger une contribution du Distributeur équivaut en pratique à transférer à la base de tarification de ce dernier des coûts d'investissements réalisés pour le réseau de transport. Cet argument n'est pas concluant. Le Distributeur exige également des contributions pour raccorder certains clients, de façon à ne pas faire supporter par l'ensemble des clients certaines installations souterraines ou éloignées des lignes de distribution. Le Distributeur porte alors à sa base de tarification le coût de ces installations, net de la contribution du client. Le Distributeur et le Transporteur demeurent propriétaires de ces actifs qui font partie de leur réseau. De plus, comme indiqué plus haut, l'article 73 de la Loi prévoit spécifiquement que les clients du Transporteur peuvent devoir verser des « *contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport* ».

[421] Le Transporteur ajoute, à cet égard, que ces actifs ainsi inclus dans la base de tarification du Distributeur continuent pourtant d'être sous sa responsabilité et qu'il doit en assurer l'entretien et assumer les risques sous-jacents à leur exploitation. Il ne peut en être autrement, ces actifs faisant partie, de par la Loi, des installations du *réseau de transport d'électricité*.

[422] Selon le Transporteur, la valeur des Ajouts, si ceux-ci sont jugés prudemment acquis et utiles par la Régie, devrait être intégrée à sa base de tarification dans son entièreté. Comme mentionné plus haut, il n'y aurait pas de problème au niveau de ce principe si la preuve était claire à l'effet que tout ajout au réseau de transport pour la desserte de la charge locale bénéficie aux clients de point à point. Mais tel n'est pas le cas.

[423] Le Transporteur soumet que l'élimination de la contribution du Distributeur, et donc du concept de neutralité tarifaire pour les Ajouts, aurait un impact minime sur le tarif unique de transport. Cela n'a pas été démontré clairement dans le cadre de la preuve. Par ailleurs, la question est plutôt de savoir pourquoi ce que la Régie voulait éviter en 2002, soit augmenter le tarif des clients de point à point pour des ajouts destinés à l'alimentation de la charge locale et vice versa, n'est plus équitable en 2011.

[424] Le Transporteur soutient également que le fait de transférer à terme une partie de la base de tarification du Transporteur au Distributeur aurait, entre autres, pour conséquence de faire en sorte que le tarif de transport ne reflète plus le coût de l'ensemble des actifs de transport tel que défini dans la Loi. La Régie est d'avis qu'il ne s'agit-là que de la conséquence de l'application du concept de neutralité tarifaire qui prend la forme d'une contribution du Distributeur ou des clients de point à point et qui se traduit par un crédit à la base de tarification du Transporteur. Comme mentionné plus haut, il en va de même de la base de tarification du Distributeur quand un client doit verser une contribution. Il ne s'agit donc pas d'un argument concluant pour écarter le concept de neutralité tarifaire.

[425] Selon le Transporteur, le traitement équitable de ses clients ne serait pas remis en cause par la différenciation de traitement au niveau de l'application du montant d'allocation maximale pour les clients de point à point et de la charge locale. La Régie est d'avis que cette affirmation serait vraie s'il était clairement établi que tout ajout au réseau pour desservir la charge locale bénéficie aux clients de point à point et que tout ajout au réseau pour desservir ces derniers ne bénéficie aucunement à la charge locale. La Régie pourrait alors conclure que le traitement différent proposé est équitable. La preuve n'est cependant pas concluante à cet égard.

[426] Le Transporteur soumet qu'il est nécessaire que les tarifs de transport reflètent la juste valeur de ses actifs. En 2002, la Régie a précisément considéré comme étant juste, dans le contexte où un même tarif unitaire était appliqué au service pour l'alimentation de la charge locale et aux clients de point à point, d'adopter, par une contribution des clients, une mesure permettant d'éviter que le Transporteur ne reflète, au tarif unique, tous les coûts associés à la desserte de la charge locale et vice versa. Cet argument du Transporteur ne règle donc en rien les questions liées au concept de neutralité tarifaire.

[427] À cet égard et comme relaté plus haut, EBM soumet que, si l'avenue proposée par le Transporteur devait être envisagée, il y aurait lieu de revoir la notion de tarif unique pour le service d'alimentation de la charge locale et pour le service de point à point.

[428] Finalement, le Transporteur soumet que le fondement même de la réglementation économique réside en la « faculté d'adaptation » aux nouvelles situations. La Régie est d'accord avec ce principe mais ne voit rien dans la preuve et les arguments du Transporteur démontrant, de façon convaincante, quel problème important lui cause l'application du concept de neutralité tarifaire et qui nécessiterait une telle adaptation.

[429] Par ailleurs, la Régie est d'avis que les dispositions tarifaires énoncées dans la politique d'ajouts du Transporteur et les autres dispositions des Tarifs et conditions, approuvées dans la décision D-2002-95, font partie d'un ensemble cohérent. Dans l'éventualité où il serait justifié d'adapter cette politique à un contexte particulier, la Régie est d'avis que cette adaptation ne devrait pas se limiter à modifier une de ces composantes sans évaluer l'impact de cette modification sur la cohérence de l'ensemble des dispositions tarifaires en vigueur. La preuve soumise par le Transporteur, à cet égard, n'est pas convaincante.

[430] Pour tous ces motifs, la Régie rejette la demande de modification de la politique d'ajouts soumise par le Transporteur.

[431] Par contre, la Régie conçoit que sur une très longue période, les besoins de transport liés à la croissance puissent requérir des investissements par palier très coûteux ayant des répercussions ponctuelles importantes sur le niveau de la contribution du Distributeur. Dans cette perspective, une certaine souplesse pourrait être envisagée dans les modalités d'application relatives au versement des contributions du Distributeur. Le Transporteur pourrait soumettre une proposition en ce sens.

10.4.2 APPLICATION DE L'ALLOCATION MAXIMALE DU TRANSPORTEUR DANS LE CAS DES AJOUTS AU RÉSEAU

[432] Dans sa décision D-2009-071, la Régie émettait une préoccupation quant à la possibilité d'une double application de l'allocation maximale pour une même production transitée sur le réseau. Elle mentionnait, à cet effet :

« Afin de remédier à cette situation, plusieurs options peuvent être envisagées, dont :

- L'application de l'allocation maximale uniquement lors du raccordement de centrales;*
- L'application de l'allocation maximale uniquement lors de l'intégration de la charge ou de l'interconnexion;*
- L'application d'un pourcentage de l'allocation maximale lors du raccordement de centrales et d'un pourcentage lors de l'intégration de la charge ou de l'interconnexion. Par exemple, la proportion pourrait être 50 % dans chaque cas ou alors être déterminée selon une clef de répartition à définir.*

La Régie conclut qu'il est nécessaire de réexaminer les modalités de l'appendice J des Tarifs et conditions afin de s'assurer que l'objectif recherché soit atteint, c'est-à-dire que les divers ajouts au réseau pour les besoins de la charge locale et ceux du service de point à point n'aient pas d'impact à la hausse sur les tarifs du Transporteur⁷⁰. »

[433] Dans le présent dossier, le Transporteur n'aborde pas spécifiquement cette problématique qui est associée aux ajouts requis par les clients des services de transport de point à point et pour l'alimentation de la charge locale. Toutefois, questionné en audience sur sa proposition relative à la politique d'ajouts pour les besoins de la desserte de la charge locale, le Transporteur répond :

« La proposition qu'on a devant nous, donc d'éliminer l'application de l'allocation maximale pour la croissance de la charge fait en sorte qu'il y a une partie de la problématique qui avait été soulevée là qui est répondue⁷¹. »

⁷⁰ Pages 28 et 29.

⁷¹ Pièce A-20-2, page 204.

[434] La Régie est d'avis que la proposition du Transporteur, qui revient à remplacer l'allocation maximale attribuée pour la desserte de la charge locale par une allocation couvrant la totalité du coût des ajouts pour la desserte de la charge locale, a potentiellement pour résultat d'accentuer la problématique soulevée.

[435] En conséquence, et compte tenu de son opinion émise à la section 10.4.1 de la présente décision, la Régie réitère la préoccupation ci-dessus émise dans sa décision D-2009-071.

10.4.3 RISQUES PARTICULIERS DE CERTAINS PROJETS

[436] Dans sa décision D-2009-071, la Régie s'exprimait comme suit :

« Bien que le Distributeur soit le client du Transporteur, il apparaît inéquitable que l'ensemble de la clientèle du Transporteur soit appelé à assumer les coûts éventuels reliés à un investissement comportant un haut degré de risque qui ne viserait que la desserte d'un client particulier du Distributeur.

L'analyse des risques fait partie intégrante de tout examen de la faisabilité économique d'un projet et la clientèle du Transporteur ne devrait y être exposée que dans la mesure où des mesures raisonnables de protection et de prudence ont, au préalable, été prises par ce dernier⁷². »

[437] La Régie demandait alors au Transporteur de pousser plus à fond la réflexion sur cette question dans le cadre du réexamen des dispositions de l'appendice J des Tarifs et conditions.

[438] Dans le présent dossier, le Transporteur mentionne que le risque associé aux investissements effectués pour la charge locale, y compris ceux pour un client particulier de celle-ci, relève davantage du Distributeur et que c'est à celui-ci de mettre en place les mesures appropriées. Il estime qu'aucune garantie additionnelle du Distributeur ne lui est nécessaire quant aux revenus additionnels pouvant découler d'un projet, qu'il s'agisse d'un raccordement temporaire ou permanent.

⁷² Page 29.

[439] Le Transporteur plaide que la diversité des charges du Distributeur, la croissance de leur demande et la durée de vie des équipements sur le réseau de transport sont des facteurs qui atténuent l'éventuel risque associé aux charges du Distributeur, dans les cas exceptionnels où celles-ci auraient une durée de vie inférieure à celle qui était anticipée au départ. Il note que sa proposition n'a fait l'objet d'aucune opposition de la part des intervenants et demande à la Régie de déclarer bien fondées les pratiques actuellement en vigueur relativement à ce sujet.

[440] La Régie est d'avis que le risque associé aux investissements d'un client particulier relève également du Transporteur. Ce dernier doit s'assurer que les coûts qu'il assume dans ce cas puissent être récupérés par un niveau suffisant de revenus, évitant ainsi un effet à la hausse de ses tarifs. La politique d'ajouts du Transporteur se doit ainsi de prévoir des modalités permettant d'encadrer ce risque. **La Régie invite le Transporteur à soumettre une proposition en ce sens.**

10.4.4 CRÉDITS APPLICABLES LORSQUE LE CLIENT DÉTIENT SON PROPRE POSTE ABAISSEUR

[441] Dans sa décision D-2008-073, la Régie notait que les règles et modalités applicables lorsqu'un client du Distributeur possède son propre poste de raccordement ne sont pas codifiées dans les Tarifs et conditions et jugeait opportun qu'elles le soient. Elle demandait, conséquemment, au Transporteur de définir les modalités d'application permettant d'établir l'ajustement de l'allocation maximale dans ce cas et de préciser les données de référence à utiliser pour établir cet ajustement⁷³.

[442] Le Transporteur soumet que sa proposition d'intégrer entièrement les coûts des ajouts répondant aux besoins de la croissance de la charge locale rend cette demande caduque. En argumentation, il précise :

⁷³ Page 12.

« Compte tenu de sa proposition d'élimination de l'application du montant d'allocation maximal pour la charge locale, incluant les clients industriels du Distributeur, le Transporteur n'a prévu aucune méthode d'ajustement de ce montant pour les clients du Distributeur qui détiennent leur propre poste abaisseur. À cet égard, le Transporteur rappelle que ces clients bénéficient du crédit d'alimentation en moyenne ou haute tension du Distributeur.

Le Transporteur note que cette proposition n'a fait l'objet d'aucune opposition de la part des intervenants. »

[443] Tel qu'énoncé dans la section 10.4.1, la Régie rejette la proposition du Transporteur d'intégrer entièrement les coûts des ajouts au réseau répondant aux besoins de la croissance de la charge locale.

[444] Les règles énoncées à la section C de l'appendice J des Tarifs et conditions en vigueur précisent :

« [...] L'ensemble des coûts relatifs aux ajouts au réseau, selon l'arrangement électrique proposé par le Transporteur, sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence du montant maximal indiqué à la section E ci-dessous, sous réserve toutefois du coût des équipements de mesurage et du poste de raccordement du client qui font l'objet de dispositions tarifaires distinctes des présentes. »
[nous soulignons]

[445] La Régie rappelle la pratique prévue par le Transporteur, à cet effet, dans le cas précis du dossier R-3656-2008 relatif au projet Éléonore :

« Le Transporteur réduit néanmoins d'un montant forfaitaire cette allocation étant donné que le Client possède son propre poste abaisseur de tension et que ce dernier reçoit du Distributeur un crédit d'alimentation en guise de compensation. Selon les modalités du texte des Tarifs, des dispositions tarifaires particulières s'appliquent dans le cas où le client du Distributeur possède son propre poste abaisseur de tension.

Aux fins de l'application de ces dispositions tarifaires particulières, le Transporteur évalue, pour un niveau de tension donné, que le coût du poste de raccordement du Client est similaire à celui d'un poste de départ tel que présenté au texte des Tarifs. De plus, puisque le poste abaisseur du Client ne fait pas partie de ses actifs, le Transporteur ne peut y associer des frais d'entretien et d'exploitation. Le montant forfaitaire est ainsi établi à 15 \$/kW pour une alimentation temporaire de trois ans. L'allocation maximale du Transporteur est donc ajustée à 159 \$/kW pour le raccordement temporaire de trois ans. Selon le Transporteur, cette proposition permet d'éviter de compenser en double le Client⁷⁴. »

[446] Compte tenu de son opinion formulée à la section 10.4.1 de la présente décision, la Régie maintient sa préoccupation exprimée dans la décision D-2008-073 et reformulée dans la décision D-2009-071. En conséquence, elle réitère sa demande relative à l'ajustement de l'allocation maximale dans le cas particulier où le client détient son propre poste abaisseur⁷⁵.

10.4.5 MODALITÉS RELATIVES À LA RÉFECTION OU AU REMPLACEMENT DE POSTES DE DÉPART DE CENTRALES EXISTANTES

[447] Dans sa décision D-2010-032, la Régie demandait au Transporteur de clarifier la situation relative à la réfection ou au remplacement de postes de départ de centrales existantes, dans le cadre du dossier traitant de la politique d'ajouts⁷⁶.

[448] En réponse à cette demande, le Transporteur souligne que les Tarifs et conditions, qui sont d'application obligatoire, constituent le cadre à l'intérieur duquel les obligations des parties sont décrites et où sont définies les relations commerciales entre le Transporteur et sa clientèle. Il fait valoir que ses responsabilités en regard des investissements en pérennité justifient de maintenir hors du cadre des Tarifs et conditions le traitement réglementaire de l'ensemble des ajouts requis pour assurer la pérennité du réseau.

⁷⁴ Décision D-2008-073, page 12.

⁷⁵ *Ibid.*

⁷⁶ Page 83.

[449] La demande de la Régie faisait suite à l'examen des coûts de réfection ou de remplacement des postes de départ des centrales Rapides 7⁷⁷ et Rivière-des-Prairies⁷⁸, assumés entièrement par le Transporteur.

[450] De l'avis de la Régie, cette situation pourrait déceler un potentiel d'iniquité entre les propriétaires de centrales, selon que les postes de départ de ces centrales font ou non partie des actifs du Transporteur au moment de leur réfection ou remplacement.

[451] En effet, le texte des Tarifs et conditions stipule à la section B de l'Appendice J que, sauf dans le cas de centrales appartenant à Hydro-Québec, le propriétaire de la centrale est également propriétaire du poste de départ et demeure en tout temps responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de celui-ci. Aucune disposition n'est cependant prévue pour la réfection ou le remplacement de ce poste de départ.

[452] La Régie maintient ainsi sa préoccupation émise dans ses décisions antérieures et demande au Transporteur de formuler une proposition en ce sens.

10.5 SUIVI DES ENGAGEMENTS D'ACHAT POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU

[453] En suivi de la décision D-2010-032, le Transporteur dépose un tableau du suivi des engagements d'achat de type Toulnostouc pour les années 2009 à 2011.

[454] Le Transporteur soumet un format simplifié de suivi de tous les engagements d'achat. Il propose de réaliser un suivi annuel afin de s'assurer que ses coûts annuels, tels qu'établis aux fins de suivi pour l'ensemble des projets associés à un client, soient comblés, sur une base annuelle, par l'ensemble des revenus de transport du client.

⁷⁷ Décision D-2010-032, page 82.

⁷⁸ Décision D-2009-069, dossier R-3686-2009, page 14.

[455] Le Transporteur se propose de mettre fin à l'approche actuelle de suivi employée pour les ententes de raccordement existantes. La nouvelle méthode utilisera l'ensemble des revenus découlant des conventions de service de transport associé à un client pour établir l'adéquation annuelle entre les engagements du client et les revenus effectifs annuels découlant de ses réservations de service de transport.

[456] À cet égard, le Transporteur propose les modifications suivantes à l'article 12A.2i) :

« i) Engagement d'achat de services de transport et convention de service de transport de long terme:

Un engagement d'achat de services de transport et au moins une convention de service doivent avoir été signés pour le service de transport ferme de long terme.

Paragraphe supprimé :

La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur;

Remplacé par ce qui suit :

L'engagement d'achat de service de transport ferme de long terme doit être signé pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant remboursé au Transporteur pour assurer l'intégration de la centrale.

La somme des revenus annuels découlant de toutes les conventions, nouvelles et existantes, de service de transport ferme de long terme, doit être au moins égale aux annuités établies par le Transporteur pour couvrir les coûts que celui-ci a assumés pour l'intégration de centrales.

A cette fin, les revenus annuels de chaque convention de service sont considérés sur toute leur durée, incluant celle des renouvellements. Annuellement, les coûts assumés par le Transporteur consistent en la somme des annuités établies sur une

base de récupération de coûts sur une période maximale de vingt (20) ans pour chaque intégration.

L'annuité est calculée à partir des paramètres suivants : a) coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, majorés d'un montant de 15% pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation sur vingt (20) ans, lorsque ceux-ci sont encourus par le Transporteur et, majoré des taxes applicables, moins tout montant remboursé par le client; b) coût en capital prospectif du Transporteur approuvé par la Régie et c) durée de l'engagement d'achat.

Pendant l'année de mise en service de la centrale, l'engagement annuel d'achat est établi au pro-rata du nombre de jours entre la date de mise en service de la centrale et le 31 décembre de l'année de mise en service. »

[457] La Régie constate que la proposition du Transporteur a soulevé une certaine controverse.

[458] À ce stade, la Régie considère qu'elle n'a pas tous les éléments en mains pour rendre une décision éclairée sur le sujet. Le suivi des engagements d'achat est d'ailleurs accessoire à la question de la teneur même de ces engagements telle que libellée actuellement, notamment aux dispositions de l'article 12A.2 et de l'appendice J des Tarifs et conditions. **La Régie traitera donc de ces questions dans le contexte de l'audience générique prévue à la section 10.6 de la présente décision.**

[459] Ainsi, sur la question de la teneur des engagements des clients du Transporteur relatifs à un raccordement de centrales, la Régie voudra s'assurer que les modalités prévues à ces engagements permettent, d'une part, au Transporteur de récupérer les coûts qu'il a encourus de façon juste et raisonnable et, d'autre part, à la Régie de bien saisir l'impact tarifaire des différentes approches possibles à cette fin.

[460] **Dans l'intervalle, la Régie maintient le libellé existant de l'article 12A.2 des Tarifs et conditions. Elle demande au Transporteur de produire, lors du dépôt de son rapport annuel, une mise à jour du tableau présenté à l'annexe 1 de la décision D-2010-032.**

10.6 CONCLUSION SUR LA POLITIQUE D'AJOUTS

[461] Considérant, d'une part, les conclusions de la Régie exprimées dans les sections 10.4 et 10.5 de la présente décision, et, d'autre part, le contexte d'investissements massifs annoncés par le Transporteur, la Régie en vient à la conclusion que le traitement de l'ensemble des enjeux relatifs à la politique d'ajouts au réseau devrait s'effectuer, à brève échéance, dans le cadre d'un dossier distinct.

[462] Ainsi, la Régie annule la tenue d'une Phase 2 au présent dossier et demande au Transporteur de lui soumettre, au moment qu'il jugera approprié en 2011, dans le cadre d'un dossier générique sur la politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, une proposition couvrant essentiellement les sujets suivants et tenant compte des dispositions contenues dans la présente décision :

- Aménagements particuliers pour certains projets, tels que les projets d'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelables⁷⁹;
- Problématique 1 : Ajouts au réseau pour le raccordement de centrales visant à alimenter la charge locale;
- Problématique 2 : Modalités d'établissement et de versement de la contribution du Distributeur dans le cas d'un projet comportant plusieurs dates de mise en service échelonnées dans le temps;
- Problématique 3 : Application de l'allocation maximale du Transporteur dans le cas des ajouts au réseau;
- Problématique 4 : Risques particuliers de certains projets;
- Problématique 5 : Crédits applicables lorsque le client détient son propre poste abaisseur;
- Problématique 6 : Modalités relatives à la réfection ou au remplacement de postes de départ de centrales existantes.

[463] Tel que mentionné dans la section 10.5 ci-dessus, la Régie traitera également dans ce dossier générique du suivi des engagements d'achat.

⁷⁹ Pièce B-1, HQT-10, document 3, page 17.

11. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

11.1 CONFORMITÉ AVEC LA MÉTHODOLOGIE DE RÉPARTITION DES COÛTS RETENUE PAR LA RÉGIE

[464] Le Transporteur indique qu'il effectue la répartition du coût de service conformément aux décisions antérieures de la Régie, notamment les décisions D-2006-66 et D-2009-015, sauf pour le facteur de répartition de la rubrique Amortissement retrait d'actifs où le Transporteur utilise un facteur alternatif. Il propose également un facteur de répartition pour la nouvelle rubrique Actifs stratégiques destinés aux projets d'investissements.

[465] La méthode de répartition des coûts retenue comporte une série de facteurs de répartition, lesquels sont regroupés en trois étapes : la répartition par fonction, la répartition par composante et la répartition par service. Le Transporteur présente de façon détaillée la répartition du coût de service pour chaque étape.

[466] Plus spécifiquement, les Raccordements des centrales de type Touloustouc et les Raccordements des clients font l'objet d'une assignation spécifique au service de transport de point à point et au service de transport de la charge locale respectivement. Conséquemment, afin de tenir compte de cette assignation spécifique, le Transporteur retire les besoins de transport en puissance et en énergie, incluant les pertes de transport, provenant des réservations de 53 MW sur HQT-CORN et de 237 MW sur HQT-HIGH, pour la répartition du coût des centrales autres que Touloustouc.

[467] Le Transporteur présente également, à titre illustratif, un tableau montrant l'effet de l'imputation des revenus de point à point de court terme sur les coûts alloués à chaque service et les écarts qui en résultent avec les revenus de chaque service⁸⁰.

[468] La Régie reconnaît que la méthodologie appliquée par le Transporteur pour la répartition du coût de service est, globalement, conforme avec la méthode définie dans les décisions D-2006-66 et D-2009-015.

⁸⁰ Pièce B-1, HQT-11, document 2, page 20.

11.2 RÉPARTITION DE L'AMORTISSEMENT DES RETRAITS D'ACTIFS

[469] Dans sa décision D-2010-032, la Régie demande que les coûts nets liés aux sorties d'actifs soient alloués selon le même critère que celui utilisé pour répartir la charge d'amortissement correspondant à l'actif visé, soit le critère de l'affectation directe aux fonctions concernées.

[470] Pour l'année témoin projetée, le Transporteur considère qu'il est approprié de répartir ces retraits d'actifs aux différentes fonctions sur la base des immobilisations nettes des postes et lignes.

[471] Le Transporteur précise que, pour l'année 2011, il ne prévoit pas effectuer de retraits d'actifs en ce qui a trait à un équipement spécifique pour lequel le montant serait matériel. De plus, faire la ventilation de ces retraits, leur nomenclature et présenter un tableau pour en identifier l'origine serait relativement complexe et peu pertinent, compte tenu de l'objectif recherché de la répartition du coût en fonction des différents services.

[472] L'ACEFQ indique que les coûts associés aux retraits d'actifs devraient idéalement être répartis de manière directe aux fonctions. Il s'agit, pour le Transporteur, d'adapter son système comptable en conséquence.

[473] La Régie considère que la répartition du coût des retraits d'actifs doit respecter la demande qu'elle a formulée dans sa décision D-2010-032, lorsqu'il est possible d'identifier les actifs concernés et que le coût net est important.

[474] Toutefois, ceci peut s'avérer complexe et de faible valeur ajoutée lorsque les retraits concernent des actifs multiples non identifiés. Dans cette perspective, la proposition du Transporteur constitue une alternative acceptable.

[475] La Régie autorise la répartition de l'amortissement des retraits d'actifs selon les immobilisations nettes des postes et lignes, pour les retraits d'actifs non spécifiques. Lorsqu'il est possible d'identifier les actifs concernés et que le coût net de ces actifs est important, la répartition du coût des retraits doit se faire selon le même critère que celui utilisé pour répartir la charge d'amortissement correspondant à l'actif visé.

12. TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT

12.1 TARIFS DE TRANSPORT

[476] Les tarifs des services de transport pour l'année témoin 2011 sont établis en tenant compte des revenus requis projetés et de la prévision des besoins des services de transport de long terme et de court terme, incluant les pertes de transport.

[477] Pour l'établissement des tarifs annuel, mensuels, hebdomadaires, quotidiens et horaire de l'année 2011, le Transporteur reconduit la méthode existante, approuvée par la Régie dans l'ensemble de ses décisions tarifaires depuis l'année 2001. Le niveau des tarifs de transport est établi de manière à percevoir l'ensemble des revenus requis, en tenant compte des besoins de transport.

[478] Le tableau suivant présente les tarifs en vigueur pour l'année 2010 et ceux proposés pour l'année 2011, ainsi que le cavalier applicable à ces tarifs.

Tableau 13
Tarifs en vigueur et tarifs proposés

Service	Type	Unité	Tarifs en vigueur pour 2010	Tarifs proposés pour 2011
Annuel	ferme	\$/kW/an	75,26	73,71
Mensuel	ferme	\$/kW/mois	6,27	6,14
Mensuel	non ferme	\$/kW/mois	6,27	6,14
Hebdomadaire	ferme	\$/kW/semaine	1,45	1,42
Hebdomadaire	non ferme	\$/kW/semaine	1,45	1,42
Quotidien	ferme	\$/kW/jour	0,29	0,28
Quotidien	non ferme	\$/kW/jour	0,21	0,20
Horaire	non ferme	\$/MW/heure	8,59	8,41
Réseau intégré	ferme	\$	0,00	0,00
Charge locale	ferme	\$	2 651 409 800	2 690 562 420
Cavalier				
Point à point de long terme	ferme	\$/kW/an	-0,07	-1,30
Charge locale	ferme	\$	-2 466 100	-47 452 600

Source : Pièce B-1, HQT-12, document 1, page 7.

[479] Le Transporteur propose, pour l'année témoin 2011, un tarif annuel de 73,71 \$/kW/an, soit une baisse de 2,1 % par rapport au tarif existant de 75,26 \$/kW/an, sans considération du cavalier. Le tarif annuel reflète les revenus requis résiduels divisés par la prévision des besoins de transport à long terme. Les revenus requis résiduels s'obtiennent en retranchant aux revenus requis les revenus provenant des services de transport à court terme.

[480] Les revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale, pour l'année 2011, représentent une augmentation de 1,5 % par rapport aux revenus en vigueur, sans considération du cavalier. Cette modification reflète l'évolution des besoins de transport de la charge locale, soit 36 502 MW en 2011, comparativement à 35 230 MW, ainsi que l'évolution du tarif annuel.

[481] Le Transporteur présente, au tableau suivant, l'évolution, sur une base historique, du tarif annuel et de la facture de la charge locale.

Tableau 14
Évolution du tarif de point à point de long terme
et de la facture de la charge locale

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 ¹	2009 ¹	2010 ¹	2011 ¹
IPC (base 100 en 2001)	100,0	102,2	105,1	107,1	109,5	111,7	114,1	116,7	117,1	119,0	121,3
Tarif annuel (\$/kW/an)											
Dollars courants	72,91	72,91	72,91	72,91	72,90	72,90	70,82	70,82	72,00	75,26	73,71
Dollars constants de 2001	72,91	71,31	69,36	68,07	66,60	65,29	62,06	60,67	61,49	63,27	60,75
Charge locale (M\$)											
Dollars courants	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 483,0	2 483,0	2 539,7	2 528,6	2 575,0	2 651,4	2 690,6
Dollars constants de 2001	2 313,0	2 262,1	2 200,5	2 159,5	2 268,3	2 223,8	2 225,7	2 166,1	2 199,3	2 228,9	2 217,4

¹ Sans considération du cavalier applicable au tarif annuel et à la facture de la charge locale.

Source : Pièce B-1, HQT-12, document 1, page 8.

[482] En dollars courants, le tarif annuel proposé pour l'année 2011 reflète une augmentation de 1,1 % par rapport à celui de l'année 2001, alors qu'en dollars constants, il diminue de 16,7 %.

[483] Le tarif unitaire pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale est le même que celui du tarif annuel du service de point à point. L'évolution de la facture de la charge locale intègre la croissance de 15,1 % des besoins de transport de la charge

locale entre 2001 et 2011. En dollars courants, le montant de la facture de la charge locale augmente de 16,3 % depuis l'année 2001. En dollars constants, il présente une diminution de 4,1 % sur la même période.

[484] Compte tenu de la présente décision et de l'impact sur le tarif de la mise à jour du coût moyen pondéré du capital, la Régie estime le tarif annuel 2011 à 72,45 \$/kW/an, soit une baisse de 3,7 % par rapport au tarif annuel 2010. Le montant de la facture de la charge locale est estimé, quant à lui, à 2 644,5 M\$.

[485] Ces montants n'incluent pas les valeurs du cavalier applicables au service de point à point de long terme et au service pour l'alimentation de la charge locale.

12.1.1 COMPTE D'ÉCART DES REVENUS DES SERVICES DE TRANSPORT DE POINT À POINT ET CAVALIER

[486] Dans sa décision D-2007-08, la Régie ordonnait la création d'un compte d'écart sur les revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme du Transporteur. Le compte d'écart cumule les écarts, tant positifs que négatifs, relatifs aux revenus des services de transport de point à point. Les modalités de disposition de ce compte ont été déterminées par la décision D-2008-019 dans laquelle la Régie retenait la méthode du cavalier.

[487] Le solde projeté du compte d'écart comprend un montant de -22,6 M\$ pour 2009 et de -31,4 M\$ pour 2010, soit un total de -54,1 M\$ à considérer pour le cavalier 2011. Sur la base du solde projeté de -54,1 M\$ ainsi que de la prévision des besoins de transport à long terme, le Transporteur propose un cavalier de -1,30 \$/kW/an pour le service de transport de point à point de long terme et de -47 452 600 \$ pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale. Ce cavalier serait applicable du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011.

[488] Le solde du compte d'écart étant établi conformément à ses décisions, la Régie accepte le montant de -54,1 M\$ projeté par le Transporteur.

[489] En conséquence, la Régie fixe, pour l'année 2011, le cavalier à -1,30 \$/kW/an pour le service de transport de point à point de long terme et à -47 452 600 \$ pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

12.2 TARIFICATION DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES

[490] Le Transporteur établit les tarifs des services complémentaires pour les services de transport de point à point en tenant compte des décisions antérieures de la Régie et des besoins de transport projetés pour l'année 2011. Les tarifs des services complémentaires proposés sont légèrement inférieurs aux tarifs en vigueur.

[491] La Régie approuve les tarifs des services complémentaires proposés par le Transporteur.

12.3 APPLICATION PROSPECTIVE DES TARIFS

[492] Dans sa décision D-2010-032, la Régie se prononçait ainsi, en ce qui a trait à l'application prospective des tarifs :

« La Régie réitère les préoccupations exprimées dans sa décision D-2009-015, notamment en ce qui a trait à la date du dépôt du dossier tarifaire du Transporteur. Dans le cas, toutefois, où le Transporteur ne serait pas en mesure de déposer son prochain dossier tarifaire dans les délais prévus au Guide de dépôt, la Régie demande au Transporteur de lui soumettre une proposition qui permettra une application prospective des tarifs de transport⁸¹. »

⁸¹ Pages 109 et 110.

[493] Le Transporteur indique que la présente demande n'a pu être déposée dans les délais prévus au Guide de dépôt en raison, notamment, du fait que l'acuité des projections pour l'année de base 2010 et l'année témoin projetée n'était pas suffisante à la date requise. Compte tenu de ce qui précède, le Transporteur soumet, pour approbation, une proposition qui permettra, selon lui, une application prospective de ses tarifs à l'avenir, et plus spécifiquement pour 2011.

[494] Le Transporteur a examiné trois approches différentes, soit l'application d'un compte d'écart tarifaire, l'application d'un cavalier et l'établissement de tarifs provisoires basés sur les tarifs proposés. Il privilégie également le maintien de la même période de référence pour définir l'année témoin et l'année tarifaire, soit du 1^{er} janvier au 31 décembre, conformément à la décision D-99-120⁸².

[495] Le Transporteur propose d'adopter des tarifs provisoires, établis sur la base des tarifs proposés pour l'année témoin, tels qu'ils seront ajustés après la clôture de l'audience en fonction des paramètres du coût moyen pondéré du capital.

[496] Selon le Transporteur, afin de permettre une application prospective des tarifs, cette approche serait activée, dès la fin de l'audience, par le biais d'une requête interlocutoire présentée à la suite de la mise à jour des paramètres financiers et avant la fin de l'année de base.

[497] Les nouveaux tarifs provisoires seraient appliqués par le Transporteur, pour fins de facturation, à compter du 1^{er} janvier jusqu'à la décision finale de la Régie sur les tarifs de l'année témoin concernée.

[498] Sans se prononcer sur le principe, la Régie a approuvé, par sa décision D-2010-157, la requête interlocutoire portant sur les tarifs provisoires du Transporteur pour l'année témoin 2011.

[499] Le Transporteur précise qu'en cas d'écart entre les tarifs provisoires et les tarifs finaux, le montant serait remboursé ou récupéré dans le cadre de la facturation, sans application d'intérêt sur l'écart, dans un laps de temps relativement court, auprès de tous les clients ayant utilisé les services de transport depuis le début de l'année.

⁸² Dossier R-3405-98.

[500] Selon le Transporteur, la méthode proposée permet la récupération des revenus requis approuvés par la Régie à l'intérieur de l'année tarifaire à laquelle ils correspondent. Elle est équitable puisque les écarts éventuels seraient réglés directement auprès des mêmes clients auxquels ils s'appliquent.

[501] Cette approche, simple d'application, permet également de réduire les écarts de revenus que le Transporteur aurait à assumer pour les premiers mois de l'année, puisque ceux-ci seraient normalement moindres, comparativement à ceux qu'il aurait observés par l'application des anciens tarifs.

[502] De l'avis du Transporteur, cette proposition produit un effet relativement minime sur les clients du Transporteur autres que le Distributeur et le Producteur, car ces derniers représentent 99 % des revenus totaux.

[503] De plus, le Transporteur souligne que cette approche trouve application dans d'autres entreprises, dont British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro).

[504] De l'avis du Transporteur, les méthodes du compte d'écart tarifaire et du cavalier ne permettent pas l'application prospective des tarifs de façon efficace. Elles ne permettent ni la récupération des revenus requis approuvés par la Régie à l'intérieur de l'année tarifaire, ni l'application équitable des tarifs à toutes les catégories de clients. Il indique également que ces méthodes sont complexes et exigeantes au chapitre de la comptabilité réglementaire et ne favorisent pas un allègement de la réglementation.

[505] En ce qui a trait à la méthode du compte d'écart tarifaire, le Transporteur indique qu'il ne serait pas possible de déterminer séparément les écarts de revenus attribuables, d'une part, à la charge locale et, d'autre part, aux clients de point à point. Il y aurait un seul compte d'écart tarifaire, afin de permettre la continuité de la structure tarifaire en place, où le tarif unitaire de la charge locale est le même que le tarif annuel pour le point à point de long terme.

[506] Selon lui, la méthode du compte d'écart tarifaire est plus complexe d'application chez le Transporteur que chez les distributeurs, puisque ces derniers n'ont pas de clients de point à point, lesquels peuvent différer d'une année à l'autre. La répartition de l'écart entre les catégories de clients du Transporteur engendre donc un certain degré de complexité qui, de plus, est accentuée par le compte d'écart qui existe déjà.

[507] Par ailleurs, l'intérêt à récupérer ou à verser, lié à l'utilisation d'un compte d'écart, ajoute encore à la complexité de cette méthode.

[508] Le GRAME appuie la proposition du Transporteur. Cette proposition, équitable et simple d'application, permet la récupération des revenus auprès de la bonne génération de clients.

[509] L'UMQ juge acceptable la proposition du Transporteur, mais ne prend pas en considération les considérations juridiques qui pourraient être opposées au traitement proposé par le Transporteur.

[510] Selon EBM, la Régie devrait être prudente avant d'accepter la proposition du Transporteur afin de s'assurer qu'une telle mesure ne devienne pas la règle. Cette pratique serait contraire au Guide de dépôt.

[511] OC est d'avis qu'aucune des approches considérées par le Transporteur ne permet l'application prospective des tarifs finaux, du fait que les tarifs n'auraient pas été déterminés en temps opportun, soit avant le début de l'année tarifaire. Selon l'intervenante, la seule solution viable à l'application prospective des tarifs finaux du Transporteur est de revoir la période de référence de son année tarifaire. L'approche du compte d'écart tarifaire devrait être considérée comme alternative à l'application rétroactive des tarifs. Il s'agirait d'une mesure cohérente avec le cadre réglementaire en place.

[512] OC indique que le caractère inéquitable du cavalier, les aléas de la demande de service pour le point à point et la complexité de l'approche militent de façon importante contre l'instauration d'un cavalier. Bien qu'une telle façon de faire puisse exister ailleurs, notamment chez les distributeurs ontariens, le caractère inéquitable du cavalier est généralement amenuisé par le fait que la clientèle de ces distributeurs est relativement stable, ce qui n'est pas nécessairement le cas chez le Transporteur.

[513] La Régie juge que la proposition du Transporteur constitue la meilleure solution en réponse à sa demande, en ce qui a trait à l'application prospective des tarifs.

[514] Bien que les méthodes du compte d'écart tarifaire ou du cavalier semblent intéressantes, du fait de leur utilisation par d'autres entreprises ayant des activités à tarifs réglementés, leur application chez le Transporteur, aux fins d'une application prospective des tarifs, comporte une difficulté particulière qui n'a pas son équivalent chez les distributeurs. En effet, les clients du service de point à point du Transporteur ne sont pas nécessairement les mêmes d'une période à l'autre. De plus, les modalités de disposition du compte d'écart pour le service de transport de point à point actuellement en vigueur ne touchent pas l'ensemble de la clientèle.

[515] La Régie note que l'approche proposée serait activée dès la fin de l'audience. Elle aura donc pris connaissance de l'ensemble de la preuve au dossier présentée par la demanderesse et les intervenants, avant de se prononcer sur des tarifs provisoires basés sur les tarifs proposés pour l'année témoin.

[516] La Régie est d'avis que la méthode proposée par le Transporteur permet la récupération du revenu requis approuvé à l'intérieur de l'année tarifaire concernée. Elle est simple d'application et équitable, autant pour le Transporteur que pour la clientèle. D'une part, les écarts de revenus éventuels que le Transporteur aurait à assumer pour les premiers mois de l'année seront probablement plus faibles que ceux qu'il aurait observés par l'application des tarifs existants. D'autre part, les écarts éventuels seraient réglés directement auprès des mêmes clients auxquels ils s'appliquent.

[517] En conséquence, la Régie approuve les modalités proposées par le Transporteur, soit d'adopter des tarifs provisoires établis sur la base des tarifs proposés pour l'année témoin, tels qu'ils seront ajustés, après la clôture de l'audience, à la suite de la mise à jour des paramètres du coût moyen pondéré du capital.

12.4 CONTRIBUTIONS POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU

12.4.1 ALLOCATION MAXIMALE POUR LES AJOUTS AU RÉSEAU

[518] Le Transporteur effectue la mise à jour du montant de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau de transport. L'approche utilisée pour l'établissement de ce montant est cohérente avec celle approuvée par la Régie dans ses décisions antérieures.

[519] Selon la méthode en vigueur, le montant de l'allocation maximale correspond à la valeur actualisée du tarif de transport annuel sur une période de 20 ans, moins les frais d'entretien et d'exploitation, la taxe sur le capital et la taxe sur les services publics applicables. Tout excédent à ce montant maximal est assumé par le client des services de transport pour lequel l'ajout au réseau est réalisé.

[520] Le montant de l'allocation maximale proposé par le Transporteur pour l'année 2011 est de 567 \$/kW comparativement au montant existant de 596 \$/kW.

[521] La Régie accueille la proposition du Transporteur de maintenir la méthode d'établissement de l'allocation maximale pour les ajouts au réseau. Le montant proposé de 567 \$/kW devra être ajusté en tenant compte des dispositions de la présente décision.

12.4.2 CONTRIBUTION MAXIMALE POUR LES POSTES DE DÉPART

[522] En suivi des décisions D-2008-036⁸³ et D-2009-015, le Transporteur présente les données et l'analyse relatives à l'évolution des coûts sous-jacents aux postes de départ et au réseau collecteur et propose une actualisation des contributions maximales.

[523] Le Transporteur a vérifié la répartition du poids de chacune des catégories de coûts retenue avec les données relatives aux postes de départ, produites dans ses plus récents Rapports annuels déposés à la Régie. Pour les années 2002 à 2007, le Transporteur utilise la répartition proposée dans le dossier R-3626-2007. À partir de l'année 2008, il applique la nouvelle répartition du poids de chacune des catégories.

⁸³ Dossier R-3626-2007.

Tableau 15
Évolution de la répartition par catégorie
des coûts des postes de départ

Catégorie des coûts	Ingénierie et gestion	Équipements	Installation et construction
Répartition utilisée de 2002 à 2007	20 %	42 %	38 %
Répartition utilisée pour 2008 et 2009	15 %	42 %	43 %

Source : Pièce B-1, HQT-12, document 2, page 7.

[524] Le Transporteur compare ensuite l'indice de croissance des coûts obtenu pour l'année 2009 pour les postes de départ à l'IPC et constate que ce premier indice aurait crû 2,14 fois plus rapidement que l'IPC entre 2001 et 2008. En projetant cette tendance à la prévision de l'IPC pour 2010 et 2011, une augmentation de 4,3 % de la contribution maximale aux coûts des postes de départ serait appropriée pour 2011.

[525] Le Transporteur propose que cette augmentation soit appliquée seulement pour les postes de départ associés aux centrales de moins de 250 MW. En 2009, le Transporteur n'a remboursé ou mis en service aucun nouveau poste de départ pour les centrales de 250 MW et plus. Il ne dispose donc d'aucun élément nouveau de contexte justifiant un changement dans l'approche de gel des contributions applicables à ce groupe de centrales.

[526] Il en est de même pour ce qui est des réseaux collecteurs, pour lesquels aucun remboursement n'a eu lieu en 2009. Le Transporteur propose donc de conserver les montants 2010 de cette contribution maximale pour l'année 2011.

[527] La Régie constate que la proposition du Transporteur dans le présent dossier est conforme à la décision D-2010-032 et à ses décisions antérieures. Par ailleurs, aucun élément de contexte nouveau ne justifie de modification du montant des contributions maximales existantes pour les centrales de plus de 250 MW ni pour les réseaux collecteurs.

[528] En conséquence, la Régie autorise, pour les postes de départ et le réseau collecteur, les contributions maximales proposées par le Transporteur et reproduites au tableau 16 ci-dessous.

[529] La Régie demande au Transporteur de mettre à jour le texte des Tarifs et conditions afin de refléter ces nouvelles contributions maximales.

Tableau 16
Contributions maximales pour l'année 2011
pour les postes de départ et le réseau collecteur

Tension nominale	Centrales de moins de 250 MW		Centrales de 250 MW et plus	
	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Centrales appartenant à Hydro-Québec
Moins de 44 kV	51 \$/kW	44 \$/kW	35 \$/kW	30 \$/kW
Entre 44 et 120 kV	81 \$/kW	70 \$/kW	55 \$/kW	48 \$/kW
Plus de 120 kV	139 \$/kW	121 \$/kW	95 \$/kW	83 \$/kW
Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 185 \$/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec et 161 \$/kW pour les parcs éoliens appartenant à Hydro-Québec, quelle que soit la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien.				

12.5 TARIFS ET CONDITIONS

[530] Le Transporteur propose les modifications suivantes au texte des Tarifs et conditions :

- Ajout d'un article 1.19.1 définissant un engagement d'achat de services de transport;
- Modification à l'article 12A.2 Achat de services point à point ou remboursement;

- Modification à l'article 39.2 Nouvelles charges raccordées au réseau du Transporteur;
- Modification à l'article 40.4 Réalisation des ajouts au réseau;
- Modification à l'Appendice J Politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, aux sections suivantes :
 - Section A - Coût des ajouts au réseau;
 - Section C - Ajouts au réseau pour l'intégration de nouvelle charge (1^{er} et 2^e paragraphes);
 - Section E - Méthodologie de calcul du maximum applicable pour les ajouts au réseau (1^{er} paragraphe).

12.5.1 ARTICLE 1.19.1 ENGAGEMENT D'ACHAT DE SERVICES DE TRANSPORT

[531] Le Transporteur propose l'ajout d'un article 1.19.1 visant à définir le terme « engagement d'achat de services de transport » pour les ajouts au réseau d'un client du service de transport de point à point.

[532] Le libellé proposé se lit comme suit :

« 1.19.1 Engagement d'achat de services de transport :

L'entente intervenue entre le Transporteur et le client du service de transport de point à point qui établit les mécanismes par lesquels le client de transport assumera les coûts que le Transporteur aura encourus pour les ajouts au réseau selon les modalités des Tarifs et conditions des services de transport. »

[nous soulignons]

[533] Compte tenu de la décision de la Régie relative au suivi des engagements d'achat, la Régie considère qu'il est prématuré d'introduire, à ce stade, la définition proposée de l'Engagement d'achat de services de transport dans le texte des Tarifs et conditions.

12.5.2 ARTICLE 12A.2 ACHAT DE SERVICES POINT À POINT OU REMBOURSEMENT

[534] Ce sujet a été traité à la section 10.5 de la présente décision.

12.5.3 ARTICLE 39.2 NOUVELLES CHARGES RACCORDÉES AU RÉSEAU DU TRANSPORTEUR, ARTICLE 40.4 RÉALISATION DES AJOUTS AU RÉSEAU ET APPENDICE J - POLITIQUE DU TRANSPORTEUR RELATIVE AUX AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

[535] Les modifications proposées aux articles 39.2 et 40.4 ainsi qu'aux sections A, C et E de l'Appendice J sont en lien avec la nouvelle politique d'ajouts au réseau, telle que soumise par le Transporteur.

[536] Compte tenu de la décision de la Régie exprimée à la section 10.4 de la présente décision, la Régie rejette ces modifications de texte soumises par le Transporteur.

12.5.4 ARTICLE 44.2 ENTRÉE EN VIGUEUR DES TARIFS

[537] Dans sa preuve initiale, le Transporteur modifie comme suit le libellé de l'article 44.2 :

« 44.2 Entrée en vigueur des tarifs: Le présent texte des Tarifs et conditions des services de transport entre en vigueur le XX XXXX 2011. »

[538] Toutefois, en réponse à un engagement pris envers la Régie, le Transporteur mentionne que le texte supprimé de l'article 44.2 serait requis pour l'application des tarifs prospectifs et du taux de pertes à compter du 1^{er} janvier 2011⁸⁴.

[539] La Régie accepte donc le texte suivant de l'article 44.2 des Tarifs et conditions.

« 44.2 Entrée en vigueur des tarifs: Le présent texte des Tarifs et conditions des services de transport entre en vigueur le XX XXXX 2011, à l'exception des articles 15.7 et 28.5, ainsi que des annexes 1 à 7, 9 et 10 et de l'appendice H, qui entrent en vigueur le 1er janvier 2011. »

⁸⁴ Pièce B-38.

[540] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Transporteur;

MAINTIENT pour le Transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISE un coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur de l'ordre de 7,205 %, incluant un taux de rendement de 7,137 % sur l'avoir propre et un coût de la dette de 7,234 %;

ÉTABLIT le coût moyen pondéré du capital prospectif du Transporteur à 5,950 %;

DÉTERMINE un montant de 1 773,5 M\$ à titre de dépenses nécessaires à la prestation de services;

RECONNAÎT les méthodes d'établissement du coût du service qui ont été utilisées par Hydro-Québec aux fins de la présente demande du Transporteur, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par la présente décision de la Régie;

DEMANDE au Transporteur de déposer, d'ici le **29 avril 2011 à 12 h**, les mises à jour des données afférentes au calcul de la base de tarification, des revenus requis de l'année 2011, des tarifs des services de transport et de l'allocation maximale, en tenant compte de la présente décision;

REJETTE les modalités de la politique d'ajouts et du suivi des engagements d'achat proposées par le Transporteur;

ANNULE la tenue d'une Phase 2 au présent dossier;

DEMANDE au Transporteur de soumettre, au moment qu'il jugera approprié en 2011, dans le cadre d'un dossier générique sur la politique du Transporteur relative aux ajouts au réseau de transport, une proposition couvrant essentiellement les sujets mentionnés à la section 10.6 de la présente décision;

APPROUVE les tarifs des services complémentaires tels que proposés par le Transporteur;

FIXE le taux de pertes de transport à 5,4 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison;

ACCUEILLE la demande du Transporteur d'appliquer les tarifs des services de transport, le taux de pertes et les tarifs des services complémentaires à compter du 1^{er} janvier 2011;

FIXE, pour application du 1^{er} janvier au 31 décembre 2011, le cavalier à -1,30 \$/kW/an pour le service de transport de point à point de long terme et à - 47 452 600 \$ pour le service de transport pour l'alimentation de la charge locale;

APPROUVE les modalités proposées par le Transporteur en ce qui a trait à l'application prospective des tarifs de transport;

DEMANDE au Transporteur de déposer, au plus tard le **29 avril 2011 à 12 h**, un nouveau texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* reflétant les décisions énoncées dans les diverses sections de la présente décision, ainsi qu'une version anglaise de ce document;

DEMANDE au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Jean-Paul Théorêt
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

Jean-François Viau
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;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM) représentée par M^e Paule Hamelin, M^e Pierre Legault et M^e Nicolas Dubé;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e F. Jean Morel et M^e Yves Fréchette;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;
- 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 et M^e Martine Burelle.

ANNEXE 1

Annexe 1 (3 pages)

J.P.T. _____

R.L. _____

J.F.V. _____

LISTE DES SUIVIS REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par le Transporteur :

A) Lors du prochain rapport annuel :

1. Le détail des retraits d'actifs réalisés par catégorie d'actifs et l'explication des variations relatives au montant autorisé.
2. Une mise à jour du tableau sur le suivi des engagements d'achat, lors du dépôt de son rapport annuel, tel que présenté à l'annexe 1 de la décision D-2010-032 (section 10.5).

B) Lors du prochain dossier tarifaire (ou dans un autre cadre tarifaire, lorsque précisé) :

1. Les gains anticipés par chantier pour l'année de base et l'année témoin projetée, si l'estimation de ceux-ci est disponible avant le dépôt du dossier ainsi que la ventilation de gains d'efficience réalisés pour chacun des chantiers en cours pour l'année 2010 (section 3.1.1).
2. Un suivi sur une base cumulative des gains d'efficience obtenus par chantier chaque année depuis la mise en place de la démarche d'efficience, en mettant en évidence la nature récurrente des gains, le cas échéant (section 3.1.1).
3. Un rapport sur l'état d'avancement des travaux du groupe de travail sur la gestion intégrée des investissements (section 3.1.2).
4. Un rapport sur la possibilité de remplacer les indicateurs environnementaux retenus aux fins réglementaires et, le cas échéant, une proposition de nouveaux indicateurs (section 3.2.2).
5. Une mise à jour de l'analyse couvrant les indicateurs de performance retenus, intégrant l'indicateur de coût des nouveaux investissements (section 3.2.3).

6. Une mise à jour du tableau présenté à l'annexe 1 de la pièce B-1, HQT-3, document 2, page 27 (section 3.2.3).
7. Une mise à jour de l'analyse des résultats de balisage et un état d'avancement relatif aux indicateurs globaux pondérés en développement en expliquant, le cas échéant, les problèmes rencontrés (section 3.3).
8. Une proposition visant les modalités de disposition du compte de frais reportés relatif aux coûts de mises en service de projets non autorisés (section 4.2.2).
9. Des modifications visant une amélioration des projections de la masse salariale et du temps supplémentaire (section 5.2.1).
10. Les composantes et les modalités de disposition d'un compte d'écart relié au coût de retraite (section 5.2.1).
11. Une proposition (i) identifiant les critères permettant de qualifier de spécifiques certaines charges et justifiant de les porter à un budget spécifique et (ii) reliant ces charges spécifiques à un échéancier de réalisation des opérations spécifiques en question (section 5.2.1).
12. L'identification des frais corporatifs sur lesquels le Transporteur exerce un contrôle (section 5.4.1).
13. Les changements reliés aux mises en exploitation pouvant se traduire par un impact significatif dans le dossier tarifaire portant sur l'année où ils sont prévus (section 6.3).
14. Une justification de tout changement aux durées de vie utile ayant un impact tarifaire et présenter, avant son implantation, l'impact de ce changement sur un horizon de 5 années (section 6.7).
15. La mise à jour de l'évaluation du taux de rendement sans risque en utilisant le taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale, tiré de la publication mensuelle du *Consensus Forecasts* en format papier (section 7.1).

16. La mise à jour des tableaux 3 et 4 de la pièce B-1, HQT-9, document 1, incluant tous les chemins d'interconnexion commercialement reconnus dans OASIS (section 9).
17. L'état de la transformation des postes de transport en maintenant le même niveau d'information que celui fourni au présent dossier (section 9).
18. La révision de la méthodologie de prévision des besoins et revenus pour les services de point à point de court terme ainsi qu'une justification des écarts importants pouvant être observés entre les données projetées et les données réelles (section 10.3).
19. Une proposition relative à la politique d'ajouts au réseau de transport couvrant essentiellement les sujets identifiés à la présente décision (section 10.6).

DÉCISION

14

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-040

P-130-002

6 avril 2011

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Gilles Boulianne
Lise Duquette
Régisseurs

Newfoundland and Labrador Hydro
Demanderesse en révision

et

Hydro-Québec
Intimée

*Demande en révision de la décision D-2010-053 rendue
dans les dossiers de plaintes P-110-1565, P-110-1597 et
P-110-1678*

TABLES DES MATIÈRES

LEXIQUE.....	5
1. INTRODUCTION	7
2. CONTEXTE HISTORIQUE ET RÉSUMÉ DES TROIS PLAINTES	9
3. QUESTION EN LITIGE	13
4. CADRE LÉGISLATIF APPLICABLE EN MATIÈRE DE RÉVISION.....	14
5. DEMANDE EN RÉVISION DE NLH.....	17
6. POSITION DU TRANSPORTEUR.....	20
7. MOTIFS DE RÉVISION.....	21
7.1 Erreur de droit et de fait : la désignation de l'ensemble de la Centrale CF comme ressource désignée	21
7.1.1 Interprétation des dispositions législatives et réglementaires pertinentes à la notion de ressource désignée	27
7.1.2 Notions de contrôle, de zone de réglage et de ressource <i>on system</i>	28
7.1.3 Notion de vente à des tiers	32
7.1.4 Interprétation de la décision D-2002-286 et connaissance des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co	35
7.2 Erreur de droit et de fait : les Lignes de CF sont un lien de raccordement interne au Québec et ne forment pas un chemin en vertu des Tarifs et conditions	37
7.2.1 Notion de lien de raccordement interne en vertu des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS.....	41
7.2.2 Valeur commerciale des Lignes de CF selon les Tarifs et conditions	42
7.3 Erreur de droit et de fait : l'utilisation des flux historiques de la Centrale CF pour calculer l'ATC.....	44
7.3.1 Connaissance des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co	49

7.3.2	Livraisons fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF.....	53
7.3.3	Notion de ressource <i>off system</i>	55
7.4	Erreur de droit et de fait : l'étude d'impact sur le réseau est complète suivant l'article 19.3 des Tarifs et conditions	56
7.4.1	Qualification de l'étude d'impact	59
7.4.2	Remise des documents de travail afférents à l'étude d'impact.....	62
7.4.3	Procédure de plainte et délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions	63
7.4.4	Demandes du Transporteur mentionnées dans sa lettre du 11 décembre 2007	64
7.5	Erreur de droit et de fait : NLH a présenté une nouvelle demande de service et non une demande relative à un service provisoire ou partiel.....	67

LEXIQUE

AC	<i>Alternating Current</i> ou courant alternatif
ATC	<i>Available Transfer Capability</i> ou capacité de transport disponible
Centrale CF	Centrale hydro-électrique de Churchill Falls au Labrador
CF(L)Co	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Contrat GWAC	<i>Churchill Falls Guaranteed Winter Availability Contract</i>
DC	<i>Direct Current</i> ou courant continu
ETC	<i>Existing Transmission Commitments</i> ou service de transport engagé
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
HQD ou Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
HQT ou Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> ou courant continu à haute tension
Lignes de CF	Les lignes 7051, 7052 et 7053
NAESB	North American Energy Standards Board
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
OASIS	<i>Open Access Same-Time Information System</i> ou Système d'information et de réservation de capacité de transport
OATT	<i>Open Access Transmission Tariff</i>
TTC	<i>Total Transfer Capability</i> ou capacité totale

1. INTRODUCTION

[1] Le 9 juin 2010, Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande en révision de la décision D-2010-053 rendue le 11 mai 2010 (la Décision) portant sur les plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678. Ces plaintes résultent d'un différend survenu à l'occasion d'une demande de NLH pour obtenir un service de transport d'électricité (la Première demande)¹ sur le réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (HQT ou le Transporteur). NLH a soumis cette première demande à HQT le 19 janvier 2006. Il s'agissait d'une demande de service de transport ferme de point à point pour une durée de 30 ans comprenant cinq options spécifiques² en vue d'exporter au Québec, en Ontario, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Angleterre et à New York l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill.

[2] À la suite de cette demande de service de transport soumise par NLH, le Transporteur a réalisé cinq études d'impact correspondant à chacune des options déterminées au préalable par NLH ainsi qu'une sixième étude complémentaire. Le Transporteur arrive à la conclusion qu'il peut donner suite à la demande de service de NLH. En effet, les cinq options envisagées par NLH sont réalisables, moyennant la réalisation de travaux pour les modifications requises au réseau d'HQT afin d'assurer le service demandé par NLH. Les coûts pour réaliser les modifications requises, déterminés par HQT au stade de l'étude d'impact, varient entre 3,208 milliards \$ et 3,819 milliards \$, selon l'option qui serait retenue³. De l'avis d'HQT, NLH n'a pas précisé, dans les délais requis, l'option qu'elle retiendrait pour la suite en vue de réaliser l'étape de l'étude d'avant-projet.

[3] NLH est d'avis que, dans le cadre de l'étude de sa demande de service de transport, HQT n'a pas appliqué correctement les dispositions pertinentes du texte des *Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec*⁴ (les Tarifs et conditions), d'où le dépôt de plaintes à la Régie.

¹ Pièce B-5, Recueil de preuve en révision de la requérante NLH, onglet 1.

² Voir la description de ces cinq options au paragraphe 12 de la présente décision.

³ Pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 6, page 24, onglet 8, page 37, onglet 9, page 32, onglet 10, page 32 et onglet 11, page 31.

⁴ Adopté par la décision D-2007-34 le 30 mars 2007.

[4] Dans sa décision, la première formation a rejeté les trois plaintes de NLH. Elle a conclu qu'HQT s'était conformée aux dispositions applicables des Tarifs et conditions adoptés par la Régie.

[5] Le 17 août 2010, la Régie informe les parties que la demande en révision de NLH sera entendue en audience les 15 et 16 novembre 2010 et, si nécessaire, 17 novembre 2010. Dans cette même correspondance, la Régie demande aux parties de bien vouloir lui faire parvenir leur plan d'argumentation et autorités avant 12 h, le 1^{er} novembre 2010.

[6] Le 26 octobre 2010, à la suite d'une demande de délai additionnel formulée par HQT, la Régie reporte le dépôt desdits documents jusqu'à 12 h, le 3 novembre 2010.

[7] Le 3 novembre 2010, les parties déposent à la Régie leur plan d'argumentation et autorités.

[8] Le 9 novembre 2010, HQT dépose un compendium des extraits pertinents de la preuve.

[9] L'audience se tient les 15, 16 et 17 novembre 2010. Lors de l'audience, NLH dépose un recueil de preuve ainsi que des extraits de l'ordonnance 889-A de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). HQT, quant à elle, dépose un extrait des notes sténographiques de l'audience tenue le 26 janvier 2010 par la première formation, deux jugements supplémentaires, le premier rendu par la Cour d'appel du Québec et le deuxième par la Cour suprême du Canada ainsi qu'une décision rendue par la FERC. Elle dépose également une copie des demandes de service de transport 501231, 501233 et 501235.

[10] La présente décision porte sur la demande en révision de NLH de la Décision.

2. CONTEXTE HISTORIQUE ET RÉSUMÉ DES TROIS PLAINTES

[11] Afin de faciliter la compréhension de la présente décision, la Régie, en révision, juge opportun de reproduire le contexte historique et le résumé des trois plaintes à l'origine du différend opposant NLH au Transporteur, tels que présentés dans la Décision⁵. Ces éléments contextuels ainsi que le résumé des plaintes ne sont pas contestés par les parties.

CONTEXTE HISTORIQUE

« [6] Le 12 mai 1969, la Commission Hydro-Électrique du Québec, aujourd'hui Hydro-Québec, et Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)Co) ont conclu un contrat (le Power Contract) visant, notamment, la construction et l'exploitation de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls au Labrador (la Centrale CF) et la vente par CF(L) Co et l'achat par Hydro-Québec de la presque totalité de la puissance et de l'énergie produite par la Centrale CF pour une durée initiale de 40 ans, prolongée automatiquement pour une durée additionnelle de 25 ans à l'expiration de la durée initiale, le 31 août 2016. Le Power Contract arrivera donc à échéance en 2041.

[7] CF(L)Co est propriétaire de la Centrale CF. Les actionnaires de CF(L)Co sont NLH et Hydro-Québec, à hauteur respectivement de 65,8 % et 34,2 %.

[8] Les lignes 7051, 7052 et 7053 (les Lignes de CF) raccordent la Centrale CF au réseau d'HQT au niveau du poste Montagnais. Les Lignes de CF à 735 kV sont exploitées en mode unidirectionnel. La Centrale CF est synchrone avec le réseau de transport d'HQT.

[9] La capacité de la Centrale CF est d'environ 5 500 MW.

[10] Historiquement, la puissance livrée en provenance de la Centrale CF et utilisée aux fins de l'alimentation de la charge locale du Québec a été de 5 202 MW, soit la capacité correspondant à la limite de stabilité transitoire des lignes 735 kV en cause. Le transit moyen, calculé sur la base de données réelles enregistrées de 1983 à 2007, est de 5 156 MW, avec un transit maximum enregistré de 5 224 MW.

⁵ Paragraphes 6 à 17 de la Décision.

[11] L'électricité produite à la Centrale CF fait partie de l'ensemble des ressources d'approvisionnement d'Hydro-Québec depuis le 6 décembre 1971, date des premières livraisons, et permet aujourd'hui à Hydro-Québec d'assumer une partie importante de ses obligations de livrer les 165 TWh d'électricité patrimoniale.

[12] Le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador et sa filiale NLH planifient le développement des ressources hydrauliques du Bas-Churchill et la construction des centrales Gull Island et Muskrat Falls à plus de 200 km à l'est et en aval de la Centrale CF. La mise en service de ces centrales est prévue pour les 31 décembre 2014 (Gull Island) et 31 décembre 2017 (Muskrat Falls).

[13] Les centrales projetées sont présentement conçues pour livrer une puissance de 2 264 MW (Gull Island) et de 824 MW (Muskrat Falls), dont 2 824 MW transiteraient sur le réseau d'HQT en empruntant, entre autres, les Lignes de CF.

[14] Le 19 janvier 2006, NLH a soumis à HQT une demande de service de transport ferme de point à point pour une durée de 30 ans en vue d'exporter au Québec, en Ontario, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Angleterre et à New York l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill. Cette demande prend le rang 101 sur le Système d'information et de réservation de capacité de transport ou l'Open Access Same-Time Information System (OASIS) (la Première demande). »

RÉSUMÉ DES TROIS PLAINTES

« [15] La plainte P-110-1565 porte sur un désaccord entre les parties sur la capacité de transport disponible (acronyme anglais Available Transfer Capability ou ATC) sur les Lignes de CF pour transporter l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill à partir de 2015. Cette plainte a été amendée, notamment le 31 octobre 2008 pour contester, entre autres, le statut de la Centrale CF comme ressource désignée d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD ou le Distributeur) et faire déterminer par la Régie qui, d'HQD ou de NLH, a la priorité d'utilisation des Lignes de CF.

[16] La plainte P-110-1597 est reliée à la première et porte sur la question de savoir si l'étude d'impact sur le réseau effectuée par HQT a été réalisée conformément aux Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec (les Tarifs et conditions) et si le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions a été appliqué conformément à cet article des Tarifs et conditions.

[17] La plainte P-110-1678 est reliée à la plainte P-110-1597 et découle de la même décision d'HQT de refuser de fournir à NLH, dans le cadre de la Première demande, les services demandés par cette dernière le 24 janvier 2008 et sur la question de savoir si NLH peut utiliser le point HQT comme point de livraison et de réception de l'électricité pour les livraisons au Québec. Cette plainte soulève également la question de savoir si l'omission de considérer, dans l'étude d'impact, le chemin HQT-LAW pour les transactions de passage vers l'Ontario est conforme à l'article 19.3 des Tarifs et conditions. »

[12] La demande de service de transport de NLH, à l'origine des plaintes et de la Décision, comprend cinq options spécifiques de livraison d'énergie à des niveaux de puissance précis pour chacune des destinations envisagées. Pour comprendre cette demande de service soumise par NLH, la Régie, en révision, reproduit le tableau qui se retrouve au paragraphe 23 de la Décision :

Points de réception et de livraison

Option	Points de réception	Capacité	Points de livraison (incluant les pertes)	Énergie	Lien	Date de début du service	Durée du service
1	Lignes 7051, 7052, 7053, Montagnais	1 200 MW	ON : 711 MW NE : 95 MW QC : 332 MW	4,0 TWh 0,5 TWh 1,8 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem
2	Idem	1 600 MW	ON : 948 MW NE : 95 MW QC : 474 MW	5,2 TWh 0,5 TWh 2,7 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem
3	Idem	2 000 MW	ON : 948 MW QC : 474 MW NE : 95 MW NB : 190 MW NY : 190 MW	5,2 TWh 2,7 TWh 0,5 TWh 1,0 TWh 1,0 TWh	HVDC	2015	30 ans Idem Idem Idem Idem
4	Idem	2 500 MW	ON : 1 422 MW QC : 474 MW NE : 95 MW NB : 284 MW NY : 95 MW	7,9 TWh 2,7 TWh 0,5 TWh 1,6 TWh 0,5 TWh	HVDC	2015 2018 2015	30 ans Idem Idem Idem Idem
5	Idem	2 824 MW	ON : 895 MW QC : 1 001 MW QC : 781 MW	4,9 TWh 5,5 TWh 4,4 TWh	HVDC	2015 2015 2018	30 ans Idem Idem

ON : Ontario

NE : Nouvelle-Angleterre

QC : Québec

NB : Nouveau-Brunswick

NY : New York

HVDC : High Voltage Direct Current (courant continu à haute tension)

3. QUESTION EN LITIGE

[13] La présente demande en révision pose la question suivante :

- La décision D-2010-053 est-elle affectée d'un vice de fond de nature à l'invalider au sens du premier alinéa, paragraphe 3, de l'article 37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶ (la Loi)?

[14] Plus spécifiquement, la Régie, en révision, doit déterminer si la première formation a commis des erreurs de droit ou de fait déterminantes de nature à invalider la Décision en ce qui a trait aux points de décision suivants :

- la désignation de l'ensemble de la Centrale CF comme ressource désignée :
 - l'interprétation des dispositions législatives et réglementaires pertinentes à la notion de ressource désignée,
 - les notions de contrôle, de zone de réglage et de ressource *on system*,
 - la notion de vente à des tiers,
 - l'interprétation de la décision D-2002-286⁷ et la connaissance des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co;
- les Lignes de CF sont un lien de raccordement interne au Québec et ne forment pas un chemin en vertu des Tarifs et conditions :
 - la notion de lien de raccordement interne en vertu des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS⁸,
 - la valeur commerciale des Lignes de CF selon les Tarifs et conditions;
- l'utilisation des flux historiques de la Centrale CF pour calculer l'ATC :
 - la connaissance des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co,
 - les livraisons fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF,
 - la notion de ressource *off system*;
- l'étude d'impact sur le réseau est complète suivant l'article 19.3 des Tarifs et conditions :

⁶ L.R.Q., c. R-6.01.

⁷ Dossier R-3401-98.

⁸ L'article 4 des Tarifs et conditions réfère aux termes et conditions relatifs à l'OASIS énoncés au chapitre 18 CFR 37 des règlements de la FERC.

- la qualification de l'étude d'impact,
 - la remise des documents de travail afférents à l'étude d'impact,
 - la procédure de plainte et le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions,
 - les demandes du Transporteur mentionnées dans sa lettre du 11 décembre 2007;
- NLH présente une nouvelle demande de service et non une demande relative à un service provisoire ou partiel.

4. CADRE LÉGISLATIF APPLICABLE EN MATIÈRE DE RÉVISION

[15] La demande en révision de NLH s'appuie sur le troisième motif de révision prévu à l'article 37 de la Loi :

« 37. La Régie peut d'office ou sur demande réviser ou révoquer toute décision qu'elle a rendue:

1° lorsqu'est découvert un fait nouveau qui, s'il avait été connu en temps utile, aurait pu justifier une décision différente;

2° lorsqu'une personne intéressée à l'affaire n'a pu, pour des raisons jugées suffisantes, présenter ses observations;

3° lorsqu'un vice de fond ou de procédure est de nature à invalider la décision.

Avant de réviser ou de révoquer une décision, la Régie doit permettre aux personnes concernées de présenter leurs observations.

Dans le cas visé au paragraphe 3°, la décision ne peut être révisée ou révoquée par les régisseurs qui l'ont rendue. » [nous soulignons]

[16] En matière de révision, la Régie doit, pour y donner ouverture, constater l'existence d'un vice sérieux et fondamental de nature à invalider la décision.

[17] Il est également de jurisprudence constante que la révision ne peut être un moyen déguisé d'appel par lequel la seconde formation en révision substituerait sa propre appréciation des faits à celle de la première formation.

[18] La Régie a souvent cité l'arrêt clé en la matière, soit *Épiciers Unis Métro-Richelieu Inc. c. Régie des Alcools, des Courses et des Jeux*, rendu par la Cour d'appel du Québec. Le vice de fond, au sens de l'article 37 de la Loi, doit être sérieux, fondamental et de nature à invalider la décision :

« The Act does not define the meaning of the term "vice de fond" used in Sec. 37. The English version of Sec. 37 uses the expression "substantive... defect". In context, I believe that the defect, to constitute a "vice de fond", must be more than merely "substantive". It must be serious and fundamental. This interpretation is supported by the requirement that the "vice de fond" must be "... de nature à invalider la décision". A mere substantive or procedural defect in a previous decision by the Régie would not, in my view, be sufficient to justify review under Sec. 37. A simple error of fact or of law is not necessarily a "vice de fond". The defect, to justify review, must be sufficiently fundamental and serious to be of a nature to invalidate the decision⁹. »

[19] Cet énoncé de principe n'a jamais été remis en question. La jurisprudence ultérieure y a apporté d'autres précisions.

[20] Le juge Fish dans l'arrêt de la Cour d'appel du Québec dans *Tribunal administratif du Québec c. Godin* précise :

« [48] The second panel may only intervene where it can identify a fatal error in the impugned earlier decision. By the very terms of the provision, the error must, on account of its significance, be "of a nature likely to invalidate the decision", within the meaning of section 154(3).

[49] And I would ascribe to the verb "invalidate", in this context, the meaning given to its corresponding adjective by the Canadian Oxford Dictionary:

invalid 1. not officially acceptable or usable, esp. having no legal force. 2. not true or logical; not supported by reasoning (an invalid argument).

[50] In short, section 154(3) does not provide for an appeal to the second panel against findings of law or fact by the first. On the contrary, it permits the revocation or review by the Tribunal of its own earlier decision not because it took a different though sustainable view of the facts or the law, but because its

⁹ *Épiciers Unis Métro-Richelieu c. Régie des alcools, des courses et des jeux*, [1996] R.J.Q. 608 (C.A.), pages 613 et 614.

*conclusions rest on an unsustainable finding in either regard*¹⁰. » [nous soulignons]

[21] Par ailleurs, le jugement de la Cour d'appel du Québec dans l'affaire Fontaine précise la raison d'être de la révision pour un vice de fond de cet ordre :

« [51] [...] Il s'agit de rectifier les erreurs présentant les caractéristiques qui viennent d'être décrites. Il ne saurait s'agir de substituer à une première opinion ou interprétation des faits ou du droit une seconde opinion ni plus ni moins défendable que la première. Intervenir en révision pour ce motif commande la réformation de la décision par la Cour supérieure car le tribunal administratif "commits a reviewable error when it revokes or reviews one of its earlier decisions merely because it disagrees with its findings of facts, its interpretation of a statute or regulation, its reasoning or even its conclusions"¹¹. »

[22] De plus, la Cour précise :

« [51] [...] L'interprétation d'un texte législatif "ne conduit pas nécessairement au dégagement d'une solution unique" mais comme "il appartient d'abord aux premiers décideurs spécialisés d'interpréter un texte, c'est leur interprétation qui, toutes choses égales d'ailleurs, doit prévaloir"¹². »

[23] Ainsi, selon la jurisprudence, seule une décision insoutenable en fait ou en droit (*unsustainable finding in either regard*) est révisable.

[24] Pour qu'une décision soit insoutenable, en fait ou en droit, il faut que l'erreur ait été fondamentale lors du processus décisionnel. Il faut, pour paraphraser la Cour suprême du Canada dans l'arrêt Dunsmuir, que la décision n'appartienne pas aux « *issues possibles acceptables pouvant se justifier en regard des faits et du droit*¹³ ». Ainsi, une décision étayée de plusieurs arguments ne devient insoutenable que si une erreur fondamentale dans un des arguments rend tous les autres arguments fondamentalement insoutenables.

¹⁰ Tribunal administratif du Québec c. Godin, C.A. Montréal, n° 500-09-009744-004, 18 août 2003, juges Fish, Rousseau-Houle et Chamberland.

¹¹ Commission de la santé et de la sécurité du travail c. Fontaine, C.A. Montréal, n° 500-09-014608-046, 7 septembre 2005, juges Forget, Morissette, Hilton.

¹² Commission de la santé et de la sécurité du travail c. Fontaine, C.A. Montréal, n° 500-09-014608-046, 7 septembre 2005, juges Forget, Morissette, Hilton.

¹³ Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick, [2008] 1 R.C.S. 27.

[25] Si les conditions prévues à l'article 37 de la Loi sont remplies, la Régie aura compétence pour réviser ou révoquer toute décision qu'elle aura rendue et y substituer sa décision, le cas échéant. Toutefois, à l'inverse, si les conditions ne sont pas satisfaites, la Régie n'aura pas compétence pour réviser ou révoquer une décision, sous peine de révision judiciaire¹⁴.

[26] Par ailleurs, la révision ne consiste pas à reconsidérer le fondement de la décision qui a été prise pour apprécier à nouveau les faits et rendre une décision plus appropriée¹⁵. La demande en révision n'est pas l'occasion de parfaire sa preuve ou d'obtenir une seconde chance dans le cadre du traitement d'un dossier.

[27] En conséquence, la Régie ne peut exercer sa compétence en matière de révision que lorsque les conditions d'ouverture au recours prévues à l'article 37 de sa loi constitutive sont remplies.

[28] Finalement, le fardeau d'établir l'erreur et son caractère fondamental ou fatal, repose sur le demandeur en révision.

5. DEMANDE EN RÉVISION DE NLH

[29] Dans sa demande en révision, déposée à la Régie le 9 juin 2010, NLH expose que la première formation a commis plusieurs erreurs manifestes d'interprétation des faits et déterminantes, passant outre à plusieurs règles juridiques en concluant que :

- la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur par l'effet des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions;
- les Lignes de CF ne constituent pas un chemin au sens des Tarifs et conditions et qu'HQT n'avait aucune obligation d'afficher l'ATC avant le 1^{er} avril 2009;

¹⁴ *Épiciers Unis Métro-Richelieu c. Régie des Alcools, des Courses et des Jeux*, [1996] R.J.Q. 608 (C.A.), pages 612 et 613; *Société de l'assurance automobile du Québec c. Hamel et al.*, [2001] R.J.Q. 961 (C.A.), pages 963 et 964.

¹⁵ D. Lemieux, *Le contrôle judiciaire de l'action gouvernementale*, 2010, Publications CCH Ltée, page 2,440; Y. Ouellette, *Les Tribunaux administratifs au Canada; Procédure et preuve*, 1997, Les Éditions Thémis Inc., pages 507 et 508; *Béland c. Commission de la santé et de la sécurité du travail et al.*, J.E. 94-388 (C.S.), pages 9 à 11.

- HQT s'est conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux historiques en provenance de la Centrale CF;
- l'étude d'impact sur le réseau complétée par la remise du dernier rapport le 11 décembre 2007 est une étude d'impact réalisée conformément aux dispositions des Tarifs et conditions;
- HQT était en droit de refuser d'engager des négociations en vue de la conclusion d'une convention de service de transport ferme de point à point pour les transactions d'exportations vers le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York, compte tenu que la demande de NLH du 24 janvier 2008 n'est pas une demande de service partiel de transport de point à point.

[30] NLH demande à la Régie d'accueillir la présente demande en révision de la Décision et de rendre la décision qui aurait dû être rendue quant aux plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678.

[31] En ce qui a trait à la plainte P-110-1565, NLH demande à la Régie :

- « - *Grant the present complaint of NLH;*
- *Order to HQT to consider that NLH has a priority reservation for firm point-to-point transmission service for capacity and energy for the proposed Lower Churchill Falls hydroelectric development under the HQT's OATT;*
 - *Order HQT to post on its OASIS site the transmission service requests made on the LAB-HQT path by NLH in the chronological order received and correct any inadequacies in light of this posting and the applicable OATT rules;*
 - *Order HQT to provide NLH with a transmission service agreement from the Labrador interconnection to the HQT point;*
 - *Order HQT to fully disclose on OASIS the available transmission capability between the proposed Lower Churchill Falls hydroelectric development and the HQT system and any bookings for transmission service (in any form) from the Churchill Falls facility;*
 - *Order HQT to revise the base case underlying the SIS 101 analysis and conclusions in light of the revised ATC from the Churchill Falls substation to the HQT point; and*
 - *Order that this revision should be undertaken at no additional cost to NLH. »*

[32] En ce qui a trait à la plainte P-110-1597, NLH demande à la Régie :

- « - *Grant the present complaint of NLH;*
- *Order HQT to consider that the System Impact Study for Reservation for firm long-term point-to-point transmission service number 101 is not completed and that consequently, the 45 days deadline was not in effect on December 11, 2007;*
- *Order HQT to modify the status as "pending" instead of "completed" on the "Table of Impact Studies" found on HQT's website under the heading "Impact studies" referring to the System Impact Study No. 101T until the Régie de l'énergie resolves the present complaint;*
- *Order HQT to provide complete information on redispach or reconfiguration scenarios, system constraints and network upgrades regarding interconnection into Ontario in order to enable NLH to make an informed decision. »*

[33] En ce qui a trait à la plainte P-110-1678, NLH demande à la Régie :

- « - *Grant the present complaint of NLH;*
- *Order HQT to offer a Service Agreement to NLH for following transactions posted on the HQT OASIS under number :*
 - 501235 : 284 MW (New-Brunswick)*
 - 501233 : 95 MW (New-England)*
 - 501231 : 190 MW (New York)*
- *Order HQT to recognize that NLH is in its right to use the HQT point as a delivery and a point of receipt; »*

[34] Finalement, NLH demande à la Régie de rendre toute autre ordonnance appropriée dans les circonstances.

6. POSITION DU TRANSPORTEUR

[35] Selon HQT, NLH demande à la présente formation, siégeant en révision, d'examiner une preuve administrée durant 14 jours d'audition, d'apprécier la crédibilité des témoins qui n'auront pas comparu devant elle, de juger à nouveau du bien fondé des arguments livrés lors des quatre jours de plaidoiries et de se saisir des mêmes conclusions en vue d'obtenir une décision différente infirmant la Décision de la première formation de rejeter les plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678.

[36] À ce sujet, HQT précise lors de l'audience : « *Que veut NLH? En révision, ils veulent la même chose qu'en première instance. Les conclusions sont les mêmes. Ils ont copié-collé, même conclusion, deuxième essai*¹⁶. »

[37] Selon le Transporteur, en procédant ainsi, NLH se porte en appel de la Décision en violation de l'article 40 de la Loi et déborde du cadre d'une demande en révision suivant l'article 37 (3) de la Loi devant se fonder sur des vices de fond ou de procédure de nature à invalider la décision. En soulevant à nouveau tous les arguments de fait et de droit plaidés devant une première formation, NLH procède finalement à un appel déguisé sous forme d'une demande en révision.

[38] Néanmoins, le Transporteur répond à chacun des motifs de révision invoqués par NLH. Il est d'avis que toutes les conclusions tirées par la première formation sont raisonnables, conformes aux Tarifs et conditions et pleinement appuyées par la preuve¹⁷.

[39] En conclusion, HQT demande à la Régie de rejeter la présente demande en révision comme non fondée en fait et en droit.

¹⁶ Pièce A-6-2, notes sténographiques (NS), 16 novembre 2010, volume 2, page 145.

¹⁷ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plaintes P-110-1565, P-110-1597 et P-110-1678.

7. MOTIFS DE RÉVISION

[40] La Régie, en révision, examine chacun des cinq moyens de révision invoqués par NLH et présente, ci-après, le résultat de son analyse, en tenant compte de la position respective des parties ainsi que du cadre législatif applicable en matière de révision, tel qu'énoncé précédemment.

7.1 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : LA DÉSIGNATION DE L'ENSEMBLE DE LA CENTRALE CF COMME RESSOURCE DÉSIGNÉE¹⁸

[41] NLH soutient que la première formation a erré en appliquant les règles relatives à la notion de désignation des ressources. Ces règles se retrouvent aux articles 1.40.1, 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions.

[42] Selon NLH, conformément à ces dispositions, le Distributeur ne peut désigner que les ressources qui :

- sont *on system*, ou si elles sont *off system*, font l'objet d'ententes de transport pour la livraison vers le réseau d'HQT;
- peuvent servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base ferme ou non interruptible;
- ne font pas l'objet d'un engagement pour vente à un tiers;
- sont ou seront sous le contrôle d'HQT.

[43] Essentiellement, NLH est d'avis que la Centrale CF ne peut être une ressource désignée, compte tenu des faits suivants qu'elle a mis en preuve devant la première formation :

- la centrale CF n'est pas une ressource *on system* mais plutôt une ressource *off system*;
- CF(L)Co a des obligations fermes courantes de desservir des tiers au Labrador à partir de la Centrale CF;

¹⁸ Paragraphes 27 à 112 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1565.

- par conséquent, la capacité entière de la Centrale CF ne peut pas être désignée pour alimenter la charge locale québécoise sur une base ferme;
- HQT n'exerce aucun contrôle physique direct sur la centrale;
- il n'y a aucun système de régulation automatique de la production en place, contrairement aux exigences prévues à l'article 1.51 des Tarifs et conditions;
- CF(L)Co peut refuser de fournir une quantité supplémentaire aux quantités maximales de capacité ferme auxquelles Hydro-Québec a accès en vertu du *Power Contract* conclu en 1969.

[44] De plus, NLH soutient qu'en vertu de la décision D-2002-286¹⁹, seule l'électricité patrimoniale peut être désignée et non les centrales sources de cette électricité. Elle ajoute que la Régie a interprété incorrectement les dispositions législatives en accordant une priorité à celles portant sur l'électricité patrimoniale adoptées en juin 2000, au détriment des Tarifs et conditions adoptés en mai 1997, et qu'elle n'a pas tenu compte du *Power Contract*. Selon NLH, l'ignorance de ce contrat par HQT n'est pas un élément valable pour désigner l'ensemble de la Centrale CF.

[45] Par conséquent, selon NLH, la première formation a commis des erreurs de droit et de fait déterminantes lorsqu'elle a conclu que la Centrale CF, appartenant à CF(L)Co, est une ressource désignée du Distributeur.

OPINION DE LA RÉGIE

[46] La question de savoir si la Centrale CF est, ou non, une ressource désignée du Distributeur est au cœur du différend opposant NLH au Transporteur. Elle a trait à la capacité de transport disponible sur les Lignes de CF (ATC) pour transporter l'électricité produite par les futures centrales du Bas-Churchill à partir de 2015. La détermination de l'ATC sur les Lignes de CF est importante en raison de son impact sur le niveau d'investissements requis pour donner suite à la Première demande.

¹⁹ Dossier R-3401-98.

[47] Par l'effet des articles 13.2 et 36.2 des Tarifs et conditions, lorsque le Distributeur dessert la charge locale à partir de ressources désignées, il jouit d'une priorité de transport de niveau 1, sans nécessité d'effectuer de réservation. Comme le précise le Transporteur lors de sa plaidoirie, si la Centrale CF n'était pas une ressource désignée au sens des Tarifs et conditions, le Distributeur ne jouirait d'aucun droit de transport prioritaire sur les Lignes de CF, en dépit d'un usage de ces lignes depuis plus de 40 ans²⁰.

[48] En effet, NLH plaide que la Centrale CF ne peut être une ressource désignée et que, considérant la Première demande, NLH bénéficie de droits de transport prioritaires. À ce sujet, elle précise dans sa demande en révision : « *On peut interpréter que la Centrale CF n'est pas une ressource désignée, et conséquemment, qu'une ATC de 5 200 MW est disponible, [...]*²¹ ».

[49] Subsidiairement, NLH plaide que le *Power Contract* constitue la ressource désignée, auquel cas l'ATC doit être établie en fonction des engagements contractuels fermes prévus à ce contrat liant CF(L)Co à Hydro-Québec²².

[50] La présente formation note que les motifs invoqués par NLH en révision au sujet de la désignation de la Centrale CF ainsi que les faits au soutien de ses allégations ont aussi été présentés de façon exhaustive devant la première formation. La Régie juge utile de rappeler qu'en révision, elle ne doit pas substituer sa propre appréciation des faits à la première formation ou sa propre interprétation du droit, mais doit plutôt déterminer si cette formation a commis une erreur fondamentale de nature à invalider la Décision lorsqu'elle a apprécié les faits mis en preuve et interprété le droit applicable.

[51] À la section 6.4.1 de la Décision, la première formation a présenté le raisonnement sur lequel elle s'est basée pour conclure que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur.

²⁰ Pièce A-6-2, NS, 16 novembre 2010, volume 2, page 141.

²¹ Extrait du paragraphe 105 de la demande en révision de NLH traduit par la Régie.

²² Paragraphe 105 de la demande en révision de NLH; pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, pages 129 à 133; paragraphe 282 de la Décision.

[52] Avant de déterminer si la Centrale CF est ou non une ressource désignée du Distributeur, la première formation a examiné certains éléments contextuels reliés à l'ouverture des réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord et au Québec en 1996. Elle a notamment examiné le rôle de la Centrale CF dans l'alimentation de la charge locale au Québec, les droits des clients de la charge locale lors de l'ouverture des réseaux de transport d'électricité, les changements législatifs et réglementaires qui ont suivi cette ouverture des marchés, dont les dispositions législatives qui obligent Hydro-Québec à fournir l'électricité patrimoniale.

[53] La première formation a tenu compte de ces éléments contextuels juridiques et factuels pour interpréter les dispositions pertinentes des Tarifs et conditions à la notion de ressource désignée, soit les articles 1.40.1, 36.2, 37.1 et 38.1. Elle a interprété ces dispositions tarifaires de façon à leur donner un sens qui les rendrait compatibles avec les dispositions portant sur les droits et obligations conférés à Hydro-Québec en regard de l'approvisionnement patrimonial²³. En procédant ainsi, la première formation a appliqué une méthode d'interprétation contextuelle.

[54] À la suite de cette analyse, la première formation fait le constat suivant: « *Il ressort de ce qui précède que la production de la centrale CF représente, depuis 1971, une part importante de l'alimentation de la charge locale au Québec. Ainsi, l'ouverture des réseaux de transport d'HQT à des clients autres que ceux de la charge locale n'est pas censée porter atteinte à l'accès de ces derniers à cette ressource*²⁴ ».

[55] Ensuite, la première formation note que trois concepts se dégagent de l'article 36.2 des Tarifs et conditions :

- « • *HQT planifie, construit et exploite son réseau et contrôle les mouvements d'énergie de façon à alimenter la charge locale;*
- *Le Distributeur doit désigner les ressources pour alimenter la charge locale. Ces ressources doivent être sous le contrôle d'HQT, c'est-à-dire que celle-ci doit pouvoir contrôler les mouvements d'énergie en provenance de ces ressources; et*
- *HQT doit inclure la charge locale aux fins de planification de son réseau*²⁵. »

²³ Paragraphe 229 de la Décision.

²⁴ Paragraphe 226 de la Décision.

²⁵ Paragraphe 247 de la Décision.

[56] En tenant compte de ces concepts, la première formation a considéré l'ensemble des éléments mis en preuve devant elle. Elle a notamment jugé crédible et probant le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux, ingénieur, directeur, Contrôle des mouvements d'énergie, chez le Transporteur, qui a expliqué ce qui suit :

- « • *La Centrale CF est considérée comme une ressource désignée et traitée quotidiennement comme telle;*
- *Cette centrale fait partie de la zone de réglage du Québec et est considérée on system;*
- *HQT a accès à l'électricité de la Centrale CF pour alimenter la charge locale en tout temps, à hauteur de la puissance demandée; et*
- *Au plan des opérations, il est convenu entre les parties que la direction, la programmation, le contrôle sécurité et le balancing authority sont toutes des fonctions assumées par HQT²⁶. »*

[57] Elle a également jugé probant le témoignage non contredit de monsieur Daniel Mongeon, chef programmation et optimisation, Direction approvisionnement en électricité, chez le Distributeur, qui a expliqué « *qu'il reçoit chaque année d'HQP^[27] une lettre de désignation où la centrale CF est spécifiquement indiquée et qu'HQD transmet cette information à HQT²⁸* ». [note de bas de page 27 ajoutée]

[58] En résumé, la conclusion de la première formation est basée, entre autres, sur le fait que depuis le début de la production à la Centrale CF en 1971, Hydro-Québec a accès à la presque totalité de la production de cette centrale²⁹, à hauteur de la puissance demandée³⁰, qu'en 2001, la Centrale CF alimentait depuis 30 ans la charge locale au Québec en contribuant à hauteur d'environ 5 000 MW sur 35 000 MW³¹, qu'HQT contrôle les mouvements d'énergie en provenance de cette centrale³² et que cette dernière fait partie de la liste des ressources désignées du Distributeur³³.

²⁶ Paragraphe 248 de la Décision.

²⁷ Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP).

²⁸ Paragraphe 251 de la Décision.

²⁹ Paragraphes 11, 267 et 273 de la Décision.

³⁰ Paragraphe 248 de la Décision.

³¹ Paragraphes 223 et 251 de la Décision.

³² Paragraphes 227, 247 et 248 de la Décision.

³³ Paragraphe 251 de la Décision.

[59] À la lumière de l'interprétation donnée aux dispositions pertinentes des Tarifs et conditions et tenant compte de la preuve administrée devant elle, incluant l'appréciation de la crédibilité des témoins et de la force probante de leurs témoignages, la première formation conclut que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur par l'effet des articles 36.2, 37.1 et 38.1 des Tarifs et conditions. Elle ajoute que tant qu'Hydro-Québec choisira d'assumer son obligation de fournir l'électricité patrimoniale en utilisant la Centrale CF, cette dernière serait une ressource du Distributeur servant à alimenter la charge locale³⁴.

[60] La Régie, en révision, constate que la première formation a pris en considération l'ensemble des éléments mis en preuve devant elle, mais qu'elle a accordé une plus grande crédibilité aux témoignages des représentants du Transporteur et du Distributeur. Il est utile de préciser qu'une formation en révision ne peut apprécier la crédibilité des témoins qui n'ont pas comparu devant elle, ni évaluer la force probante de leur témoignage. Cette appréciation relève de la discrétion de la première formation et rien n'indique que la première formation ait exercé cette discrétion de façon abusive ou autrement illégale.

[61] Après examen du raisonnement sur lequel la première formation s'est basée pour conclure que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision. Cette conclusion, à laquelle en est arrivée la première formation, est appuyée par une interprétation raisonnable des dispositions applicables du texte des Tarifs et conditions. Elle est soutenable et se justifie en regard des documents et des témoignages mis en preuve³⁵.

[62] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet de la désignation de la Centrale CF comme ressource désignée.

³⁴ Paragraphes 252 et 254 de la Décision.

³⁵ Paragraphes 248, 251 à 253 de la Décision.

7.1.1 INTERPRÉTATION DES DISPOSITIONS LÉGISLATIVES ET RÉGLEMENTAIRES PERTINENTES À LA NOTION DE RESSOURCE DÉSIGNÉE³⁶

[63] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en donnant à tort priorité aux dispositions législatives en matière d'électricité patrimoniale adoptées en juin 2002, au détriment des tarifs et conditions adoptés en mai 1997.

[64] Après examen de l'exercice d'interprétation effectué par la première formation, la Régie, en révision, n'arrive pas à la même conclusion que NLH. Elle ne constate, en effet, aucune erreur. La première formation n'a pas accordé une priorité aux dispositions législatives en matière d'électricité patrimoniale adoptées en 2002, au détriment des Tarifs et conditions adoptés en mai 1997, mais simplement tenu compte, entre autres, de ces dispositions législatives pour interpréter les dispositions pertinentes des Tarifs et conditions.

[65] Tel que mentionné au paragraphe 53 de la présente décision, la première formation a appliqué une méthode d'interprétation contextuelle lorsqu'elle a interprété les dispositions des Tarifs et conditions pertinentes à la notion de ressource désignée. Elle a notamment tenu compte de divers éléments contextuels reliés à l'ouverture des réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord et au Québec en 1996. Elle a également tenu compte de l'ensemble des changements législatifs et réglementaires qui ont suivi cette ouverture des marchés. La présente formation ne constate aucune erreur dans l'application de cette méthode d'interprétation par la première formation.

[66] De plus, selon la Régie, en révision, la première formation a appliqué une méthode d'interprétation conforme aux règles d'interprétation prévues à la *Loi d'interprétation*³⁷ et reconnue tant par la doctrine que par la jurisprudence³⁸. Également, la présente formation est d'avis que l'utilisation de cette méthode permet d'assurer l'atteinte des objectifs poursuivis par le législateur.

³⁶ Paragraphes 39 à 41 de la demande en révision de NLH.

³⁷ L.R.Q., c. I-16, articles 41 et 41.1.

³⁸ La Cour suprême du Canada enseigne dans l'arrêt *Glykis c. Hydro-Québec*, [2004] 1 R.C.S., paragraphe 5, que : « La disposition doit être lue dans son contexte global en prenant en considération non seulement le sens ordinaire et grammatical des mots mais aussi l'esprit et l'objet de la loi et l'intention du législateur. » Voir également, CÔTÉ, P.-A., avec la collaboration de S. BEAULAC et M. DEVINAT, *Interprétation des lois*, Les éditions Thémis, 4e éd., Montréal, Thémis, 2009, page 335.

[67] En conséquence, la présente formation ne retient pas ce motif de révision de NLH.

7.1.2 NOTIONS DE CONTRÔLE, DE ZONE DE RÉGLAGE ET DE RESSOURCE *ON SYSTEM*³⁹

[68] Selon NLH, en vertu des règles applicables à la notion de ressource désignée, la Centrale CF ne peut être considérée comme une ressource désignée, compte tenu qu'HQT n'exerce aucun contrôle physique direct sur cette centrale, que cette dernière ne fait pas partie de la zone de réglage du Québec et qu'elle n'est pas considérée comme une ressource *on system*.

[69] NLH soutient que la première formation a conclu à tort qu'HQT exerçait un contrôle sur la Centrale CF aux fins d'alimenter la charge au Québec. Elle ajoute avoir mis en preuve qu'il n'y avait pas de contrôle physique direct de cette ressource par HQT et conclut qu'une centrale ne peut être désignée par le Distributeur en l'absence d'un tel contrôle.

[70] La Régie, en révision, note que la première formation n'a pas interprété de la même façon que NLH la notion de contrôle de la ressource prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions. Selon la première formation, cette notion fait référence au contrôle des mouvements d'énergie en provenance des ressources aux fins d'alimenter la charge locale⁴⁰ et non à un contrôle physique direct de la ressource.

[71] Selon la Régie, en révision, l'interprétation donnée par la première formation à la notion de contrôle prévue à l'article 36.2 des Tarifs et conditions est soutenable et logique considérant, notamment, le libellé de la première phrase de cette disposition qui se lit comme suit :

« 36.2 Responsabilité du transporteur : Le Transporteur planifie, construit, exploite et entretient son réseau de transport et il contrôle les mouvements d'énergie dans sa zone de réglage, conformément aux pratiques usuelles des services publics, afin de fournir un service de transport pour la livraison de puissance et d'énergie à partir des ressources du Distributeur, de manière à alimenter les charges des clients de charge locale à partir du réseau de transport.

³⁹ Paragraphes 42 à 64 et 73 à 78 de la demande en révision de NLH.

⁴⁰ Paragraphe 247 de la Décision.

Le Distributeur doit désigner les ressources qui sont disponibles sous le contrôle du Transporteur pour alimenter sa charge locale. » [nous soulignons]

[72] Ce n'est donc pas parce qu'HQT n'exerce pas de contrôle physique direct sur la Centrale CF qu'elle n'exerce pas un contrôle sur cette centrale au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions, soit un contrôle des mouvements d'énergie en provenance de cette dernière.

[73] Par ailleurs, pour conclure qu'HQT contrôle les mouvements d'énergie en provenance de la Centrale CF, la première formation s'est notamment appuyée sur les témoignages de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT et de monsieur Sylvain Clermont, ingénieur, chef réseaux voisins, Direction commercialisation, chez le Transporteur, ainsi que sur le témoignage de l'expert Hanser, qu'elle a jugés probants.

[74] De plus, la présente formation observe que cette conclusion est appuyée par un document mis en preuve devant la première formation. Celui-ci énonce les instructions communes convenues entre CF(L)Co et HQT pour l'exploitation des Lignes de CF (les Instructions communes). Ces Instructions communes prévoient : (1) que l'opérateur de la Centrale CF a la responsabilité des installations, soit de façon autonome ou selon les directives d'HQT et (2) que l'opérateur de la Centrale CF est tenu d'exécuter toute manœuvre requise par HQT (articles 2.1 et 2.2 des Instructions communes)⁴¹. En vertu de cette entente, les parties conviennent, qu'au plan des opérations, les fonctions de direction, de programmation, de contrôle sécurité et de *balancing authority* sont assumées par HQT⁴².

[75] En ce qui a trait à la zone de réglage, la première formation s'est notamment appuyée sur le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT, qu'elle a jugé probant. Ce dernier a affirmé que la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec.

[76] La Régie, en révision, constate que des éléments de preuve importants, déposés par le Transporteur devant la première formation, viennent appuyer ce témoignage.

⁴¹ Pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 18.

⁴² Paragraphe 248 de la Décision.

[77] En 2009, NLH a décidé d'acheminer 265 MW, soit la majeure partie de l'électricité sujette à reprise (le *recall*⁴³), en vertu du *Power Contract* de 1969, vers les marchés des États-Unis, en passant par le réseau d'Hydro-Québec. À cet effet, des conventions de service de transport ont été conclues entre HQT et NLH le 20 mars 2009 relativement à la puissance et à l'énergie de la Centrale CF faisant l'objet de cette reprise par NLH. Ces conventions, signées par madame Isabelle Courville, présidente d'HQT et monsieur Gilbert Bennett, vice-président — *Lower Churchill Project* de NLH, indique que cette puissance et cette énergie proviennent de la zone de réglage du Québec, en l'absence de zone de réglage reconnue au Labrador⁴⁴. Dans la section intitulée « Caractéristiques du service de transport ferme à long terme de point à point » des conventions, il est précisé :

« Description de la puissance et de l'énergie qui doivent être transportées par le Transporteur, y compris la zone de réglage d'électricité d'où la transaction origine :

[...]

Zone de réglage d'où la transaction origine : Zone de réglage du Québec en l'absence d'une zone de réglage reconnue pour le Labrador. » [nous soulignons]

[78] La présente formation note ainsi qu'en vertu de ces conventions conclues en 2009, NLH a reconnu qu'en l'absence d'une zone de réglage reconnue pour le Labrador, la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec. La Régie, en révision, note également que le signataire de ces conventions pour NLH, monsieur Gilbert Bennett, a agi comme témoin de NLH devant la première formation.

[79] Par ailleurs, en ce qui a trait à cette notion de zone de réglage, NLH ajoute que, selon le critère définissant une telle zone énoncé à l'article 1.51 des Tarifs et conditions, un système commun de régulation automatique de la production doit être utilisé. Or, selon la preuve présentée devant la première formation, un tel système n'existe pas à la Centrale CF.

⁴³ Le *recall* correspond au bloc de 300 MW d'électricité sujette à reprise par CF(L)Co en vertu du *Power Contract* de 1969.

⁴⁴ Pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 19.

[80] À ce sujet, le Transporteur précise, lors de sa plaidoirie en révision, que les parties ont mis en place un système équivalent par les Instructions communes. Il ajoute que le partage des responsabilités prévu entre les parties selon cette entente permet d'atteindre les objectifs poursuivis par un système commun de régulation automatique de la production⁴⁵.

[81] À la lecture de la Décision, la présente formation comprend que la première formation n'a pas retenu l'argument de NLH relatif au système commun de régulation, compte tenu de l'ensemble des éléments de preuve qui lui permettaient de reconnaître que la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec et qu'elle est sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions.

[82] En ce qui a trait à la notion de ressource *on system*, la première formation s'est notamment appuyée sur le témoignage de monsieur Louis-Omer Rioux d'HQT, qu'elle a jugé probant, pour reconnaître que la Centrale CF est considérée *on system*.

[83] À ce sujet, le Transporteur déplore le fait que l'extrait du témoignage de son expert Hanser fourni par NLH⁴⁶ à la présente formation soit incomplet⁴⁷. En effet, NLH a omis la fin de la réponse donnée par l'expert qui a indiqué que la Centrale CF est considérée *on system*.

« Q. So as a matter of fact, which part of the Churchill Falls lines are located outside of the Hydro-Québec control area ?

A. I believe the lines are at the border.

Q. [260] Yes ?

A. Once it crosses the political border between Labrador and Québec, those lines are no longer Hydro-Québec lines.

Q. [261] That's it. Is Churchill Fall outside of the Hydro-Québec TransEnergie control area ?

A. That's my understanding, that it's not part of the Hydro-Quebec control area, although it is considered on system. » [nous soulignons]

⁴⁵ Pièce A-6-3, NS, 17 novembre 2010, volume 3, pages 63 à 67.

⁴⁶ Paragraphe 76 de la demande en révision de NLH.

⁴⁷ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphes 120 et 121, pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 2 de 2, onglet 60, pages 172 et 173.

[84] Pour l'ensemble des motifs énoncés précédemment, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur en reconnaissant que la Centrale CF est une ressource sous le contrôle d'HQT au sens de l'article 36.2 des Tarifs et conditions, qu'elle fait partie de la zone de réglage du Québec, qu'elle est une ressource *on system* et qu'en conséquence, le Distributeur peut désigner cette centrale comme une ressource disponible. La première formation a interprété de façon raisonnable l'article 36.2 des Tarifs et conditions et a apprécié correctement la preuve administrée devant elle. Ainsi, cette décision est soutenable et se justifie en regard des faits mis en preuve et du droit applicable⁴⁸.

7.1.3 NOTION DE VENTE À DES TIERS⁴⁹

[85] Selon NLH, la première formation a commis une erreur fondamentale en jugeant que la totalité de la Centrale CF était une ressource désignée du Distributeur et en indiquant qu'il n'y avait aucune preuve voulant que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers, alors qu'une partie de la production de cette ressource sert à alimenter la charge locale au Labrador.

[86] Lors de sa plaidoirie en révision, NLH précise que la pleine capacité de la Centrale CF ne peut être désignée pour approvisionner la charge locale du Québec sur une base ferme, puisque le *Power Contract* prévoit des engagements fermes envers des tiers au Labrador, soit 225 MW servant à alimenter la charge locale au Labrador et NLH qui reçoit 300 MW de ce qu'on appelle le *recall*⁵⁰.

[87] Selon le Transporteur⁵¹, l'erreur dénoncée par NLH relative à la vente à des tiers témoigne d'une mauvaise lecture de la Décision.

⁴⁸ Paragraphes 247 à 253 de la Décision.

⁴⁹ Paragraphes 65 à 72 de la demande en révision de NLH.

⁵⁰ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, page 101.

⁵¹ Pièce C-1-4, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphes 148 à 150; pièce A-6-2, NS, 16 novembre 2010, volume 2, pages 158 à 160.

[88] En effet, le Transporteur précise que l'énoncé suivant de la première formation « *qu'il n'y a aucune preuve à l'effet que l'électricité de la centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers*⁵² », visait l'hypothèse avancée par NLH quant à de possibles exportations d'électricité réalisées par HQP. Le Transporteur ajoute qu'il a admis le fait que la Centrale CF alimentait la charge locale du Labrador, tel que la première formation le note dans sa Décision⁵³.

[89] Tout d'abord, la Régie, en révision, constate que la première formation n'a pas conclu que **la totalité de la Centrale CF est une ressource désignée**. Elle a plutôt reconnu le statut de ressource désignée de la Centrale CF à hauteur de la puissance demandée pour l'alimentation de la charge locale⁵⁴. En fait, elle n'a pas reconnu l'existence de droits de transport prioritaires, ni de désignation de la Centrale CF au-delà de cette puissance demandée. Il s'agit d'une nuance importante.

[90] À cet effet, la présente formation note qu'en vertu des Tarifs et conditions, le Distributeur peut désigner une centrale à hauteur d'un certain flux qui ne correspond pas nécessairement à sa capacité totale de production. Il s'agit alors de la désignation d'une partie d'une ressource, tel que le prévoit les articles 38.1 et 38.3 des Tarifs et conditions:

« 38.1 [...] *Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible.*

[...]

38.3 *Le Distributeur peut mettre fin à tout moment à la désignation de tout ou d'une partie d'une ressource, mais il doit en aviser le Transporteur par écrit dès qu'il lui est raisonnablement possible de le faire.* » [nous soulignons]

⁵² Paragraphe 240 de la Décision.

⁵³ Pièce C-1-4, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 148; paragraphe 273 de la Décision.

⁵⁴ Paragraphes 248 et 251 de la Décision.

[91] Ensuite, la Régie, en révision, constate que la notion de « vente à un tiers » en vertu des Tarifs et conditions fait référence à des ventes dans le cadre d'un commerce inter-États, interprovincial ou international et non à des ventes servant à alimenter une charge locale. La définition de cette notion se retrouve à l'article 1.50 des Tarifs et conditions qui se lit comme suit :

« 1.50 Vente à un tiers : Toute vente dans le cadre d'un commerce inter-États, interprovincial ou international, à un acheteur d'électricité qui n'est pas désigné comme faisant partie de la charge en réseau au sens du service de transport en réseau intégré ou de la charge locale du Distributeur. » [nous soulignons]

[92] Par conséquent, les ventes servant à alimenter la charge locale au Labrador ne constituent pas des ventes à des tiers au sens des Tarifs et conditions. Comme le souligne la première formation, une partie de cette ressource que constitue la Centrale CF a fait l'objet de vente à des tiers seulement à compter du 1^{er} avril 2009, alors que NLH a décidé d'exporter une partie de l'électricité sujette au *recall* en vertu du *Power contract*, soit 265 MW⁵⁵.

[93] Par ailleurs, en faisant référence à un extrait de l'ordonnance no 888-A de la FERC, la première formation a précisé que, même si une partie de l'électricité de cette centrale était vendue à des tiers, cela ne changerait pas son statut de centrale désignée du Distributeur⁵⁶.

[94] La Régie, en révision, conclut qu'en reconnaissant le statut de ressource désignée de la Centrale CF à hauteur de la puissance demandée et en indiquant qu'il n'y a aucune preuve voulant que l'électricité de la Centrale CF fasse l'objet de vente à des tiers avant avril 2009, la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision. Cette décision est soutenable, conforme à la preuve⁵⁷ et aux dispositions pertinentes de la partie IV des Tarifs et conditions.

⁵⁵ Paragraphe 242 de la Décision.

⁵⁶ Paragraphes 240 et 241 de la Décision.

⁵⁷ Paragraphes 240 à 242 de la Décision; pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 13, Rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008.

7.1.4 INTERPRÉTATION DE LA DÉCISION D-2002-286 ET CONNAISSANCE DES MODALITÉS DES CONTRATS ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CF(L)Co⁵⁸

[95] NLH soutient que la première formation a commis une erreur déterminante en concluant à tort qu'HQT n'était pas au fait du contrat conclu en 1969 liant CF(L)Co à Hydro-Québec au moment de la présentation de la Première demande en 2006⁵⁹. La Régie, en révision, ne retient pas cet argument invoqué par NLH pour les motifs énoncés aux paragraphes 153 à 168 de la présente décision.

[96] Par ailleurs, selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en estimant à tort que la décision D-2002-286⁶⁰ n'était pas pertinente et en concluant qu'une centrale peut être une ressource désignée. Dans sa décision D-2002-286, selon NLH, la Régie a reconnu que l'électricité patrimoniale était l'objet de la désignation et non les centrales pouvant fournir cette électricité. Tenant compte de cette décision, NLH précise : « [...] *On peut interpréter que la Centrale CF n'est pas une ressource désignée, et conséquemment, qu'une ATC de 5 200 MW est disponible, ou que le contrat d'importation liant CF(L)Co à HQ constitue la ressource désignée, auquel cas l'ATC doit être établie en fonction des droits fermes prévus au contrat liant CF(L)Co à HQ seulement*⁶¹. »

[97] La première formation s'est exprimée comme suit sur cette question :

« [236] Un des points fondamentaux de l'argumentation de NLH est fondé sur un passage de la décision D-2002-286 où la Régie écrit comprendre "du témoignage du transporteur, que la production achetée par le distributeur, en vertu du décret relatif à l'électricité patrimoniale, est une ressource désignée, contrairement aux centrales pouvant fournir cette électricité".

[237] L'extrait en question de la décision D-2002-286, cité par l'expert Sinclair dans son rapport, ne saurait être un précédent à l'appui de la thèse de NLH voulant que l'électricité patrimoniale puisse être désignée mais pas les centrales pouvant fournir cette électricité. Dans cet extrait de la décision, la Régie n'a fait que mentionner sa compréhension du témoignage de monsieur Roberge mais n'a pas retenu ce témoignage dans sa décision, puisqu'elle a accepté les textes soumis

⁵⁸ Paragraphes 79 à 105 de la demande en révision de NLH.

⁵⁹ Paragraphes 79 à 98 de la demande en révision de NLH.

⁶⁰ Dossier R-3401-98.

⁶¹ Extrait du paragraphe 105 de la demande en révision de NLH traduit par la Régie.

par HQT, soit les articles 1.40.1 et 38.1, qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation de NLH.

[238] Donc, aux fins de la présente plainte, il faut appliquer les articles 1.40.1 et 38.1, tels qu'adoptés par la Régie. » [notes de bas de page omises]

[98] À la lecture de ces paragraphes, la Régie, en révision, constate que la première formation a tenu compte de la décision D-2002-286, mais qu'elle ne l'a pas interprétée de la même façon que NLH.

[99] En interprétant la décision D-2002-286, la première formation a tenu compte notamment des textes des articles 1.40.1 et 38.1 des Tarifs et conditions qui ont finalement été adoptés par la Régie et qui ne vont pas dans le sens de l'argumentation présentée par NLH. Ces dispositions se lisent comme suit :

« 1.40.1 Ressource du Distributeur : Toute ressource désignée par le Distributeur au sens des présentes applicable au service de transport pour l'alimentation de la charge locale, incluant l'électricité patrimoniale tel que prévu à la Loi sur la Régie de l'énergie (L.R.Q., c.R-6.01) et toute autre ressource du Distributeur. Une ressource du Distributeur peut être un contrat, une centrale, un programme commercial, un engagement ou une obligation de vente, incluant ceux en provenance d'une interconnexion, ou toute autre ressource énergétique pouvant servir à combler les besoins de la charge locale. Une ressource peut être alimentée par plusieurs équipements de production. Les ressources du Distributeur ne comprennent pas une ressource, ou une partie de ressource, visée par un engagement de vente à un tiers ou ne pouvant autrement répondre aux besoins de charge locale du Distributeur, sur une base non interruptible. » [nous soulignons]

« 38 Ressources du Distributeur

38.1 Désignation des ressources du Distributeur : Les ressources du Distributeur comprennent toute la production achetée par le Distributeur qui est désignée comme devant alimenter la charge locale en vertu des présentes. Les ressources du Distributeur ne peuvent inclure les ressources, ou toute partie des ressources, qui font l'objet d'un engagement pour une vente à un tiers d'une charge autre que la charge locale ou qui ne peuvent autrement servir à alimenter la charge locale du Distributeur sur une base non interruptible. Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur. » [nous soulignons]

[100] À la lecture de ces articles, la présente formation note qu'il est spécifiquement prévu qu'une ressource du Distributeur puisse être une centrale. Également, dans le Plan des charges et des ressources fourni au Transporteur annuellement par le Distributeur en vertu de l'article 37.1 des Tarifs et conditions, et mis en preuve devant la première formation, la Centrale CF est désignée comme l'une des ressources qui alimentent la charge locale du Québec⁶².

[101] La Régie, en révision, est d'avis que l'interprétation donnée par la première formation à la décision D-2002-286 est raisonnable et n'est entachée d'aucune erreur de nature à invalider la Décision. De plus, la conclusion de la première formation selon laquelle une centrale peut être une ressource désignée du Distributeur est soutenable, supportée par la preuve et conforme aux Tarifs et conditions.

[102] En conclusion, la Régie, en révision, juge non fondé l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet de la désignation de la Centrale CF comme ressource désignée et ne retient donc pas ce premier moyen de révision.

7.2 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : LES LIGNES DE CF SONT UN LIEN DE RACCORDEMENT INTERNE AU QUÉBEC ET NE FORMENT PAS UN CHEMIN EN VERTU DES TARIFS ET CONDITIONS⁶³

[103] Les articles pertinents à cet enjeu soulevé par NLH sont les articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions ainsi que les règles de l'OASIS applicables au Québec. Ces dispositions traitent des priorités de réservation sur le réseau du Transporteur.

[104] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante lorsqu'elle a considéré les lignes vers la centrale appartenant à CF(L)Co au Labrador comme un lien de raccordement interne au Québec et décidé, qu'en conséquence, HQT n'était pas tenue d'afficher l'ATC avant le 1^{er} avril 2009.

⁶² Pièce B-5, Recueil de preuve en révision de la requérante NLH, onglet 25.

⁶³ Paragraphes 113 à 135 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1565.

[105] Cette erreur proviendrait du fait que la Décision ne tient pas compte :

- de la preuve selon laquelle le réseau du Labrador est distinct de celui du Québec;
- du fait que l'équipement de transport en question forme une « interconnexion » selon les définitions des Tarifs et conditions;
- du fait que le sens du flux et la nature synchrone des équipements ne sont pas des critères permettant de conclure qu'une ligne constitue un chemin interne à un réseau de transport;
- du fait que le chemin LAB-HQT a une valeur commerciale puisqu'il permet d'accroître la concurrence de HQT au Québec en offrant à un nouveau participant au marché l'accès au réseau d'HQT.

[106] NLH ajoute que la première formation a omis d'appliquer les règles de l'OASIS et n'a pas défini correctement la notion d'« interconnexion » entre deux réseaux lorsqu'elle affirme que : *« Les Lignes de CF, parce qu'elles sont un lien interne de raccordement tel que la Régie l'a déjà souligné, ne pouvaient être un chemin sur lequel un client pouvait réserver de la capacité de transport, c'est-à-dire un path for which a customer requests to have ATC or TTC posted⁶⁴. »*

[107] La première formation aurait ainsi commis une erreur déterminante lorsqu'elle a apprécié la preuve soumise et interprété les dispositions applicables à cet enjeu dans le texte des Tarifs et conditions.

OPINION DE LA RÉGIE

[108] Aux sections 6.4.2 et 6.4.3 de la Décision, la première formation a précisé les raisons pour lesquelles elle ne retenait pas la position de NLH voulant que, depuis la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, les Lignes de CF soient devenues un chemin utilisé par plus d'un utilisateur ou que ces lignes soient une « interconnexion » entre deux systèmes ou zones de contrôle et que cela nécessitait un affichage de l'ATC sur OASIS.

⁶⁴ Paragraphe 278 de la Décision.

[109] Après examen des dispositions applicables et de la preuve, la première formation a précisé et conclu :

« [262] Or, même l'expert Sinclair entendu pour NLH admet qu'HQD bénéficie d'un service de transport prioritaire en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, sans qu'il soit nécessaire d'effectuer de réservations ou de conclure une convention de service de transport, contrairement à la procédure établie à la partie II pour le service de transport de point à point :

“Q. [278] But if a resource is designated as a network resource, HQD doesn't need to make a reservation under Part IV for transmission rights, the rights exist by the simple fact that it is from a designated resource for purposes of supplying the heritage... the native load?

A. That's right.

Q. [279] You agree...

A. Yes.”

[263] Il ressort donc des dispositions des articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions, de la décision D-2006-66 de la Régie et de la preuve de l'expert Sinclair qu'HQD jouit d'une priorité de transport de niveau 1 lorsqu'elle dessert sa charge locale à partir de ressources désignées, sans nécessité d'effectuer de réservations. Il ressort des mêmes articles des Tarifs et conditions, de la preuve et de la décision D-2006-66 qu'une réservation de service ferme de point à point à long terme en vertu de la partie II des Tarifs et conditions prend rang après le service de transport pour l'alimentation de la charge locale à partir d'une ressource désignée d'HQD antérieure à cette réservation.

[264] Donc, aux termes des Tarifs et conditions, HQP ou HQD n'avait pas à effectuer une réservation pour obtenir le service de transport sur les Lignes de CF pour le service d'alimentation de la charge locale. » [nous soulignons et notes de bas de page omises]

[110] Également, après examen du droit applicable et de la preuve, la première formation a précisé et conclu :

« [280] Donc, les Lignes de CF continuent d'être utilisées comme lien de raccordement de la Centrale CF au réseau d'HQT, au bénéfice exclusif d'Hydro-Québec pour l'alimentation de la charge locale du Québec. Les droits récents conférés à NLH pour exporter une partie de la production de la Centrale CF en

utilisant les Lignes de CF ne changent pas cette situation de fait qui remonte à plusieurs décennies en vertu du Power Contract.

[281] Pour toutes ces raisons, la Régie conclut que les Lignes de CF ne constituaient pas un chemin au sens des Tarifs et conditions et qu'HQT n'avait aucune obligation d'afficher l'ATC ou la TTC⁶⁵ sur ces lignes avant l'ouverture du chemin LAB-HQT le 1^{er} avril 2009. » [note de bas de page 65 ajoutée]

[111] Tout d'abord, la première formation conclut que, compte tenu que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale au Québec, le Distributeur bénéficie automatiquement d'un service de transport prioritaire de niveau 1 sur les Lignes de CF, sans nécessité de faire de réservation sur OASIS, par l'effet des articles 36.3 et 13.2 des Tarifs et conditions.

[112] Tel que mentionné précédemment, la première formation n'a pas commis d'erreur en concluant que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale. Considérant cette prémisse, la première formation était bien fondée de conclure que le Distributeur n'avait pas de réservation à faire en vertu de la partie IV des Tarifs et conditions, tout comme l'avait d'ailleurs reconnu l'expert Sinclair de NLH⁶⁶.

[113] Ensuite, la première formation conclut que les lignes vers la centrale appartenant à CF(L)Co au Labrador sont un lien de raccordement interne au Québec et, qu'en conséquence, HQT n'est pas tenue d'afficher l'ATC avant le 1^{er} avril 2009. La présente formation note que cette conclusion respecte le principe reconnu par les experts Hanser et Sinclair⁶⁷ soit que l'ouverture d'un réseau de transport ne doit pas avoir pour effet de priver les clients de la charge locale des ressources qui étaient à leur disposition avant l'ouverture des marchés.

[114] Après analyse du raisonnement sur lequel s'est basée la première formation pour en arriver à ces conclusions, la Régie, en révision, est d'avis qu'aucune erreur n'a été commise à cet égard. Les conclusions de la première formation à ce sujet sont appuyées par une preuve testimoniale et documentaire⁶⁸ ainsi que par une interprétation raisonnable des dispositions applicables des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS.

⁶⁵ Total Transfer Capability ou capacité totale.

⁶⁶ Paragraphe 262 de la Décision.

⁶⁷ Paragraphes 177 à 179 de la Décision.

⁶⁸ Paragraphes 262 à 264, 280 et 281 de la Décision.

[115] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH quant à l'obligation d'afficher un ATC sur OASIS.

7.2.1 NOTION DE LIEN DE RACCORDEMENT INTERNE EN VERTU DES TARIFS ET CONDITIONS ET DES RÈGLES DE L'OASIS⁶⁹

[116] Selon NLH, la première formation n'aurait pas interprété correctement les règles de l'OASIS applicables au Québec. Selon l'interprétation correcte de ces règles que NLH propose, des installations reliant deux réseaux voisins forment des interconnexions et une interconnexion constitue un *posted path*. Par conséquent, la capacité de transport sur un *posted path* doit être affichée.

[117] La première formation n'a pas retenu cette interprétation de NLH. Elle a plutôt adopté une interprétation large de la notion de lien de raccordement interne qui tenait compte, notamment, du but visé de l'affichage sur OASIS qui est « *de communiquer à la clientèle du service de transport de façon efficace et non discriminatoire des informations pertinentes qui ont une utilité commerciale et qui sont susceptibles d'avoir un impact sur les décisions relatives à l'achat ou à la vente d'électricité*⁷⁰. »

[118] De plus, elle a interprété le concept de chemin, qui se retrouve dans les règles de l'OASIS, comme référant à une notion commerciale, qui se distingue de l'installation physique de raccordement⁷¹. Elle a ajouté que ces règles prévoient que l'obligation d'afficher un ATC n'existe qu'à l'égard des *posted path* et non à l'égard des installations physiques de transport (lignes internes de raccordement ou interconnexions) qui ne constituent pas des chemins ou *path*⁷².

⁶⁹ Paragraphes 115 à 116 de la demande en révision de NLH.

⁷⁰ Paragraphe 270 de la Décision.

⁷¹ Paragraphe 271 de la Décision.

⁷² Paragraphe 277 de la Décision.

[119] La première formation a précisé également qu'en vertu de l'article 4 des Tarifs et conditions, pour que les règles de l'OASIS s'appliquent au Québec, elles doivent être conformes aux décisions, ordonnances et règlements de la Régie⁷³. C'est notamment la raison pour laquelle la première formation a tenu compte, lorsqu'elle a interprété les règles de l'OASIS, de la décision D-2006-66 de la Régie⁷⁴.

[120] Après examen de l'exercice d'interprétation effectué par la première formation de la notion de lien de raccordement interne en vertu des Tarifs et conditions et des règles de l'OASIS, la Régie, en révision, ne constate aucune erreur. La première formation a adopté une interprétation large et non restrictive des règles applicables, en donnant effet aux objectifs poursuivis par ces règles, tel que le prévoit la *Loi d'interprétation* :

« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.

Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin⁷⁵. »

[121] Par conséquent, la Régie, en révision, ne retient pas ce motif de révision de NLH.

7.2.2 VALEUR COMMERCIALE DES LIGNES DE CF SELON LES TARIFS ET CONDITIONS⁷⁶

[122] NLH est d'avis que la première formation a commis une erreur en concluant à tort que les Lignes de CF n'étaient pas un chemin avec une valeur commerciale selon les Tarifs et conditions, mais un raccordement interne et qu'HQT n'était donc pas tenue d'afficher la capacité de transport sur OASIS conformément aux Tarifs et conditions.

⁷³ Paragraphe 275 de la Décision.

⁷⁴ Paragraphe 274 de la Décision.

⁷⁵ *Loi d'interprétation*, L.R.Q., chapitre I-16.

⁷⁶ Paragraphes 117 à 133 de la demande en révision de NLH.

[123] NLH soutient avoir mis en preuve que des ventes ont été effectuées par NLH à Hydro-Québec après 1997 et que conformément au *Power contract*, la partie de l'électricité sujette au *recall* était disponible pour utilisation en dehors du Québec.

[124] La thèse présentée par NLH à ce sujet s'appuie notamment sur le fait que le réseau du Labrador est distinct de celui du Québec et que la Centrale CF est située en dehors de la zone de réglage du Québec.

[125] De plus, NLH allègue que la première formation a commis une erreur déterminante en reconnaissant que le sens des flux électriques et la nature synchrone de l'équipement sont des critères permettant de conclure qu'une ligne constitue un chemin interne à un réseau de transport.

[126] Tout d'abord, pour les motifs énoncés aux paragraphes 68 à 84 de la présente décision, la présente formation est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la décision en reconnaissant que la Centrale CF fait partie de la zone de réglage du Québec, sur la base de la preuve administrée devant elle.

[127] Ensuite, la Régie, en révision, ne fait pas la même lecture que NLH de la Décision. La première formation ne s'est pas basée uniquement sur le sens des flux électriques et la nature synchrone de l'équipement. Elle s'est basée sur plusieurs éléments de preuve, qu'elle cite au paragraphe 273 de la Décision, pour conclure que les Lignes de CF avaient toutes les caractéristiques d'un lien interne au réseau permettant de raccorder une ressource pour assurer le transport de la production vers la charge locale. De plus, la première formation a retenu le fait que la Régie, dans une décision antérieure⁷⁷, avait déjà reconnu, bien qu'à d'autres fins, que les Lignes de CF étaient un lien de raccordement interne, puisque leur rôle était d'acheminer la production vers les centres de consommation⁷⁸.

⁷⁷ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004; page 11.

⁷⁸ Paragraphe 274 de la Décision.

[128] Enfin, la première formation s'est appuyée sur la preuve soumise devant elle pour conclure que : « [268] *Le seul changement de l'utilisation des Lignes de CF par Hydro-Québec est survenu le 1^{er} avril 2009 alors que NLH a demandé et obtenu un droit de transport sur ces lignes pour exporter et vendre à des tiers 265 MW en vertu de trois conventions de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point.* » [note de bas de page omise]

[129] La Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision en concluant que les Lignes de CF n'étaient pas un chemin avec une valeur commerciale selon les Tarifs et conditions avant le 1^{er} avril 2009, mais plutôt un lien de raccordement interne et qu'HQT n'était donc pas tenue d'afficher la capacité de transport sur OASIS conformément aux Tarifs et conditions. Cette conclusion est soutenable, conforme à la jurisprudence de la Régie et appuyée par plusieurs éléments de preuve⁷⁹.

[130] En conclusion, pour l'ensemble de ces motifs, la Régie, en révision, juge non fondés les arguments soumis par NLH au sujet de ce deuxième moyen de révision. Il n'est donc pas retenu.

7.3 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : L'UTILISATION DES FLUX HISTORIQUES DE LA CENTRALE CF POUR CALCULER L'ATC⁸⁰

[131] Les règles applicables à la méthode de calcul de l'ATC se retrouvent à l'Appendice C des Tarifs et conditions.

[132] À cet Appendice, l'ATC est défini comme suit :

« La capacité de transport disponible (ATC) est la quantité de la capacité de transport qui n'est pas utilisée après avoir tenu compte de la marge de fiabilité du réseau et des exigences pour :

(a) satisfaire aux obligations du service de transport existant pour la livraison des ressources aux clients de la charge locale;

⁷⁹ Paragraphes 267 à 280 de la Décision.

⁸⁰ Paragraphes 136 à 175 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1565.

- (b) *satisfaire aux obligations des contrats existants en vertu desquels le service de transport est fourni;*
- (c) *satisfaire aux obligations des demandes valides existantes, acceptées ou en attente, de service de transport. »*

[133] La méthode que doit suivre le Transporteur pour évaluer l'ATC est précisée à l'article 2 de cet Appendice qui se lit comme suit :

« 2. Les lignes directrices et les principes suivants sont suivis pour évaluer la capacité de transport disponible :

- (a) les pratiques usuelles des services publics;*
- (b) les critères et lignes directrices du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), du North American Electric Reliability Council (NERC) et du North American Energy Standards Board (NAESB);*
- (c) les critères et directives applicables du Transporteur. Les principes et les composantes spécifiques utilisés dans le calcul des capacités de transfert totales (TTC) et les capacités de transport disponibles (ATC) sont décrits sur le site OASIS du Transporteur. »*

[134] À l'égard de cet enjeu, NLH soutenait devant la première formation que, même si la Régie décidait qu'HQP ou HQD avait une priorité pour le service de transport sur les Lignes de CF, l'ATC n'aurait pas été établi correctement par HQT. L'ATC aurait plutôt dû être calculé en fonction des engagements contractuels fermes des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co⁸¹.

[135] La Régie, en révision, comprend, tout comme l'a mentionné la première formation⁸², que NLH ne conteste pas la méthode de calcul de l'ATC sur les Lignes de CF, mais plutôt les données utilisées par HQT à la base de ce calcul.

[136] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en concluant qu'HQT s'était conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux historiques en provenance de la Centrale CF. Pour NLH, les données utilisées par HQT pour établir l'ATC n'étaient pas appropriées. Selon l'article 38.1 et l'Appendice C des Tarifs et conditions, les engagements de transport existants (acronyme anglais

⁸¹ Paragraphe 282 de la Décision.

⁸² Paragraphe 288 de la Décision.

Existing Transmission Commitments ou ETC) pour alimenter la charge locale devaient être déterminés sur la base de livraisons fermes prévues au *Power Contract*.

[137] Plus spécifiquement, NLH indique que la première formation a commis des erreurs en concluant à tort que :

- HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro Québec et CF(L)Co [*Power Contract* de 1969 et *Churchill Falls Guaranteed Winter Availability Contract* (GWAC) de 1998⁸³], mais qu'elle devait connaître la capacité et les transits d'électricité sur les Lignes de CF;
- la distinction entre livraisons fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF, prévue dans le contrat de 1969 entre CF(L)Co et Hydro-Québec pour approvisionner la charge locale du Québec, n'était pas pertinente pour le calcul de l'ATC;
- l'utilisation des flux historiques était acceptable pour déterminer la capacité attribuée à l'approvisionnement de la charge locale pour une importation *off system*.

OPINION DE LA RÉGIE

[138] La présente formation note que la thèse présentée par NLH en révision au sujet des données utilisées à la base du calcul de l'ATC a été présentée de façon exhaustive devant la première formation.

[139] À ce sujet, le Transporteur rappelle, dans son plan d'argumentation, que l'expert Hanser a démontré que la méthode suivie par le Transporteur pour calculer l'ATC était conforme aux critères élaborés par NERC et NPCC ainsi qu'aux normes de l'industrie⁸⁴.

[140] De plus, le Transporteur note que les ordonnances de la FERC confirment que les transporteurs n'ont aucune obligation de se référer aux contrats d'approvisionnement de leurs clients, de les interpréter ou d'en tenir compte dans l'étude de service de transport ou des désignations de ressources⁸⁵.

⁸³ Le contrat GWAC permet à Hydro-Québec d'acheter de la capacité ou de l'énergie additionnelle.

⁸⁴ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphes 63 et 64.

⁸⁵ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 66; Cahier des autorités d'HQT, onglet 18; Ordonnance 890, paragraphes 1521 et 1526 et onglet 22; Ordonnance 890-A, paragraphe 920.

[141] La première formation a présenté, à la section 6.4.4 de la Décision, le raisonnement sur lequel elle s'est basée pour conclure qu'HQT s'était conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux historiques en provenance de la Centrale CF.

[142] Afin de vérifier si HQT a appliqué correctement les Tarifs et conditions, la première formation a examiné la méthode de calcul de l'ATC prévue à l'Appendice C. Elle a constaté que le Transporteur devait suivre les lignes directrices et les principes de l'industrie pour calculer l'ATC⁸⁶.

[143] Sur la base de la preuve administrée devant elle, elle a retenu le fait que :

« [285] La Régie n'a pas à se prononcer sur la nature des obligations de CF(L)Co au Power Contract et au contrat GWAC (conditionnelles, suspensives, etc.) mais doit plutôt tenir compte de ce qui est à la connaissance d'HQT, [...]. »

[144] La première formation a également constaté que :

« [289] [...] dans le cours normal des affaires, HQT ne dispose d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour déterminer l'ETC. HQT n'a pas accès à d'autres informations lui permettant de quantifier la valeur du transit sur ces lignes. Il va de soi qu'HQT ne peut planifier son réseau en fonction de données découlant de contrats d'approvisionnement dont elle ignore le contenu. » [notes de bas de page omises]

[145] Finalement, elle a rappelé le principe reconnu lors de l'ouverture des réseaux de transport d'électricité :

« [290] [...] l'ouverture des marchés ou des réseaux de transport d'électricité (open access) ne devait pas limiter les droits d'approvisionnement des clients de la charge locale (native load) ni, par conséquent, limiter les flux historiques d'électricité servant à cette fin :

"To prevent native load customers from being harmed, FERC has determined that the native load customers of vertically-integrated

⁸⁶ Paragraphes 286 et 287 de la Décision.

utilities should have access to the same generation sources that they had access to prior to the implementation of open access.”

“[...] The amount of transmission capacity available to wholesale and unbundled retail customers under the Final Rule pro forma tariff is clearly affected by the amount of transmission capacity that the transmission provider reserves for the use of its native load customers and the future load growth of those customers [...].” »
[notes de bas de page omises]

[146] En ce qui a trait à la méthode de calcul de l’ATC, la Régie, en révision, note, tout comme la première formation l’a précisé dans sa Décision, que le texte de l’Appendice C requiert du Transporteur qu’il suive les lignes directrices et les principes de l’industrie pour calculer l’ATC : pratiques usuelles des services publics, critères et lignes directrices du NPCC, du NERC et du NAESB ainsi que les critères et directives applicables à HQT.

[147] La Régie, en révision, constate ainsi que l’Appendice C n’impose pas une démarche unique pour la détermination de l’ATC. Ce texte réfère plutôt aux normes et pratiques de l’industrie et au site OASIS d’HQT. À ce sujet, le Transporteur précise lors de sa plaidoirie : « *On ne dit pas d’utiliser les flux historiques. On ne dit pas non plus d’utiliser un contrat*⁸⁷. »

[148] Le point de vue de NLH sur l’utilisation des valeurs de transit fermes prévues aux contrats entre CF(L)Co et Hydro-Québec pour calculer l’ATC a été entendu et analysé par la première formation, mais cette dernière ne l’a pas retenu. Elle a plutôt convenu, dans un premier temps, qu’elle n’avait pas à se prononcer sur la nature des obligations de CF(L)Co au *Power Contract* et au contrat GWAC, mais qu’elle devait plutôt tenir compte de ce qui était à la connaissance d’HQT⁸⁸. Ensuite, sur la base, notamment, du témoignage de monsieur Christian Deguire, ingénieur, chef planification et stratégies du réseau principal, chez le Transporteur, elle a conclu qu’HQT ne disposait d’aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour calculer l’ATC et n’avait pas accès à d’autres informations lui permettant de quantifier la valeur de transit sur ces lignes. En conséquence, la première formation a conclu qu’HQT ne pouvait planifier son réseau en fonction de données découlant de contrats d’approvisionnement dont elle ignorait le contenu⁸⁹.

⁸⁷ Pièce A-6-2, NS, 16 novembre 2010, volume 2, page 233.

⁸⁸ Paragraphe 285 de la Décision.

⁸⁹ Paragraphe 289 de la Décision.

[149] Également, la première formation a retenu le fait que la méthode suivie par le Transporteur respectait le principe adopté lors de l'ouverture des marchés ou des réseaux de transport d'électricité, soit que cette ouverture ne devait pas limiter les droits d'approvisionnement des clients de la charge locale ni limiter les flux historiques d'électricité servant à cette fin⁹⁰.

[150] Sur la base de la preuve administrée devant elle et des règles applicables en la matière, la première formation a conclu qu'HQT s'était conformée aux Tarifs et conditions en calculant l'ATC sur la base des flux électriques historiques en provenance de la Centrale CF⁹¹.

[151] Après examen du raisonnement sur lequel s'est basée la première formation pour en arriver à cette conclusion, la Régie, en révision, est d'avis qu'aucune erreur de nature à invalider la Décision n'a été commise. Cette conclusion de la première formation en ce qui a trait à l'utilisation des flux électriques historiques pour calculer l'ATC est raisonnable, conforme aux Tarifs et conditions, c'est-à-dire dans le cas sous étude, conforme aux lignes directrices et aux pratiques de l'industrie et supportée par la preuve⁹². Cette preuve a démontré que le Transporteur respectait les lignes directrices et les principes de l'industrie en utilisant les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour calculer l'ATC.

[152] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet des données utilisées par le Transporteur pour calculer l'ATC.

7.3.1 CONNAISSANCE DES MODALITÉS DES CONTRATS ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CF(L)Co⁹³

[153] Selon NLH, la première formation a commis une erreur déterminante en concluant à tort qu'HQT n'avait pas connaissance des contrats entre CF(L)Co et Hydro-Québec lors du dépôt de la Première demande et en affirmant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour déterminer l'ATC.

⁹⁰ Paragraphe 290 de la Décision.

⁹¹ Paragraphe 291 de la Décision.

⁹² Paragraphes 283 à 290 de la Décision.

⁹³ Paragraphes 146 à 163 de la demande en révision de NLH.

[154] Lors de sa plaidoirie en révision, NLH rappelle l'obligation d'information qu'HQT devait respecter en 1997 en vertu de l'article 30.7 des Tarifs et conditions. Selon cette disposition, HQT devait procéder aux vérifications appropriées et ainsi prendre connaissance du *Power Contract*. NLH rappelle que cette obligation existe afin de respecter le principe de non-discrimination et qu'elle se retrouve maintenant à la partie IV des Tarifs et conditions (articles 37.1 et 38.8). Selon NLH, en vertu de ces articles, HQT est tenue de demander à HQD de lui remettre le contrat entre CF(L)Co et Hydro-Québec pour valider son besoin de capacité de transport⁹⁴. Elle ajoute qu'HQT ne peut pas plaider aujourd'hui qu'elle ne le savait pas alors que le texte des Tarifs et conditions précise qu'elle devait demander l'information⁹⁵.

[155] Pour NLH, reconnaître qu'HQT n'avait pas connaissance des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, revient à imposer une obligation additionnelle aux clients en réseau par rapport aux clients alimentant la charge locale, ce qui est discriminatoire. Elle rappelle que la FERC a reconnu l'exigence de traitement équitable des clients du réseau intégré et des clients de la charge locale à l'article 28.2 de son tarif pro-forma. Ainsi, selon NLH, en considérant que les données utilisées par le Transporteur étaient acceptables pour calculer l'ATC, la première formation a admis le traitement discriminatoire effectué par HQT et ainsi entravé l'accès au réseau⁹⁶.

[156] Finalement, NLH précise que la première formation a rendu une décision contraire à la décision D-2002-286 rendue par la Régie. Selon NLH, en tenant compte de cette décision, la Centrale CF ne peut être une ressource désignée, c'est plutôt le *Power Contract* de 1969 qui devrait être la ressource désignée. Par conséquent, l'ATC sur le chemin LAB-HQT devait refléter les engagements fermes prévus aux contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co⁹⁷.

[157] Le Transporteur précise, lors de sa plaidoirie en révision, que NLH demande à la Régie d'interpréter la partie IV des Tarifs et conditions comme si elle comportait une disposition identique à l'article 30.7 qui se trouve à la partie III. NLH propose ainsi que l'article 38.8 des Tarifs et conditions impose une restriction à la désignation des ressources du Distributeur identique à celle prévue à l'article 30.7⁹⁸. C'est en adoptant

⁹⁴ Paragraphe 95 de la demande en révision de NLH.

⁹⁵ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 114 à 128.

⁹⁶ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 114 à 128.

⁹⁷ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, pages 129 à 133.

⁹⁸ Pièce C-1-7 HQT, Réplique (plainte P-110-1565), paragraphes 3 et 4.

une telle interprétation que NLH conclut que le Distributeur contrevient aux Tarifs et conditions en ne fournissant pas une copie des contrats.

[158] Selon le Transporteur, cette conclusion de NLH est erronée pour deux motifs. Premièrement, l'article 30.7 des Tarifs et conditions ne requiert pas du client en réseau intégré qu'il fournisse une copie des contrats en toutes circonstances⁹⁹. Deuxièmement, l'article 30.7 des Tarifs et conditions ne s'applique pas au Distributeur et NLH tente d'occulter les distinctions claires entre les articles 30 et 38 des Tarifs et conditions. Le Transporteur ajoute que c'est à dessein que la Régie n'a pas repris, à l'article 38.8 des Tarifs et conditions, les mêmes restrictions que celles prévues à l'article 30.7¹⁰⁰.

[159] Le Transporteur précise également que l'expert Hanser a établi en preuve devant la première formation que la pratique du Transporteur n'est pas et ne doit pas être d'interpréter les contrats d'approvisionnement liant leurs clients à des tiers¹⁰¹. Aussi, le Transporteur indiquait dans son argumentation : « *Ainsi, ce n'est pas parce qu'HQT serait au fait de l'existence d'un contrat qu'elle serait tenue ou fondée d'en prendre connaissance aux fins de l'application des Tarifs et conditions*¹⁰² ».

[160] La première formation a mentionné au paragraphe 260 de la Décision que les arguments de NLH fondés sur le *Power Contract* n'étaient pas pertinents à l'application de la partie IV des Tarifs et conditions. Elle a ajouté qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, mais devait plutôt connaître la puissance et l'énergie transportées sur les Lignes de CF aux fins de l'alimentation de la charge locale.

[161] En ce qui a trait à la détermination de l'ATC, la première formation a indiqué :

« [285] La Régie n'a pas à se prononcer sur la nature des obligations de CF(L)Co au *Power Contract* et au contrat GWAC (conditionnelles, suspensives, etc.) mais doit plutôt tenir compte de ce qui est à la connaissance d'HQT, c'est-à-dire les quantités d'énergie livrées à Hydro-Québec à partir de la Centrale CF et qui transitent sur le réseau. [...] ».

⁹⁹ Pièce C-1-7 HQT, Réplique, plainte P-110-1565, paragraphes 6, 13 à 18.

¹⁰⁰ Pièce C-1-7 HQT, Réplique, plainte P-110-1565, paragraphes 7 à 12.

¹⁰¹ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 65.

¹⁰² Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 206.

[162] Elle ajoute :

« [289] En fait et dans le cours normal des affaires, HQT ne dispose d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour déterminer l'ETC. HQT n'a pas accès à d'autres informations lui permettant de quantifier la valeur du transit sur ces lignes. Il va de soi qu'HQT ne peut planifier son réseau en fonction de données découlant de contrats d'approvisionnement dont elle ignore le contenu. » [notes de bas de page omises]

[163] Tout d'abord, la Régie, en révision, observe que le constat de la première formation selon lequel HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour déterminer l'ATC était appuyée par le témoignage non contredit de monsieur Christian Deguire d'HQT. Ce dernier a déclaré qu'il n'avait pas connaissance des contrats d'achat d'électricité qui pouvaient exister¹⁰³. Ainsi, en faisant ce constat, la première formation n'a commis aucune erreur.

[164] Ensuite, la Régie, en révision, considère que la première formation a adopté une interprétation soutenable des dispositions applicables de la partie IV des Tarifs et conditions en reconnaissant que le Transporteur n'avait pas à être au fait des modalités des contrats d'approvisionnement entre Hydro-Québec et CF(L)Co.

[165] En ne retenant pas l'interprétation proposée par NLH, la première formation n'a commis aucune erreur, compte tenu du fait que l'article 30.7 des Tarifs et conditions, invoqué par NLH, ne s'applique pas au Distributeur. Cet article, qui fait partie de la partie III des Tarifs et conditions, prévoit certaines restrictions relatives à la désignation des ressources en réseau intégré. C'est l'article 38.8 des Tarifs et conditions qui s'applique à l'alimentation de la charge locale¹⁰⁴. Cet article n'impose pas de restrictions à la désignation des ressources du Distributeur identiques à celles prévues à l'article 30.7. En effet, le libellé de ces deux articles est distinct. Il est donc inexact de conclure, comme le fait NLH, qu'on retrouve à l'article 38.8 des Tarifs et conditions les mêmes restrictions que celles que l'on retrouve à l'article 30.7.

¹⁰³ Paragraphe 289 de la Décision.

¹⁰⁴ La partie IV des Tarifs et conditions porte spécifiquement sur les conditions de desserte de la charge locale au Québec.

[166] Par ailleurs, de l'avis de la présente formation, même si le Transporteur avait eu connaissance des contrats d'approvisionnement en 1997, la première formation ne pouvait présumer qu'il connaissait, le 19 janvier 2006, soit lors de l'analyse de la Première demande, la nature ou l'étendue des droits contractuels existants en vertu de ces contrats, tels qu'ils auraient pu évoluer dans le temps depuis 1997.

[167] Également, considérant les motifs énoncés à la section 7.1 de la présente décision, la première formation n'a pas commis d'erreur lorsqu'elle a conclu que la Centrale CF est une ressource désignée du Distributeur. Ainsi, l'argument de NLH voulant que ce soit le *Power Contract* de 1969 qui pouvait être une ressource désignée et non la Centrale CF et, qu'en conséquence, l'ATC sur le chemin LAB-HQT devait refléter les engagements fermes prévus aux contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co, n'est pas retenu.

[168] Par conséquent, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur en reconnaissant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les lignes pour calculer l'ATC et en concluant qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co. Cette décision de la première formation est soutenable, supportée par la preuve¹⁰⁵ et conforme aux Tarifs et conditions.

7.3.2 LIVRAISONS FERMES ET NON FERMES EN PROVENANCE DE LA CENTRALE CF¹⁰⁶

[169] NLH est d'avis que la première formation a commis une erreur déterminante en ignorant la règle consacrée à l'article 38.1 des Tarifs et conditions lorsqu'elle affirmait que la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF n'était pas pertinente pour calculer l'ATC.

[170] Selon NLH, compte tenu qu'en vertu de l'article 38.1 des Tarifs et conditions une ressource désignée doit servir à alimenter la charge locale sur une base non interruptible, HQT a l'obligation de faire la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF.

¹⁰⁵ Paragraphes 285 et 289 de la Décision.

¹⁰⁶ Paragraphes 164 à 170 de la demande en révision de NLH.

[171] Selon NLH, l'énergie livrée en vertu des contrats *Power Contract* et GWAC ne peut être considérée comme de l'énergie ou de la capacité ferme mise à la disposition d'Hydro-Québec. À ce sujet, elle précise lors de sa plaidoirie que :

« [...] les contrats et centrales pouvant être désignées doivent pouvoir servir à alimenter la charge locale sur une base ferme ou non interruptible. C'est fondamental, c'est dans l'architecture du texte des Tarifs et conditions qui est un règlement tarifaire, c'est mandatoire, c'est obligatoire. Et la fermeté et la non interruptibilité est un principe sous-jacent fondamental. Or, la Régie a délibérément décidé de ne pas en tenir compte¹⁰⁷ ».

[172] NLH reconnaît qu'Hydro-Québec bénéficie, en vertu du *Power Contract*, de droits fermes à hauteur de 4 082 MW, après avoir déduit la charge locale du Labrador et l'option visant le *recall* d'un maximum de 300 MW au bénéfice de CF(L)Co pour consommation à l'extérieur du Québec¹⁰⁸.

[173] Selon la Régie, en révision, pour être en mesure de faire la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF, il faut non seulement avoir connaissance des contrats d'approvisionnement entre Hydro-Québec et CF(L)Co, mais il faut également les interpréter. Or, tel que mentionné précédemment, la première formation n'a pas commis d'erreur en concluant qu'HQT n'avait pas à être au fait des modalités des contrats entre Hydro-Québec et CF(L)Co et en affirmant qu'HQT ne disposait d'aucune autre information que les flux historiques réels mesurés sur les Lignes de CF pour déterminer l'ATC.

[174] De l'avis de la présente formation, l'article 38.1 des Tarifs et conditions vise, entre autres, à exclure des ressources désignées toutes ressources ou parties de ressources qui ne peuvent pas alimenter la charge locale sur une base non interruptible. Pour déterminer le caractère non interruptible des livraisons en provenance d'une ressource désignée, il n'y a pas qu'un seul moyen, soit celui relatif à l'interprétation des contrats d'approvisionnement. Ce caractère non interruptible des livraisons peut être établi sur la base des flux historiques. Tel que mentionné par HQT dans son plan d'argumentation, l'expert Hanser a démontré que les données de transmission en provenance de la

¹⁰⁷ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, page 41.

¹⁰⁸ Pièce A-6-1, NS, 15 novembre 2010, volume 1, pages 49 à 54.

Centrale CF depuis 25 ans étaient le meilleur indicateur du caractère non interruptible des livraisons effectuées à partir de la Centrale CF¹⁰⁹.

[175] Par conséquent, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a pas commis d'erreur en affirmant que la distinction entre livraisons annuelles fermes et non fermes en provenance de la Centrale CF n'était pas pertinente aux fins du calcul de l'ATC.

7.3.3 NOTION DE RESSOURCE *OFF SYSTEM*¹¹⁰

[176] Selon NLH, compte tenu du fait que la Centrale CF est une ressource *off system*, l'achat d'électricité d'une telle ressource nécessite la transmission de renseignements sur les ententes de transport fermes pour l'importation dans le réseau HQT en vertu de l'article 37.1 (iii) des Tarifs et conditions. Elle rappelle que conformément à l'article 38.1 des Tarifs et conditions, une ressource doit être disponible sur une base non interruptible. Par conséquent, la fermeté des droits de production et de capacité de transport est une question contractuelle. Les flux historiques ne peuvent pas ainsi constituer une base appropriée pour déterminer l'approvisionnement de la charge locale.

[177] La Régie, en révision, ne peut retenir cet argument pour les motifs précédemment invoqués et compte tenu que la première formation n'a pas commis d'erreur en reconnaissant notamment, sur la base du témoignage de monsieur Rioux d'HQT, que la Centrale CF est considérée *on system* et en concluant que le Transporteur contrôle les mouvements d'énergie en provenance de la Centrale CF¹¹¹.

[178] En conclusion, considérant l'ensemble de ces motifs, la Régie, en révision, juge non fondés les arguments soumis par NLH relatifs au calcul de l'ATC et ne retient donc pas ce troisième moyen de révision.

¹⁰⁹ Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1565, paragraphe 64; pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 13, Rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, *Attachment E*.

¹¹⁰ Paragraphes 171 à 173 de la demande en révision de NLH.

¹¹¹ Paragraphes 68 à 84 de la présente décision.

7.4 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : L'ÉTUDE D'IMPACT SUR LE RÉSEAU EST COMPLÈTE SUIVANT L'ARTICLE 19.3 DES TARIFS ET CONDITIONS¹¹²

[179] Cet enjeu porte sur l'application des articles 1.21 et 19.3 des Tarifs et conditions ainsi que sur l'application de l'Appendice D.

[180] NLH est d'avis que la première formation a conclu à tort, au paragraphe 391 de la Décision, que l'étude d'impact sur le réseau a été complétée par la remise du dernier rapport le 11 décembre 2007 et que cette étude a donc été réalisée conformément aux dispositions des Tarifs et conditions.

[181] Également, selon NLH, la première formation a conclu à tort, au paragraphe 404 de sa Décision, que NLH n'avait pas satisfait aux exigences de l'article 19.3 des Tarifs et conditions par sa lettre du 24 janvier 2008 et que la demande de NLH n'était plus une demande complète, compte tenu de l'expiration du délai de 45 jours.

[182] Voici, en résumé, selon NLH, les erreurs commises par la première formation à ce sujet :

- elle a conclu que l'étude d'impact était complète malgré l'absence d'éléments déterminants qui auraient permis à NLH de prendre une décision éclairée concernant l'étude d'avant-projet, soit qu'HQT a omis d'envisager la conversion des interconnexions AC existantes en interconnexions DC ou l'augmentation de la capacité d'interconnexion HVDC (*High Voltage Direct Current*) de 1250 MW vers l'Ontario et n'a pas considéré la possibilité d'utiliser le chemin HQT-LAW. Qui plus est, HQT n'a fourni que le 18 janvier 2008 une copie des documents de travail afférents à l'étude d'impact et n'a pas considéré que la plainte portant sur l'évaluation de l'ATC était encore pendante;
- elle a interprété incorrectement le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions et de ce fait résilié à tort la demande de service 101, puisque NLH a indiqué le 24 janvier 2008 son intention de conclure une convention d'avant-projet;
- elle a rendu inutile la procédure de plainte prévue à la Loi;

¹¹² Paragraphes 176 à 253 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1597.

- elle a imposé une obligation supplémentaire à NLH, au-delà de ce qui était prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions et ainsi outrepassé sa compétence en reconnaissant l'obligation de NLH de fournir les informations demandées par HQT comme condition préalable pour passer à l'étape suivante.

OPINION DE LA RÉGIE

[183] Le raisonnement suivi par la première formation relativement à cet enjeu se retrouve à la section 7.4 de la Décision. Elle précise que la plainte de NLH à ce sujet soulevait deux principales questions :

- L'étude d'impact de la demande de service de NLH a-t-elle été faite conformément aux Tarifs et Conditions?
- Est-ce que le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions a été appliqué correctement?

[184] Après avoir exposé le cadre réglementaire applicable, la première formation a précisé que, pour conclure que le contenu d'une étude d'impact sur le réseau de transport ne satisfaisait pas aux normes réglementaires et techniques prévues, il fallait une preuve technique prépondérante¹¹³. À ce sujet, elle mentionnait que NLH n'avait pas fait entendre d'expert pour traiter de ces questions techniques et contredire le témoin du Transporteur¹¹⁴.

[185] Pour déterminer si l'étude d'impact de la demande de service de NLH a été faite conformément aux Tarifs et conditions, la première formation a tenu compte notamment des éléments de preuve suivants¹¹⁵ :

- la demande de service formulée par NLH à HQT le 19 janvier 2006, qui décrivait les cinq options spécifiques de livraisons d'énergie en provenance des futures centrales du Bas-Churchill à des niveaux de puissance précis pour le Québec, l'Ontario, la Nouvelle-Angleterre, le Nouveau-Brunswick et New York, ainsi que le choix d'un lien HVDC pour les livraisons en Ontario pour chacune des cinq options;

¹¹³ Paragraphes 373 et 374 de la Décision.

¹¹⁴ Paragraphe 386 de la Décision.

¹¹⁵ Paragraphes 380 à 390 de la Décision.

- la convention d'étude d'impact signée le 7 mars 2006 indiquant ce sur quoi les parties s'étaient entendues au départ;
- la preuve documentaire et testimoniale sur la façon dont l'étude d'impact avait été effectuée :
 - la lettre d'HQT à NLH du 2 juin 2006,
 - les témoignages de messieurs Deguire et Clermont d'HQT qui ont notamment abordé la question de l'interconnexion de type DC,
 - la lettre d'HQT à NLH datée du 27 février 2006,
 - les rapports d'étude d'impact,
 - le témoignage de monsieur Deguire d'HQT qui a expliqué la façon dont l'étude d'impact avait été faite et qui a confirmé que la méthode suivie était celle utilisée par tous les ingénieurs,
 - le Rapport préliminaire d'étude d'impact Scénario 1.

[186] En tenant compte des normes réglementaires et techniques applicables, de l'analyse des documents et lettres produits en preuve, des témoignages de messieurs Deguire et Clermont d'HQT, qu'elle a jugés probants, et de l'absence de preuve technique au soutien des allégations de NLH, la première formation a conclu que l'étude d'impact sur le réseau, complétée par la remise du dernier rapport le 11 décembre 2007, était une étude d'impact réalisée conformément aux dispositions des Tarifs et conditions.

[187] La première formation a reconnu qu'HQT avait l'obligation d'effectuer l'étude d'impact conformément aux éléments essentiels prévus aux Tarifs et conditions ainsi qu'aux demandes spécifiques de NLH. Ces demandes spécifiques avaient été formulées dans la demande de service initiale de NLH, la convention d'étude d'impact et les correspondances entre les parties, notamment en ce qui a trait au choix d'une interconnexion de type DC pour les livraisons vers l'Ontario.

[188] Tout d'abord, la Régie, en révision, note que la première formation a présenté de façon exhaustive les arguments de NLH et d'HQT¹¹⁶ et établi que pour déterminer si HQT s'était conformée aux Tarifs et conditions, il était nécessaire de produire une preuve technique prépondérante, considérant les normes réglementaires et techniques prévues à l'Appendice D. Ce premier constat de la première formation est soutenable et défendable,

¹¹⁶ Paragraphes 292 à 367 de la Décision.

compte tenu de la nature des normes prévues à l'Appendice D dont l'application par HQT met en cause des questions hautement techniques.

[189] Ensuite, la Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision lorsqu'elle a conclu qu'HQT a réalisé l'étude d'impact conformément aux dispositions des Tarifs et conditions¹¹⁷. Cette conclusion est défendable et supportée par la preuve administrée devant la première formation, dont, notamment, la seule preuve au dossier non contredite¹¹⁸ qui a établi que l'étude d'impact de la Première demande a été réalisée conformément aux Tarifs et conditions. Cette conclusion est également conforme aux dispositions des Tarifs et conditions.

[190] La Régie, en révision, examine maintenant l'ensemble des motifs invoqués par NLH au sujet de l'étude d'impact.

7.4.1 QUALIFICATION DE L'ÉTUDE D'IMPACT¹¹⁹

[191] Selon NLH, l'étude d'impact est incomplète parce qu'HQT n'a pas envisagé la conversion des corridors AC existants en corridors DC, l'augmentation de la capacité de 1250 MW, la possibilité d'utiliser le chemin HQT-LAW entre le Québec et l'Ontario ni toutes les options d'ajouts au réseau.

[192] À ce sujet, la Régie, en révision, constate que la première formation n'a commis aucune erreur en jugeant qu'HQT était fondée de limiter son étude d'impact aux interconnexions de type DC avec l'Ontario, considérant, notamment, les spécifications explicites de NLH contenues à la Première demande, à la convention d'étude d'impact et aux correspondances entre les parties. Ces documents précisaient que l'étude devait porter sur une nouvelle interconnexion HVDC vers l'Ontario.

¹¹⁷ Voir notamment le contenu des paragraphes 389 et 390 de la Décision où la première formation démontrait, à titre d'exemple, que le contenu du Rapport préliminaire d'étude d'impact Scénario 1 contenait les éléments essentiels prévus aux Tarifs et conditions.

¹¹⁸ Paragraphe 386 de la Décision.

¹¹⁹ Paragraphes 186 à 195 de la demande en révision de NLH.

[193] Par ailleurs, cette conclusion de la première formation est soutenable et défendable, considérant le libellé de l'article 19.3 des Tarifs et conditions :

« [19.3] Procédures d'étude d'impact sur le réseau : Dès la réception d'une convention d'étude d'impact sur le réseau signée et des données techniques requises, le Transporteur agira avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client. L'étude d'impact sur le réseau doit identifier toutes les limitations du réseau et les options concernant une nouvelle répartition ou les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau. [...] ». [nous soulignons]

[194] En vertu de cet article, HQT n'est pas tenue d'identifier toutes les options d'ajouts au réseau. Elle est plutôt tenue d'identifier « [...] *les ajouts au réseau requis afin de fournir le service exigé, ainsi que le coût estimé et l'échéancier des ajouts au réseau.* [...] ». Ainsi, en se référant au service demandé par NLH, tel que précisé dans la Première demande et la convention d'étude d'impact, pour déterminer si HQT a respecté ses obligations en vertu du texte des Tarifs et conditions, la première formation a interprété correctement le texte des Tarifs et conditions.

[195] En ce qui a trait à la lettre du 2 juin 2006, la première formation n'a commis aucune erreur en considérant que cette lettre ne précisait pas que tous les chemins seraient examinés par HQT mais qu'elle faisait référence à la Première demande en précisant une interconnexion HVDC¹²⁰ pour les livraisons vers l'Ontario. En effet, cette lettre précisait : « *Your request for a maximum of 1,422 MW HVDC transmission service to Ontario can be potentially served through a number of possible paths, existing or future. Hydro-Québec TransÉnergie will study with the party that NLH will identify (Hydro-One) all direct paths between Québec and Ontario [...].* » [nous soulignons]

[196] De plus, la première formation a considéré les témoignages des ingénieurs Deguire et Clermont relativement à cette question de l'interconnexion de type DC, dont l'explication suivante : « *vu l'ampleur de l'étude et des coûts pour le client, HQT concentre l'étude d'impact sur ce qui est demandé pour le service exigé, à savoir dans ce cas, une interconnexion DC, et non n'importe quelle hypothèse*¹²¹. »

¹²⁰ Paragraphe 380 de la Décision.

¹²¹ Paragraphe 381 de la Décision.

[197] Par ailleurs, la première formation n'a pas omis de se prononcer sur le fait que l'utilisation de l'interconnexion HQT-LAW pour les livraisons vers l'Ontario n'avait pas été prise en considération dans le cadre de l'étude d'impact. En décidant qu'HQT n'avait pas à examiner la possibilité d'utiliser des interconnexions de type AC, elle s'est prononcée sur cette question, puisque le chemin HQT-LAW est une interconnexion de type AC¹²².

[198] Sur la question de l'augmentation de la capacité de l'interconnexion HVDC de 1 250 MW, la preuve soumise à la première formation était que cette hypothèse n'était tout simplement pas envisageable, puisque l'étude effectuée par Hydro One en Ontario concluait à la nécessité de construire une nouvelle interconnexion avec un convertisseur DC¹²³.

[199] Finalement, cette conclusion de la première formation est basée sur la seule preuve qui avait été administrée devant elle et qui a notamment démontré « *qu'HQT a agi sur la base de cette exigence de NLH lors de la réalisation de l'étude d'impact, conformément à ses critères de conception et aux caractéristiques de l'Interconnexion Québec*¹²⁴ ». La Régie, en révision, rappelle que NLH n'a pas fait entendre d'expert pour contredire les témoins du Transporteur sur la réalisation de l'étude d'impact¹²⁵.

[200] Considérant tous ces motifs, la présente formation est d'avis que la première formation n'a commis aucune erreur de nature à invalider la Décision en concluant qu'HQT n'était pas tenue d'étudier les interconnexions de type AC ni toutes les options d'ajouts au réseau lors de la réalisation de l'étude d'impact. Cette conclusion est défendable, supportée par la preuve¹²⁶ et conforme aux dispositions des Tarifs et conditions.

¹²² Paragraphes 349 et 383 de la Décision; pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1597, paragraphes 85 à 87.

¹²³ Paragraphe 351 de la Décision.

¹²⁴ Paragraphe 381 de la Décision.

¹²⁵ Paragraphe 386 de la Décision.

¹²⁶ Paragraphes 380 à 382 de la Décision.

7.4.2 REMISE DES DOCUMENTS DE TRAVAIL AFFÉRENTS À L'ÉTUDE D'IMPACT¹²⁷

[201] À ce sujet, NLH plaide que l'étude d'impact sur le réseau n'était pas complète en date du 11 décembre 2007, puisque les documents de travail n'avaient pas été remis à NLH. Ces documents de travail ont plutôt été remis le 18 janvier 2008 à NLH. Comme la première formation ne s'est pas prononcée sur cet élément de preuve, elle a commis une erreur déterminante.

[202] La Régie en révision note que la première formation a fait mention dans sa Décision de cet argument de NLH à deux reprises, aux paragraphes 330 et 362, mais qu'elle ne l'a pas retenu, en concluant que l'étude d'impact était complète le 11 décembre 2007.

[203] Au paragraphe 392, la première formation a cité l'extrait suivant de l'article 19.3 des Tarifs et conditions :

« [...] pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit [...] confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles. »

[204] Elle a précisé au paragraphe suivant : *« Le 11 décembre 2007, HQT a transmis à NLH le dernier rapport constituant l'étude d'impact de la première demande. Cette étude est jugée conforme aux dispositions des Tarifs et conditions comme mentionné plus haut ».*

[205] La présente formation constate que le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions commence à courir à compter de la « réception de l'étude d'impact sur le réseau » et non à compter de la réception des documents de travail afférents. Ce que l'article 19.3 des Tarifs et conditions prévoit c'est qu'une copie de ces documents de travail doit être mise à la disposition du client admissible.

¹²⁷ Paragraphes 203 à 211 de la demande en révision de NLH.

[206] Par conséquent, en concluant que la demande a été complétée le 11 décembre 2007 par le dépôt du dernier rapport constituant l'étude d'impact, la première formation n'a commis aucune erreur. Cette conclusion est soutenable et conforme aux Tarifs et conditions.

7.4.3 PROCÉDURE DE PLAINTE ET DÉLAI DE 45 JOURS PRÉVU À L'ARTICLE 19.3 DES TARIFS ET CONDITIONS¹²⁸

[207] NLH est d'avis que l'ATC est un enjeu déterminant de l'étude d'impact sur le réseau et que cette étude ne pouvait être déclarée complète par HQT tant et aussi longtemps que cette question était assujettie à la procédure de plainte. NLH plaide également que le dépôt d'une plainte en justice interrompt le délai de prescription [article 2892 du Code civil du Québec (C.c.Q.)] et qu'un délai doit être prolongé lorsqu'il est impossible pour un créancier d'agir dans le délai imparti. Elle précise que :

« Bien que HQT ne soit pas un “tribunal”, la plainte du 24 janvier 2008 constitue néanmoins une “demande en justice”, car elle se rapporte à une étape préliminaire obligatoire avant le dépôt d'une plainte auprès de la Régie : il s'agit de la première étape du processus de résolution de conflit prévu par le législateur au chapitre VII de la Loi¹²⁹. »

[208] La première formation n'a pas retenu ces arguments de NLH, en précisant d'abord qu'acquiescer à cette demande équivaldrait à changer les termes de l'article 19.3 des Tarifs et conditions en étendant ce délai, ce que la Régie ne peut faire lors de l'examen d'une plainte, et que cette demande viendrait porter atteinte aux autres demandes de service prenant rang après la Première demande, et ce, pour une période indéfinie¹³⁰.

¹²⁸ Paragraphes 214 à 231 de la demande en révision de NLH.

¹²⁹ Paragraphe 220 de la demande en révision de NLH, traduit par la Régie.

¹³⁰ Paragraphes 402 et 403 de la Décision.

[209] La Régie, en révision, est d'avis que la première formation n'a pas commis d'erreur en ne retenant pas les arguments de NLH à cet égard. Le délai prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions est un délai de nature contractuelle et non un délai de prescription. De plus, ce délai est de rigueur considérant les termes utilisés à cet article :

« [...] pour qu'une demande demeure une demande complète, dans les quarante-cinq (45) jours de la réception de l'étude d'impact sur le réseau, le client admissible doit soit signer une convention de service, soit confirmer son intention de signer une convention d'avant-projet dans les meilleurs délais possibles [...], sous peine de voir la demande réputée résiliée et retirée ». [nous soulignons]

[210] La conclusion de la première formation quant à l'impact de la plainte P-110-1565 sur le délai de 45 jours prévu à l'article 19.3 des Tarifs et conditions n'est affectée d'aucune erreur de nature à invalider la Décision. Cette conclusion est soutenable et défendable en regard du droit applicable.

7.4.4 DEMANDES DU TRANSPORTEUR MENTIONNÉES DANS SA LETTRE DU 11 DÉCEMBRE 2007¹³¹

[211] Selon NLH, la première formation, en reconnaissant que NLH aurait dû transmettre à HQT les renseignements demandés le 11 décembre 2007 dans le délai de 45 jours, a modifié le texte des Tarifs et conditions et rendu une décision outrepassant sa compétence. Les conditions préalables imposées à NLH par la première formation ne sont pas prévues dans le texte des Tarifs et conditions. NLH ajoute qu'elle avait rempli son obligation en vertu de l'article 19.3 des Tarifs et conditions en indiquant, dans sa lettre du 24 janvier 2008, son intention de conclure une convention d'avant-projet.

¹³¹ Paragraphes 232 à 250 de la demande en révision de NLH.

[212] Le Transporteur précise dans son argumentation, que l'expert Hanser, a confirmé qu'HQT était justifiée d'exiger que NLH lui fournisse ces informations¹³².

[213] Pour poursuivre l'étude d'avant-projet, il était notamment requis que NLH précise l'option choisie parmi les cinq indiquées dans la Première demande¹³³. À ce sujet, la première formation a indiqué au paragraphe 398 de la Décision que :

« Sur la question du choix de l'une des options de la Première demande, la Régie constate que cette question est demeurée confuse jusqu'à l'audience orale des plaintes. En effet, bien que NLH ait soumis dans son argumentation écrite et orale en chef avoir choisi l'option 5, dans sa réplique écrite et orale, NLH dit avoir choisi l'option 4. Une chose est claire, la lettre de NLH du 24 janvier 2008 ne fournit pas cette information demandée par HQT dans sa lettre du 11 décembre 2007. » [notes de bas de page sont omises]

[214] Elle a ajouté au paragraphe 399 de la Décision, que les informations demandées par HQT dans sa lettre du 11 décembre 2007 découlaient des obligations des clients du service de transport en vertu de l'article 17.2 des Tarifs et conditions prévoyant, notamment :

« [qu'u]ne demande complète doit fournir [...] la localisation du(des) point(s) de réception et du(des) point(s) de livraison et l'identité des fournisseurs et des receveurs [...] la localisation de la charge desservie ultimement par la puissance et l'énergie transportées [...] une description des caractéristiques de livraison de la puissance et de l'énergie devant être livrées [...] une estimation de la puissance et de l'énergie devant être livrées au receveur [...] la capacité de transport requise pour chaque point de réception et chaque point de livraison sur le réseau de transport du Transporteur[...]. »

¹³² Pièce C-1-4 HQT, Plan d'argumentation, plainte P-110-1597, paragraphe 142; pièce C-1-5 HQT, Compendium des extraits pertinents de la preuve, volume 1 de 2, onglet 13, Rapport de P.Q. Hanser, décembre 2008, paragraphe 85.

¹³³ Paragraphe 397 de la Décision.

[215] En concluant que NLH, par sa lettre du 24 janvier 2008, n'avait pas satisfait aux exigences des Tarifs et conditions et que la Première demande de NLH ne pouvait, au-delà du délai de 45 jours venant à échéance le 25 janvier 2008, demeurer une demande complète en sens des Tarifs et conditions, la première formation n'a commis aucune erreur. Cette conclusion est défendable, supportée par la preuve¹³⁴ et conforme aux dispositions des Tarifs et conditions. En vertu des règles applicables, NLH devait d'abord répondre aux demandes d'HQT avant qu'une convention d'avant-projet puisse être conclue.

[216] La Régie, en révision, constate que les informations demandées à NLH par le Transporteur, dans sa lettre du 11 décembre 2007, sont spécifiquement prévues à l'article 17.2 des Tarifs et conditions. Par conséquent, la première formation n'a pas outrepassé sa compétence en reconnaissant que, pour signer une convention d'avant-projet, NLH devait d'abord répondre à ces demandes d'HQT. Entre autres, NLH devait confirmer certaines informations sur le choix de l'option retenue, sur l'interconnexion avec l'Ontario et fournir d'autres données relatives aux livraisons au Québec¹³⁵. D'ailleurs, tel que mentionné dans la Décision, non seulement NLH n'a pas précisé le choix de l'option retenue dans sa lettre du 24 janvier 2008, mais ce choix est demeuré confus jusqu'à la toute fin de la réplique de NLH lors de l'audience orale des plaintes¹³⁶.

[217] Pour ces motifs, la Régie, en révision, juge non fondés les motifs invoqués par NLH sur ces questions et ne retient pas ce quatrième moyen de révision.

¹³⁴ Paragraphes 397 à 400 de la Décision.

¹³⁵ Paragraphe 397 de la Décision.

¹³⁶ Paragraphe 398 de la Décision.

7.5 ERREUR DE DROIT ET DE FAIT : NLH A PRÉSENTÉ UNE NOUVELLE DEMANDE DE SERVICE ET NON UNE DEMANDE RELATIVE À UN SERVICE PROVISOIRE OU PARTIEL¹³⁷

[218] Cet argument porte sur l'application de l'article 19.7 des Tarifs qui se lit comme suit :

« [19.7] Service provisoire partiel : Si le Transporteur établit qu'il n'aura pas la capacité de transport adéquate pour fournir la quantité entière de la demande complète d'un service de transport de point à point, le Transporteur a néanmoins l'obligation d'offrir et de fournir la partie du service de transport de point à point demandé qu'il peut accepter sans ajouts au réseau et par une nouvelle répartition. Toutefois, le Transporteur ne saurait être tenu de fournir la quantité supplémentaire requise de service de transport de point à point qui exige des ajouts au réseau de transport tant que ceux-ci n'auront pas été mis en service. »

[219] NLH est d'avis que la première formation a interprété incorrectement la lettre du 24 janvier 2008, en statuant à tort que cette lettre constituait une nouvelle demande de service. Elle a ainsi jugé à tort qu'il ne s'agissait pas d'une demande relative à un service provisoire partiel au sens de l'article 19.7 des Tarifs et conditions.

OPINION DE LA RÉGIE

[220] La première formation s'est notamment appuyée sur les faits suivants pour reconnaître que la lettre du 24 janvier 2008 ne constituait pas une demande de service partiel au sens de l'article 19.7 des Tarifs et conditions, mais plutôt une nouvelle demande de service¹³⁸ :

- les cinq options de la Première demande ont été présentées et traitées par les parties comme cinq options de service de transport distinctes et en aucun temps, avant le 24 janvier 2008, il n'a été question pour HQT d'étudier d'autres options que celles qui étaient énumérées à la Première demande;
- la demande du 24 janvier 2008 constituait une nouvelle demande puisqu'elle recombinaient les segments de livraison des transactions de passage envisagées

¹³⁷ Paragraphes 254 à 273 de la demande en révision de NLH. Cette erreur alléguée par NLH est en lien avec la plainte P-110-1678.

¹³⁸ Paragraphes 489 à 492 et 494 de la Décision.

aux options 2, 3 et 4 et ne précisait pas la source de l'énergie à transporter ni la durée du service qui pourrait être de 20 ou 30 ans;

- faire droit à la demande de NLH équivaldrait à permettre des transits d'électricité alors que les impacts de ces transits étaient inconnus;
- comme cette demande ne constituait pas une demande de service provisoire partiel au sens de l'article 19.7 des Tarifs et conditions, c'est-à-dire une partie de la quantité entière de la demande complète d'un service de transport de point à point¹³⁹, elle aurait dû faire l'objet d'une nouvelle demande de service afin qu'une étude d'impact, au sens de l'article 19.3 des Tarifs et conditions, soit réalisée.

[221] De plus, la première formation s'est appuyée sur le fait que la nouvelle demande n'était pas « moindre et incluse », puisqu'elle portait sur un type de service de transport (exportation ou *wheel-out*) différent de celui demandé dans la Première demande (passage ou *wheel-through*)¹⁴⁰.

[222] La première formation s'est également appuyée sur les témoignages de l'ingénieur Deguire d'HQT et de l'expert Hanser qui ont mis en preuve le fait que la demande de NLH du 24 janvier 2008 constituait une nouvelle demande de service résultant d'une recombinaison d'options et non une demande de service partiel au sens de l'article 19.7 des Tarifs et conditions. Ces témoins ont également mis en preuve qu'avant de donner suite à la nouvelle demande de NLH, il fallait qu'elle fasse l'objet d'une étude d'impact au sens de l'article 19.3 des Tarifs et conditions¹⁴¹. Compte tenu de ce fait, la première formation a souligné avec justesse : « *Donner suite à une telle demande serait de la pure spéculation. La Régie ne peut évidemment s'aventurer sur une telle voie*¹⁴². »

¹³⁹ Extrait de l'article 19.7 des Tarifs et conditions.

¹⁴⁰ Paragraphe 490 de la Décision.

¹⁴¹ Paragraphes 491 et 493 de la Décision.

¹⁴² Paragraphe 494 de la Décision.

[223] La Régie, en révision, note que NLH n'a pas présenté devant la première formation de preuve d'expert pour contredire les témoins d'HQT sur la nature de la demande du 24 janvier 2008 (nouvelle demande ou demande de service partiel). Ainsi, la première formation n'a commis aucune erreur en s'appuyant sur la seule preuve de témoins ayant une expertise à l'égard des questions à caractère technique qu'elle devait trancher. Cette preuve a démontré que la demande du 24 janvier 2008 ne correspondait à aucune des cinq options demandées par NLH dans la Première demande.

[224] La Régie, en révision, est d'avis que la conclusion de la première formation, selon laquelle la demande du 24 janvier 2008 de NLH constituait une nouvelle demande de service et non une demande de service partiel, n'est affectée d'aucune erreur de nature à invalider la Décision. Cette conclusion est défendable, conforme aux dispositions applicables des Tarifs et conditions et appuyée par une preuve documentaire et testimoniale¹⁴³.

[225] Pour tous ces motifs, la Régie, en révision, juge non fondés les motifs invoqués par NLH sur ces questions et ne retient pas ce cinquième moyen de révision.

[226] En conclusion, la Décision n'est affectée d'aucun vice de fond de nature à l'invalider. Par conséquent, la Régie, en révision, est d'avis qu'elle doit être maintenue et que la demande de révision de NLH doit être rejetée.

¹⁴³ Paragraphes 489 à 494 de la Décision.

[227] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande en révision de la demanderesse en révision.

Louise Rozon
Régisseur

Gilles Boulianne
Régisseur

Lise Duquette
Régisseur

Newfoundland and Labrador Hydro représentée par M^e André Turmel;
Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité représentée par
M^e Éric Dunberry, M^e Marie-Christine Hivon et M^e Catherine Martel.

15

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-068

R-3699-2009

13 mai 2011

PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Michel Hardy

Louise Rozon

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle visant l'adoption des normes de fiabilité relativement au transport de l'électricité et l'approbation de documents connexes

Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle et Exploitation du Réseau dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption des normes de fiabilité et l'approbation des registres identifiant les entités et les installations visées par les normes et le Guide des sanctions

Intervenants.:

- Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c.¹ (ÉLL/EBM);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA).

¹ Par lettre en date du 14 février 2011 (pièce C-3-17), Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) informe la Régie de son changement de nom en celui d'Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (EBM). Conséquemment, toute référence à l'intervenante EBMI se fera sous sa nouvelle appellation EBM.

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	5
1. INTRODUCTION	7
2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE	9
2.1 CONTEXTE HISTORIQUE	9
2.2 CONTEXTE JURIDIQUE	10
3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH	13
3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR	13
3.2 RÉPONSE DE NLH	14
3.3 OPINION DE LA RÉGIE	15
4. NORMES DE FIABILITÉ	18
4.1 INTRODUCTION	18
4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ	19
4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ	25
4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES	29
4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ	34
5. REGISTRES	36
5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	36
5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ	38
5.3 OPINION DE LA RÉGIE	40
6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ	43
6.1 OPINION DE LA RÉGIE	44
7. MATRICES D'APPLICATION	45
7.1 OPINION DE LA RÉGIE	46
8. AUTRES CONSIDÉRATIONS	46
8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR	46
8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC	50
9. FRAIS INTÉRIMAIRES	53
DISPOSITIF	53
ANNEXE 1	59

LEXIQUE

FERC	Federal Energy Regulatory Commission : l'organisme de réglementation, entre autres, du transport inter-état de l'électricité aux Etats-Unis
IESO	Independent Electricity System Operator : l'entité indépendante, en Ontario, assumant, entre autres, le rôle de coordonnateur de la fiabilité pour cette province
NERC	North American Electric Reliability Corporation : l'organisation internationale de fiabilité pour l'Amérique du Nord
NPCC	Northeast Power Coordinating Council : l'organisation régionale de fiabilité pour les états de New York et de la Nouvelle-Angleterre aux États-Unis, et les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et du Québec au Canada

NORMES DE FIABILITÉ :

NORME BAL	Équilibrage des ressources et de la demande (<i>Resource and Demand Balancing</i>)
NORME CIP	Protection des infrastructures critiques (<i>Critical Infrastructure Protection</i>)
NORME COM	Communications (<i>Communications</i>)

NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence (<i>Emergency Preparedness and Operations</i>)
NORME FAC	Conception, raccordement et maintenance des installations (<i>Facilities Design, Connections, and Maintenance</i>)
NORME INT	Programmation et coordination des échanges (<i>Interchange Scheduling and Coordination</i>)
NORME IRO	Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion (<i>Interconnection Reliability Operations and Coordination</i>)
NORME MOD	Modélisation, données et analyse (<i>Modeling, Data, and Analysis</i>)
NORME NUC	Nucléaire (<i>Nuclear</i>)
NORME PER	Résultats, formation et compétence du personnel (<i>Personnel Performance, Training, and Qualifications</i>)
NORME PRC	Réglages et protections (<i>Protection and Control</i>)
NORME TOP	Exploitation du réseau de transport (<i>Transmission Operations</i>)
NORME TPL	Planification du transport (<i>Transmission Planning</i>)
NORME VAR	Tension et puissance réactive (<i>Voltage and Reactive</i>)

1. INTRODUCTION

[1] Le 2 juin 2009, la demanderesse, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCME), dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec² (le Coordonnateur), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) :

- d'adopter les normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (NERC) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 1;
- d'approuver le registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre des entités) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 4;
- d'approuver le registre des installations visées par les normes de fiabilité (le Registre des installations) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 5;
- d'approuver le guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité (le Guide des sanctions) qu'il dépose en versions française et anglaise dans un même document à la pièce HQCMÉ-2, document 9;
- de prendre acte du dépôt des matrices d'application des normes de fiabilité (les Matrices d'application) qu'il dépose en version française aux pièces HQCMÉ-2, documents 6 et 7 et en version anglaise aux pièces HQCMÉ-2, documents 6.1 et 7.1.

[2] À la fin de l'audience, le Coordonnateur amende les conclusions recherchées et y ajoute :

- d'approuver le glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) qu'il dépose à la pièce HQCMÉ-2, document 10.

[3] De plus, le Coordonnateur dépose, à titre d'information et en soutien à l'application des normes de fiabilité, le « Schéma d'exploitation - Réseau de transport principal et réseaux régionaux » (le Schéma d'exploitation).

² Le 29 juillet 2010, à la suite d'un changement organisationnel effectué à Hydro-Québec, la Régie modifie la désignation précédente du 14 août 2007 en désignant, dans sa décision D-2010-106, la nouvelle direction Contrôle et Exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (HQCER) comme Coordonnateur. En conséquence, toute référence à cette direction se fera sous sa nouvelle appellation HQCER.

[4] Il dépose également d'autres documents, dont un document portant sur l'évaluation de la pertinence et de l'impact des normes de fiabilité et la liste des entités susceptibles d'être soumises aux normes de fiabilité³.

[5] Le 22 septembre 2009, dans sa décision D-2009-121, la Régie accorde le statut d'intervenant à ÉLL/EBM, NLH et RTA, réserve sa décision sur une éventuelle audience orale et fixe l'échéancier pour le traitement du dossier.

[6] Le 23 juin 2010, OPG dépose une demande d'intervention. L'intervention est accueillie le 16 juillet 2010 par la décision D-2010-094.

[7] De plus, le dossier est caractérisé par plusieurs modifications à la preuve et l'introduction de nouvelles demandes des intervenants.

[8] À la suite de la réception des mémoires des intervenants ainsi que de leurs commentaires sur la tenue d'une audience orale, la Régie décide de la tenue d'une audience orale, précédée d'une rencontre technique, d'une rencontre préparatoire et de plusieurs rencontres entre les participants.

[9] Lors de l'audience tenue les 7 et 14 octobre 2010, le modèle proposé par le Coordonnateur quant aux normes de fiabilité ainsi qu'à leur champ d'application est accepté par les intervenants. Toutefois, le Coordonnateur s'engage à redéposer la « Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC » (la Matrice CER) de façon à, notamment, y préciser les critères de la Northeast Power Coordinating Council (NPCC) obligatoires par renvoi d'une norme de fiabilité déposée pour adoption.

[10] La Matrice CER est déposée le 21 octobre 2010, commentée par ÉLL/EBM le 5 novembre 2010, puis révisée le 10 novembre 2010. La formation prend alors le dossier en délibéré.

[11] Seules subsistent certaines interrogations sur la portée des normes de fiabilité relativement aux installations de production et de transport de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CF(L)Co) au Labrador et sur la centrale de Chat Falls située en partie en territoire québécois et propriété conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP) et d'OPG.

³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 3.

[12] Par la présente décision, la Régie statue sur la demande du Coordonnateur visant les normes de fiabilité, le Glossaire, la date de mise en vigueur des normes de fiabilité, les registres identifiant les entités et les installations visées par les normes de fiabilité et les Matrices d'application⁴. Elle se prononce également sur les autres demandes du Coordonnateur en matière de fiabilité du réseau de transport ainsi que sur les demandes des intervenants.

[13] La Régie reporte notamment en phase 2 l'examen de la demande d'approbation du Guide des sanctions.

2. CONTEXTE HISTORIQUE ET JURIDIQUE

2.1 CONTEXTE HISTORIQUE

[14] La panne d'électricité du 9 novembre 1965 qui toucha quelque 30 millions de personnes en Ontario et sur la Côte est des États-Unis a mené à la création de la NERC ainsi que d'organisations régionales de fiabilité, dont le NPCC dans le nord-est américain.

[15] Le 14 août 2003, une panne d'électricité touche 50 millions de personnes de l'Ontario et de huit états américains. À la suite de cette panne, les gouvernements américain et canadiens ont conclu à la nécessité, pour l'Amérique du Nord, d'instaurer un régime de fiabilité obligatoire et passible de sanctions en cas de non-conformité.

[16] En 2005, le Conseil des ministres de l'Énergie du Canada a souscrit à une résolution visant à mettre en place, dans toutes les juridictions interconnectées de l'Amérique du Nord, des normes de fiabilité obligatoires et susceptibles de sanctions en cas de non-conformité.

⁴ Il s'agit de la Matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC et de la Matrice d'application simplifiée des normes de fiabilité de la NERC.

[17] Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec rend publique sa stratégie énergétique 2006-2015, « *L'énergie pour construire le Québec de demain* ». Cette stratégie prévoit, entre autres, la modernisation du cadre législatif et réglementaire en place au Québec, notamment par l'harmonisation de régimes de normes de fiabilité du transport d'électricité avec celui des partenaires nord-américains du Québec. À cette fin, le gouvernement comptait doter la Régie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes de fiabilité pour le transport de l'électricité dans un cadre respectant les compétences et les intérêts du Québec.

[18] Aux États-Unis, la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC) a approuvé en 2007-2008 un total de 95 normes de fiabilité.

[19] Le Coordonnateur soumet à la Régie ces 95 normes de fiabilité pour adoption.

2.2 CONTEXTE JURIDIQUE

[20] Le 13 décembre 2006, le législateur québécois adopte la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*⁵. Cette loi confère dorénavant à la Régie de nouvelles compétences, notamment en matière de fiabilité des réseaux de transport au Québec, dont celles d'adopter des normes de fiabilité et de s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité ainsi adoptées.

[21] Ainsi amendée, la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁶ (la Loi) prévoit, entre autres, à ses articles 85.3 et 85.4 :

« 85.3. Sont visés par la présente section:

1° un propriétaire ou exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée à un réseau de transport d'électricité;

2° un propriétaire ou exploitant d'un réseau de transport d'électricité;

⁵ 2006, c. 46, a. 48.

⁶ L.R.Q., c. R-6.01, telle qu'amendée le 21 mai 2010 (projet de loi n° 84 [2010, chapitre 8]).

3° un propriétaire ou exploitant d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité;

4° un distributeur dont la puissance de pointe dépasse 25 mégawatts (MW) et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité;

5° une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le transporteur d'électricité ou avec tout autre transporteur au Québec.

85.4 La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour :

1° le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec;

2° effectuer des inspections ou des enquêtes prévues à la section II du chapitre III, dans le cadre de plans visant à surveiller l'application des normes de fiabilité;

3° lui fournir des avis et des recommandations.

L'entente doit indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets. »

[22] Le 8 mai 2009, une entente est signée entre la Régie, la NERC et le NPCC suivant le décret d'autorisation du gouvernement⁷.

[23] La Loi prévoit également, à son article 85.5, « que la Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec ».

[24] Dans sa décision D-2007-95⁸, la Régie a désigné la direction Contrôle des mouvements d'énergie (HQCMÉ) d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (HQT ou le Transporteur) comme Coordonnateur.

⁷ Décret 443-2009, 8 avril 2009.

⁸ Dossier R-3625-2007.

[25] Tel que prescrit à l'article 85.6 de la Loi, le Coordonnateur doit déposer à la Régie les documents suivants :

- « 1^o les normes de fiabilité proposées par un organisme ayant conclu l'entente visée à l'article 85.4 ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire;*
- 2^o une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;*
- 3^o l'identification de toute entité visée à l'article 85.3. »*

[26] De plus, l'article 85.13 de la Loi prévoit que le Coordonnateur :

- « 1^o doit déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;*
- 2^o remplit les fonctions qui lui sont dévolues en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;*
- 3^o peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation. »*

[27] Et, à l'article 85.8 de la Loi :

- « Le coordonnateur de la fiabilité soumet à la Régie un guide faisant état des critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité. »*

[28] En ce qui a trait à l'étendue de la compétence de la Régie en matière de normes de fiabilité, l'article 85.7 de la Loi prescrit que :

- « La Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur.*

Les normes de fiabilité peuvent:

- 1^o prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention;*
- 2^o rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue. »*

[29] Par ailleurs, les articles 85.9, 85.10, 85.11, 85.12 et 85.12.1 de la Loi précisent les pouvoirs de la Régie en situation de contravention à une norme de fiabilité.

3. OBJECTION DU COORDONNATEUR À LA PREMIÈRE PARTIE DU COMPLÉMENT DE PREUVE DE NLH

[30] Dans un premier temps, la Régie doit statuer sur l'objection du Coordonnateur⁹ à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010¹⁰, qu'elle a prise sous réserve lors de l'audience.

[31] La première partie de ce complément de preuve porte sur la notion de « supervision étendue » que l'on retrouvait à une note de bas de page de la pièce HQCMÉ-2, document 4¹¹. Cette note de bas de page a été supprimée par le Coordonnateur le 30 septembre 2010. Cette première partie porte également sur la notion de « vue étendue », telle que précisée à la norme IRO-003-2. NLH fait valoir que le fait de supprimer la note de bas de page en question ne fournit pas la clarté requise sur cette question de supervision étendue, alors que les installations de la centrale de Churchill Falls figurent toujours dans la liste des éléments bulk raccordés au réseau d'HQT¹².

3.1 MOTIFS DU COORDONNATEUR

[32] Le Coordonnateur réitère d'abord les motifs invoqués dans ses correspondances des 29 et 30 septembre 2010, soit la tardiveté, la pertinence ainsi que le fait que NLH plaide la cause d'une tierce partie, CF(L)Co. Ces commentaires précédaient le dépôt du complément de preuve de NLH daté du 1^{er} octobre 2010¹³.

⁹ Pièce A-39-1, page 9.

¹⁰ Pièce C-4-24.

¹¹ Pièce B-47, HQCMÉ-2, document 4, page 16.

¹² Pièce C-4-24, page 3.

¹³ Pièce A-39-1, page 9.

[33] Par ailleurs, le Coordonnateur ajoute, notamment, que NLH souhaite refaire le débat ayant eu cours devant la Régie et sur lequel cette dernière a statué par sa décision D-2010-053¹⁴. De plus, comme NLH a porté cette décision en révision, il pourrait y avoir risque de décisions contradictoires, notamment par le fait qu'un membre de l'actuelle formation était signataire de la décision D-2010-053 et qu'un autre membre de la formation entendra la demande en révision. Le Coordonnateur plaide ainsi la litispendance et la chose jugée¹⁵.

[34] Enfin, le Coordonnateur invoque qu'aucune norme de fiabilité ne s'applique à CF(L)Co et que les seules normes de fiabilité qui s'appliquent à NLH sont celles relatives à sa fonction de négociant. Il conclut qu'il n'y a rien dans la preuve de l'intervenante qui démontre une contestation quelconque des 95 normes de fiabilité qui ont été déposées¹⁶.

[35] Le Coordonnateur rappelle que, en ce qui a trait plus spécifiquement à la norme IRO-003-2, NLH accepte cette norme dans la mesure où il ne s'agit que de surveillance (*monitoring*) et non d'une supervision étendue sur les actifs situés au Labrador¹⁷.

3.2 RÉPONSE DE NLH

[36] En réponse aux motifs évoqués par le Coordonnateur au soutien de son objection à la première partie de son complément de preuve, NLH fait notamment valoir que la définition de réseau de transport principal (RTP) au Glossaire inclut encore la notion de supervision.

[37] NLH rappelle que les normes de fiabilité sont établies pour l'avenir et que, comme elle compte réaliser le projet Lower Churchill, son complément de preuve demeure pertinent.

¹⁴ Dossiers P-110-1565, 1597 et 1678.

¹⁵ Pièce A-39-1, pages 10 à 14.

¹⁶ Pièce A-39-1, pages 36 et 57.

¹⁷ Pièce C-4-24, page 9 et pièce A-39-1, page 29.

[38] Ainsi, NLH souligne que les normes de fiabilité ne s'appliquent pas à CF(L)Co et aux actifs de cette société au Labrador et conteste le fait que ces actifs font partie du RTP, tel que défini par le Coordonnateur, ce qui amènerait la supervision et le contrôle de ces actifs par le Coordonnateur¹⁸.

[39] En ce qui a trait à la notion juridique de chose jugée, NLH soutient que les trois conditions, l'identité de l'objet, de cause et des parties, ne sont pas satisfaites. En effet, selon elle, le Transporteur n'est pas un participant au présent dossier. Le dossier a pour objet l'adoption de normes de fiabilité et non pas l'interprétation d'un tarif de l'*Open Access Transmission Tariff* dans le cadre d'une plainte. Enfin, NLH prétend qu'il n'y a pas identité de cause.

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[40] La Régie rejette l'objection du Coordonnateur pour les motifs ci-après énoncés.

3.3.1 TARDIVETÉ DU DÉPÔT DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[41] La Régie ne peut retenir cet argument pour trois motifs. Le premier est que NLH a toujours pris la peine de mentionner qu'elle conservait ses droits de déposer un complément de preuve, ce qui lui a été confirmé par la Régie lors de la rencontre préparatoire du 19 août 2010¹⁹.

[42] De plus, le Coordonnateur a lui-même amendé sa preuve à plusieurs reprises, et cela, jusqu'au matin même de l'audience.

[43] Enfin, si le dépôt de ce complément de preuve est tardif, il aurait été logique que le Coordonnateur demande le rejet de l'ensemble du complément de preuve, ce qui n'a pas été fait.

¹⁸ Pièce C-4-24, pages 3, 5 et 6.

¹⁹ Pièce A-35, pages 67 et 68.

3.3.2 PERTINENCE DE LA SECTION 1 DU COMPLÉMENT DE PREUVE

[44] Tel que précisé dans sa décision D-2010-134²⁰, la Régie est un organisme de régulation économique à caractère multifonctionnel, c'est-à-dire qui remplit des fonctions législatives, administratives et quasi-judiciaires.

[45] Lorsque la Régie adopte des normes de fiabilité dont la non-conformité sera susceptible de sanctions, comme c'est le cas dans le présent dossier, elle exerce une fonction législative. Cette fonction ne relève pas d'un système contradictoire, mais relève plutôt d'un système inquisitoire. Dans un tel système, la recherche et la présentation des faits constituent une responsabilité partagée entre le tribunal et les participants au dossier. La Régie est d'avis que lorsqu'elle exerce une telle fonction, les règles de preuve doivent être appliquées avec plus de souplesse. C'est dans cette perspective qu'elle examine la pertinence du complément de preuve déposé par NLH.

[46] La Régie comprend que, par sa démarche, NLH cherche notamment à dissiper toute ambiguïté entre la notion de supervision énoncée à la définition du RTP contenue au Glossaire et celle de « vue étendue » énoncée à la norme IRO-003-2.

[47] La Régie comprend également que NLH demande à ce que les installations de CF(L)Co soient exclues du RTP et du Schéma d'exploitation, puisque selon NLH, le Coordonnateur ne contrôle pas ces installations et qu'il n'est pas responsable de l'équilibrage dans cette région.

[48] Lors de l'audience, la notion de supervision se retrouvait toujours dans le Glossaire à la définition du RTP. De plus, les installations de CF(L)Co apparaissent au Schéma d'exploitation illustrant le RTP, tel que déposé par le Coordonnateur²¹.

[49] Par conséquent, de l'avis de la Régie, les sujets abordés par NLH sont pertinents aux décisions qu'elle est appelée à rendre dans le présent dossier. Ainsi, la section 1 du complément de preuve de NLH portant sur la notion de supervision étendue et les témoignages présentés à son soutien sont pertinents à l'étude du présent dossier.

²⁰ Dossier R-3709-2009, page 15, paragraphe 56.

²¹ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

3.3.3 LE FAIT QUE NLH PLAIDE POUR AUTRUI, SOIT CF(L)Co

[50] Selon la Régie, NLH ne plaide pas pour autrui. L'intervenante était en droit de déterminer quels témoins seraient le plus à même de l'aider à faire valoir ses positions. Comme il s'agit de témoins de faits, la Régie doit évaluer ce qu'elle retient de ces témoignages en rapport avec les points qu'elle a à décider.

3.3.4 REPRISE D'UN DÉBAT ÉMANANT DES PLAINTES AYANT FAIT L'OBJET DE LA DÉCISION D-2010-053 : MOTIFS BASÉS SUR LA LITISPENDANCE ET LA CHOSE JUGÉE

[51] La Régie est d'avis que les trois conditions en matière de litispendance et de chose jugée ne sont pas satisfaites, tant en ce qui a trait aux parties, à l'objet qu'à la cause. En effet, HQT, pas plus que CF(L)Co, ne sont des parties à la présente instance, dont l'objet est l'adoption de normes de fiabilité en matière de transport de l'électricité au Québec, et non le traitement d'une plainte relativement à l'application du texte des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*²² (les Tarifs et conditions).

[52] La Régie croit utile de préciser la différence entre une fonction quasi-judiciaire et une fonction législative. La décision D-2010-053 avait pour objet le traitement d'une plainte circonscrite à des faits précis dans le temps et au texte des Tarifs et conditions en vigueur à la même époque. La Régie exerce alors une fonction quasi-judiciaire. L'actuel dossier porte sur un tout autre sujet, dans le cadre duquel la Régie exerce une fonction toute autre, soit une fonction législative. Il se peut qu'il y ait des notions communes à ces deux dossiers, mais ce n'est ni le même débat ni les mêmes fins recherchées.

[53] En conclusion, pour ces motifs, la Régie rejette l'objection du Coordonnateur.

²² Adoptés le 30 mars 2007 par la décision D-2007-34.

4. NORMES DE FIABILITÉ

4.1 INTRODUCTION

[54] Le Coordonnateur rappelle que la panne majeure d'août 2003 qui a touché 50 millions de consommateurs aux États-Unis et au Canada a incité le législateur américain à rendre obligatoire la conformité aux normes de fiabilité en adoptant *l'Energy Policy Act of 2005*.

[55] Il précise que le but de la mise en place du régime de fiabilité obligatoire est d'assurer la fiabilité des réseaux interconnectés en Amérique du Nord²³.

[56] La Régie note qu'un tel régime de fiabilité est déjà en place aux États-Unis et dans d'autres provinces du Canada.

[57] Conformément aux articles 85.4 et 85.6 de la Loi et à l'« entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec » conclue le 8 mai 2009 entre la Régie et les organismes NERC et NPCC, le Coordonnateur dépose, pour adoption, 95 normes de fiabilité. Ces normes sont déposées en versions française et anglaise dans le même document. La version originale anglaise a été approuvée par la NERC et la FERC, alors que la version française est une traduction du Coordonnateur.

[58] Le Coordonnateur fournit des clarifications et précisions ou introduit des particularités propres au contexte du Québec dans le Registre des entités et dans le Registre des installations. Ces registres sont déposés à la Régie pour approbation.

[59] Le Coordonnateur dépose également le Glossaire et convient, en cours d'audience, de demander à la Régie de l'approuver.

²³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

[60] Le Coordonnateur dépose les Matrices d'application dans leurs versions française et anglaise et demande à la Régie d'en prendre acte. Ces matrices ont pour objectif de faciliter l'application des normes de fiabilité²⁴.

[61] Le Coordonnateur fait valoir que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires. Il ajoute que l'adoption des 95 normes de fiabilité au Québec aura un effet positif sur le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec²⁵ et du maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande de puissance au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation avec les provinces voisines et les États-Unis qui ont rendu les normes de fiabilité obligatoires.

[62] ÉLL/EBM produit et dépose une « matrice d'application des normes de fiabilité – ELL et EBMI » (la Matrice ÉLL/EBM) spécifique à ses installations²⁶ et demande à la Régie d'en prendre acte²⁷.

[63] De façon générale, les intervenants ne s'objectent pas au contenu et à l'adoption des normes de fiabilité soumises par le Coordonnateur.

4.2 CHAMP D'APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ

[64] Afin d'établir le champ d'application des 95 normes de fiabilité proposées et, conséquemment, l'identification des entités visées par ces normes, le Coordonnateur désigne le RTP sous sa supervision comme étant le réseau de transport d'électricité auquel la Loi fait référence aux paragraphes 1° et 2° de l'article 85.3. Ceci permet d'exclure les clients industriels et les propriétaires ou exploitants de centrales de moins de 50 MVA, généralement raccordés à 49 kV, 69 kV ou 120 kV, qui n'ont pas d'impact sur la fiabilité du RTP²⁸. À titre d'information et au soutien de l'application des normes de fiabilité, il dépose, sous pli confidentiel, le Schéma d'exploitation.

²⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 35.

²⁵ L'Interconnexion Québec désigne l'un des quatre grands réseaux électriques de l'Amérique du Nord : l'Interconnexion de l'Est, l'Interconnexion de l'Ouest, l'Interconnexion ERCOT et l'Interconnexion Québec.

²⁶ Pièce C-3-15.

²⁷ Pièce A-39-2, page 51.

²⁸ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4, page 3.

[65] Le Coordonnateur propose, pour la plupart des normes de fiabilité qu'il a déposées, le champ d'application suivant par sa définition du RTP :

« Réseau de transport principal - Acronyme RTP

Réseau de transport composé des appareils et des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité :

- *Maintien de l'équilibre offre/demande;*
- *Réglage de la fréquence;*
- *Maintien des réserves d'exploitation;*
- *Réglage de la tension du réseau et des interconnexions;*
- *Maintien du transit dans les limites d'exploitation;*
- *Coordination et supervision des transactions d'échanges;*
- *Supervision des automatismes de réseau;*
- *Remise en charge du réseau.*

Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (Direction Contrôle et exploitation du réseau (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie).

(Main Transmission System)²⁹. »

[66] La NERC identifie le « *Bulk Electric System* » (BES) comme le champ d'application des normes de fiabilité. Le Coordonnateur définit le BES de la NERC de la façon suivante³⁰ :

« Au sens de la définition qu'en donne l'organisation régionale de fiabilité (RRO), les ressources de production d'électricité, les lignes de transport, les interconnexions avec des réseaux voisins, et l'équipement qui s'y rattache, généralement exploités à des tensions de 100 kV et plus. Cette définition exclut en général les installations de transport radiales desservant un seul centre de consommation au moyen d'une seule source de transport.

(Bulk Electric System)

Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC) »

²⁹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 35.

³⁰ *Ibid.*

[67] En s'inspirant de la définition du NPCC, le Coordonnateur définit comme suit le réseau « bulk » (le Réseau bulk)³¹ :

« Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord- Est de l'Amérique du Nord et comprenant des installations de production et de transport sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale. Dans le présent contexte, les zones locales sont déterminées par les membres du Conseil (NPCC).

(Bulk Power System)

Source : Critère A-07 (Glossaire de termes du NPCC)

Note de la Direction Contrôle et exploitation du réseau : Le réseau « bulk » est un sous-ensemble du réseau de transport principal. »

[68] Questionné sur les raisons pour lesquelles le Coordonnateur propose, aux fins de l'identification du champ d'application des normes de fiabilité, le RTP plutôt que le Réseau bulk, le Coordonnateur répond que l'utilisation du Réseau bulk, aux fins de la désignation des entités visées par les normes de fiabilité, ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour la fiabilité au Québec et risque d'exclure toutes les entités inscrites au registre, à l'exception d'HQT, d'HQP et de la CER³².

[69] Il précise également qu'aucune centrale de production n'est classifiée bulk par le NPCC et que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk³³.

4.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

[70] Initialement, ÉLL/EBM et RTA se sont objectés à la proposition du Coordonnateur assujettissant des installations non bulk au régime de fiabilité obligatoire prévu par la Loi. Le principal motif invoqué était à l'effet que leurs installations n'ont qu'un impact local et non provincial sur le maintien de la fiabilité³⁴.

³¹ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 10, page 34.

³² Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6, R1.4.

³³ Pièce B-33, HQCMÉ-2, document 16, page 9.

³⁴ Pièce C-3-7, page 9; pièce C-5-12, page 13.

[71] De plus, ÉLL/EBM a souligné que cet élargissement du champ d'application des normes de fiabilité de la NERC n'a pas été soumis à un processus de consultation³⁵.

[72] OPG, qui exploite la centrale de Chats Falls chevauchant la rivière des Outaouais, s'est objectée à sa désignation d'« exploitant d'installations de production » assujetti aux normes de fiabilité applicables au Québec. Par la suite, le Coordonnateur s'est dit prêt, avec l'accord de la Régie, à exclure OPG du Registre des entités à titre d'exploitant d'installations de production. L'intervenante s'en est alors déclarée satisfaite.

[73] À la suite d'échanges intervenus avec le Coordonnateur, ÉLL/EBM et RTA sont finalement d'accord avec le champ d'application des normes de fiabilité, tel que proposé par le Coordonnateur.

[74] NLH demande que certaines corrections soient apportées à la définition de RTP et à sa traduction³⁶.

[75] Les représentations de l'intervenante portent sur les aspects suivants :

- les deux définitions différentes pour une même expression « réseau de transport principal ». L'une établie, selon le Coordonnateur, par la NERC et l'autre par le Coordonnateur;
- les deux traductions différentes pour la même expression « réseau de transport principal » : « *Bulk Electric System* », pour ce qui est de la définition NERC, et « *Main Transmission System* » pour la définition du Coordonnateur;
- le dernier paragraphe de la définition qui précise que le RTP est sous la supervision du Coordonnateur³⁷.

[76] L'intervenante recommande, afin d'éviter toute confusion, que les deux concepts RTP et BES aient des dénominations différentes³⁸.

³⁵ Pièce C-3-7, page 8.

³⁶ Pièce C-4-27, page 24.

³⁷ *Ibid.* à la page 3.

³⁸ *Ibid.* à la page 5.

[77] De plus, l'intervenante allègue que le dernier paragraphe de la définition de RTP n'est pas approprié, puisqu'il contient une règle de fond conférant au Coordonnateur un pouvoir de supervision sur le RTP. De plus, cette supervision n'est pas limitée géographiquement³⁹. Ainsi, NLH demande que le Labrador soit exclu du RTP.

[78] Enfin, l'intervenante demande à la Régie que le Glossaire soit, à tout le moins, modifié afin d'enlever la référence au contrôle et à la supervision du Coordonnateur dans la définition du RTP⁴⁰.

4.2.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[79] En ce qui a trait à la notion de supervision, le Coordonnateur soumet en audience⁴¹ que ce qui est important dans l'application des normes de fiabilité ce sont les critères énoncés au premier paragraphe de la définition du RTP. Il ajoute que le dernier paragraphe de la définition pourrait être supprimé sans affecter la clarté de la définition.

[80] En relation avec la traduction de l'expression « réseau de transport principal », le Coordonnateur propose qu'à la suite de l'éventuelle adoption de la définition, l'expression « réseau de transport principal » soit traduite par « BES »⁴².

4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[81] La Régie note que seulement 43 % de la production incluse dans le RTP est raccordée au Réseau bulk, tel que défini par le NPCC.

³⁹ Pièce C-4-27, page 5.

⁴⁰ Pièce A-39-2, page 133.

⁴¹ *Ibid.* aux pages 168 et 169.

⁴² Pièce A-39-1, page 90.

[82] Elle note également que l'utilisation du Réseau bulk ne permet pas d'appliquer toutes les normes de fiabilité et, par conséquent, ne couvre pas les besoins d'exploitation et de maintenance pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec⁴³.

[83] La Régie constate que les intervenants ne contestent pas le champ d'application des normes de fiabilité proposé par le Coordonnateur.

[84] Par ailleurs, le paragraphe suivant « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* » ne codifie pas l'énoncé d'un critère d'identification des installations du RTP et, pour cette raison, son insertion à la définition n'est pas nécessaire. **Ainsi, la Régie demande au Coordonnateur de supprimer ce paragraphe de la définition.**

[85] La Régie conclut, du titre du Schéma d'exploitation déposé par le Coordonnateur⁴⁴, que ce schéma est à vocation opérationnelle et qu'il n'est pas exclusivement destiné à l'identification des installations visées par les normes de fiabilité. Elle en déduit que l'expression « réseau de transport principal » peut être utilisée par le Coordonnateur à d'autres fins que la stricte identification des installations visées par les normes de fiabilité.

[86] La Régie rappelle que le présent dossier ne porte pas sur la gestion des opérations de la direction CER dans ses activités courantes d'exploitation, mais sur la mise en place d'un régime de fiabilité obligatoire. Par conséquent, elle juge que le Schéma d'exploitation n'est pas utile aux fins de l'application des normes de fiabilité.

[87] La Régie a pris connaissance des interventions des participants en lien avec les traductions de « *Bulk Electric System (BES)* » et de « *Réseau de transport principal (RTP)* ». Elle constate que l'expression « Réseau de transport principal » présente, en français, deux définitions distinctes. À ces définitions, sont associées des expressions anglaises spécifiques à chacune des définitions. Ces expressions anglaises sont : « *Bulk Electric System* » et « *Main Transmission System* ».

⁴³ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, page 6.

⁴⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 8.

[88] La Régie note, de la version française des normes de fiabilité, que l'expression anglaise BES est généralement traduite par « Réseau de transport principal (RTP) » (ex. normes CIP-002-1, EOP-004-1, FAC-008-1 et IRO-004-1) mais que, à l'occasion, elle est traduite par Réseau bulk (ex. normes PRC-005-1 et TPL-002-0).

[89] Par ailleurs, la Régie note que les normes de fiabilité déposées ne visent pas exclusivement les installations de transport mais également certaines installations de production. À ce titre, elle rappelle que le réseau de transport principal se compose d'installations de transport et d'installations de production.

[90] La Régie comprend qu'au sens de la NERC, l'expression BES est une expression générique désignant l'ensemble des réseaux de production et transport d'électricité de l'Amérique du Nord⁴⁵. Par ailleurs, l'expression RTP est une expression spécifique utilisée par le Coordonnateur pour définir le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité.

[91] Pour ces motifs, la Régie demande au Coordonnateur de traduire l'expression « *Bulk Electric System* (BES) » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec. En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire.

4.3 PERTINENCE ET IMPACTS DES NORMES DE FIABILITÉ

[92] Le Coordonnateur précise que l'adoption des normes de fiabilité au Québec aura un impact positif sur le maintien de la fiabilité du transport d'électricité et du maintien de l'équilibre offre/demande au Québec. De plus, elle favorisera l'harmonisation des pratiques entre le Québec, les provinces voisines et les États-Unis qui ont également rendu ces normes de fiabilité obligatoires⁴⁶.

⁴⁵ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 16 et 18 et pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8.

⁴⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 26.

[93] Le Coordonnateur conclut que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés.

[94] Le Coordonnateur soumet que les normes de fiabilité de la NERC ont été, jusqu'à maintenant, appliquées sur une base volontaire par quelques entités, mais que l'adoption de ces normes par la Régie pourrait occasionner un impact financier à certaines entités dorénavant soumises au régime obligatoire de fiabilité. Le Coordonnateur ne quantifie toutefois l'impact financier que pour Hydro-Québec.

[95] Il ajoute que, de façon générale, le principal impact sur les entités visées est surtout d'ordre administratif, puisqu'elles devront mettre en place, de façon structurée et systématique, des processus de suivi et de traçabilité par une gestion de la documentation relative à l'application des normes de fiabilité, de façon à être en mesure de démontrer leur conformité à ces normes.

[96] Considérant le champ d'application, le Coordonnateur mentionne que plusieurs normes de fiabilité ne visent qu'Hydro-Québec dans certaines de ses fonctions.

[97] En matière d'investissement requis afin de satisfaire aux exigences des normes de fiabilité proposées, le Coordonnateur indique que les normes de fiabilité associées à la protection des infrastructures critiques (normes CIP) ne visent qu'HQP et HQT et que la conformité à leurs exigences nécessite les investissements suivants :

- 27 millions \$ pour la sécurisation physique du centre de conduite du réseau (CCR) et des Centres de Téléconduite (CT);
- 8 millions \$ pour la sécurisation cybernétique du CCR et des CT;
- 2 millions \$ pour la sécurisation cybernétique de postes de transport;
- 1 million \$ pour la sécurisation cybernétique de centrales de production.

[98] Le Coordonnateur précise que seules HQT et La Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan possèdent des automatismes de réseau et, qu'à cet égard, les exigences de certaines normes PRC pourraient avoir une incidence sur leurs frais d'entretien.

[99] Il ajoute toutefois que l'adoption de la norme PRC-018-1, en ce qui a trait à l'installation d'équipement de surveillance des perturbations, pourrait exiger des investissements pour les entités visées autres qu'HQP et HQT.

[100] En ce qui a trait aux normes VAR, le Coordonnateur estime que le seul impact pour les propriétaires ou exploitants d'installations de production se situe à un niveau administratif, car ils devront mettre en place des procédures de signalement des changements dans les capacités de production réactive ou d'états des régulateurs de tension ou des stabilisateurs.

[101] Par ailleurs, selon le Coordonnateur, le respect de certaines exigences des normes TOP nécessite la mise en place de systèmes d'acquisition des mesures et des états requis, afin d'obtenir l'information en temps réel de deux centrales d'Hydro-Saguenay et de six centrales de RTA qui ne sont pas actuellement supervisées au CCR. De plus, la norme TOP-002-2 impose aux exploitants de centres de production de procéder à la vérification des puissances active et réactive de leurs installations.

4.3.1 POSITION DES INTERVENANTS

[102] ÉLL/EBM estime que les impacts d'ordre administratif afférents au respect des normes de fiabilité déposées sont nombreux (formation du personnel, établissement et mise en place de processus, entretien et vérification, études de réseau et support d'ingénierie). Il évalue, de façon préliminaire, que les coûts afférents imputables au respect des normes de fiabilité seraient de l'ordre de 1,4 M\$⁴⁷.

[103] L'intervenant souligne que les coûts afférents au suivi de la conformité ne pourront être établis que lorsque les modalités du processus de vérification de conformité seront connues.

[104] RTA évalue, de façon préliminaire, que les coûts associés au respect des normes de fiabilité pourraient s'élever, dès la première année, à 480 k\$ en ressources humaines et à 2,35 M\$ en investissements, dont 1,2 M\$ pour la norme PRC-018-1 et 1,1 M\$ pour la norme VAR-002-1a⁴⁸.

⁴⁷ Pièce C-3-9, R1.1.

⁴⁸ Pièce C-5-16, R1.1.

[105] Finalement, en matière de vérification de conformité, l'intervenante évalue ses efforts annuels à 157 k\$ en ressources humaines.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[106] L'article 85.6 de la Loi prévoit que le Coordonnateur doit déposer à la Régie une évaluation de la pertinence et des impacts des normes de fiabilité déposées.

[107] La Régie note que les intervenants ne contestent pas la pertinence des normes de fiabilité déposées.

[108] Par ailleurs, la Régie note que le Coordonnateur n'a pas fourni l'évaluation de l'impact monétaire pour l'ensemble des normes de fiabilité déposées, notamment pour les exigences d'ordre administratif de certaines normes de fiabilité. La Régie note également que les intervenants ont fourni une évaluation des coûts associés au respect de certaines de ces normes.

[109] La Régie comprend qu'il peut être difficile de déterminer avec exactitude les coûts à anticiper à ce stade. Toutefois, une évaluation, même sommaire, doit être fournie par le Coordonnateur afin de satisfaire l'exigence de l'article 85.6 de la Loi.

[110] La Régie reconnaît la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes. Toutefois, elle demande au Coordonnateur de présenter, lors du dépôt des dossiers subséquents, une évaluation plus complète de l'impact monétaire des normes de fiabilité déposées, en ayant consulté au préalable les entités visées par ces normes. Le Coordonnateur devra justifier, le cas échéant, son incapacité d'évaluer l'impact monétaire d'une norme de fiabilité au moment du dépôt pour adoption par la Régie.

4.4 CONTENU DES NORMES DE FIABILITÉ DÉPOSÉES

[111] Tel que précisé précédemment, le Coordonnateur dépose pour adoption 95 normes de fiabilité et ces dernières ne font pas l'objet d'objection de la part des intervenants.

[112] La Régie retient de la preuve du Coordonnateur que les normes de fiabilité qu'il a déposées ont été développées par un organisme de fiabilité avec lequel elle a conclu une entente, qu'elles ont été approuvées par la FERC, qu'elles sont obligatoires aux États-Unis et que la majorité d'entre elles ont déjà été approuvées dans plusieurs provinces du Canada.

[113] La Régie note que les amendements à la preuve soumis par le Coordonnateur consistent en l'ajout de précisions ou clarifications relatives aux normes de fiabilité ou à leur application au Québec. Elle note également que ces précisions et clarifications ne sont pas codifiées dans les normes de fiabilité, mais dans d'autres documents soumis en preuve, notamment le Registre des installations, le Registre des entités et les Matrices d'application.

[114] La Régie constate que les normes de fiabilité déposées sont rédigées selon un gabarit standard, comprenant des aspects normatifs à caractère technique relatifs, entre autres, à l'exploitation, à l'utilisation et à la planification du réseau électrique ainsi que des aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité ou au respect de ces normes.

[115] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère technique, la Régie identifie les thèmes suivants⁴⁹ :

- à la section A, Introduction : entre autres thèmes, l'« applicabilité », soit l'identification des « Fonctions », en conformité avec le modèle fonctionnel de la NERC, visées par la norme et, conséquemment, les entités visées par la norme;
- à la section B, Exigences : les exigences à satisfaire selon la norme;
- à la section C, Mesures : l'identification, entre autres, des mécanismes ou unités de mesure du niveau de performance requis en lien avec les exigences de la norme;
- à la section E, Différences régionales : les variantes applicables dans certaines régions;

⁴⁹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 1, norme BAL-001-0a.

- à la section F, Documents associés : les annexes de la norme permettant, le cas échéant, d'en clarifier certains aspects.

[116] En ce qui a trait aux aspects normatifs à caractère administratif, la Régie identifie les thèmes suivants :

- à la section A, Introduction : la date d'entrée en vigueur de la norme;
- à la section B, Exigences : les « Facteurs de risque des normes de fiabilité » (les Facteurs de risque) associés à chaque exigence non respectée⁵⁰;
- à la section D, Conformité : les responsabilités, règlements, processus ou niveaux de non-conformité en lien avec la vérification de la conformité ou l'imposition du respect des exigences de la norme;
- l'historique des versions : l'historique des versions précédentes de la norme et, pour la plupart, de leur approbation par la NERC ou la FERC;
- le pied de page : la date d'adoption, par la Régie, de la norme et, le cas échéant, de la révision par le Coordonnateur.

[117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même.

[118] Tel que précisé précédemment, la Régie note de la preuve du Coordonnateur que plusieurs aspects normatifs à caractère technique et administratif font l'objet de précisions en relation avec leur contenu ou leur application au Québec et qu'ils sont consignés, entre autres, aux registres déposés pour approbation et aux Matrices d'application.

⁵⁰ Certaines normes (ex. normes IRO-006 et NUC-001) intègrent les Facteurs de risque à même leur texte. Toutefois, les Facteurs de risque pertinents aux exigences des normes sont précisés à la pièce B-6, HQCMÉ-2, document 1.1 « Facteurs de risque des normes de fiabilité » en version française seulement.

[119] Par exemple, l'exigence E3.1 de la norme NERC EOP-004-1 prévoit la soumission d'un rapport au département de l'Énergie des États-Unis (DOE). Toutefois, dans la Matrice CER, il est précisé que :

« aucun rapport au DOE n'est requis au Québec⁵¹. »

[120] De même, l'exigence E4 de la norme NERC IRO-004-1 prévoit que les propriétaires et exploitants d'installations de production doivent fournir, entre autres, les prévisions de la production de leurs installations, alors que dans le Registre des installations, il est précisé que certains producteurs peuvent soumettre, en remplacement des données de production, les puissances nettes au point de raccordement de leur réseau⁵².

[121] La Régie rappelle que la structure des normes de fiabilité de la NERC prévoit des dispositions permettant d'intégrer, à même la norme, lorsque requis, les différences régionales. Elle prévoit également l'ajout d'annexes permettant, le cas échéant, de consigner les interprétations jugées utiles à leur compréhension ou application.

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.

[123] Par ailleurs, considérant les aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à l'imposition de leur respect, la Régie note que certaines dispositions prévues par la NERC et codifiées dans ses normes de fiabilité ne sont pas adaptées au cadre législatif en place au Québec.

⁵¹ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 32.

⁵² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 20.

[124] Par exemple, les normes de fiabilité déposées pour adoption prévoient que le « responsable de la vérification de la conformité » peut être l'« organisation régionale de fiabilité pour les entités responsables, la NERC pour les organismes régionaux de fiabilité, un vérificateur tiers n'ayant pas d'intérêt quant aux résultats pour la NERC »⁵³. De plus, elles indiquent une date de mise en vigueur qui n'est pas celle fixée par la Régie.

[125] Or, la Loi prévoit que les responsabilités de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité du Québec, de l'adoption des normes et de la fixation de la date de leur entrée en vigueur incombent à la Régie :

Article 85.2 :

« La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. »

Article 85.10 :

« [...] la Régie détermine si il y a contravention à une norme de fiabilité et, le cas échéant, elle impose une sanction [...]. »

Article 85.7 :

« Elle adopte des normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur. »

[126] La Régie accepte le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application.

⁵³ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 1, norme CIP-003.

[127] Cependant, considérant les motifs énoncés précédemment, la Régie demande au Coordonnateur :

- d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;
- d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;
- de produire ces nouvelles annexes dans leurs versions française et anglaise;
- de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque.

[128] La Régie fournit, à l'annexe 1, une liste, non exhaustive, des aspects normatifs qu'elle a identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur et qu'elle lui demande d'intégrer, en annexe, à chaque norme de fiabilité.

[129] La Régie demande au Coordonnateur de suivre les lignes directrices suivantes lors de l'élaboration des normes de fiabilité.

[130] L'annexe de chaque norme de fiabilité doit préciser :

- la norme NERC à laquelle l'annexe est associée;
- la date d'adoption, par la Régie, de la norme NERC associée;
- la date d'adoption, par la Régie, de l'annexe;
- la date de mise en vigueur de la norme NERC et de son annexe, conformément aux décisions de la Régie;
- que la Régie est responsable, au Québec, de la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à leur annexe qu'elle adopte;
- le cas échéant, l'historique des versions d'origine et révisions subséquentes de l'annexe ainsi que leur date d'adoption par la Régie.

[131] Toutefois, à cet égard, une exigence applicable à un organisme régional de fiabilité qui n'est pas une entité visée par la Loi ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme.

[132] De même, une exigence applicable à un dispositif qui n'existe pas au Québec ou à une pratique qui n'est pas en usage au Québec ne constitue pas une variante pour application au Québec et ne requiert pas la codification d'une exclusion à cette norme.

[133] **L'annexe, à chaque norme de fiabilité, doit contenir, pour chaque exigence, la codification :**

- des distinctions apportées par le Coordonnateur;
- des mesures de conformité associées à ces distinctions;
- des niveaux de non-conformité associés à ces distinctions;
- des facteurs de risque de non-conformité associés à ces distinctions.

[134] La Régie constate que le niveau de concordance du texte français et du texte anglais des normes de fiabilité n'est pas satisfaisant. **En conséquence, la Régie prévoit tenir à ce sujet des rencontres entre les membres de son personnel et ceux du Coordonnateur.**

[135] **La Régie fixera un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale.**

4.5 DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES DE FIABILITÉ

[136] Le Coordonnateur propose que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à 60 jours après leur adoption par la Régie, sauf pour la norme PRC-018-1, où le délai demandé est de six ans, afin de permettre aux entités visées de se doter des installations nécessaires.

[137] Une fois l'entrée en vigueur fixée, le texte des normes de fiabilité serait modifié pour la refléter.

[138] Le Coordonnateur propose également une période de transition de 120 jours après l'entrée en vigueur des normes de fiabilité pour l'application de sanctions monétaires en cas de non-conformité⁵⁴. Toutefois, il précise que l'imposition de sanctions pour non-conformité à l'exigence E3.1 de la norme VAR-002-1a prendra effet dans un délai de deux ans à la suite de son adoption par la Régie⁵⁵.

4.5.1 POSITION DES INTERVENANTS

[139] ÉLL/EBM demande que la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité soit fixée à six mois après la décision de la Régie adoptant ces normes, tenant compte, notamment, de la nécessité d'un arrimage avec le Guide des sanctions.

[140] NLH allègue que la Régie ne peut accorder un effet rétroactif aux normes de fiabilité qu'elle adopte et suggère un délai d'au moins 60 jours après leur adoption.

[141] RTA convient que, quelle que soit la date d'entrée en vigueur des normes de fiabilité, le Guide des sanctions, lorsqu'il sera adopté, ne devrait pas avoir de portée rétroactive⁵⁶.

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[142] Considérant que les normes de fiabilité ne seront pas sanctionnables avant l'entrée en vigueur du Guide des sanctions, la Régie retient la proposition du Coordonnateur, soit une entrée en vigueur des normes de fiabilité 60 jours après leur adoption par la Régie pour l'ensemble des normes, sauf pour la norme PRC-018-1.

[143] La Régie fixe le délai de mise en vigueur de la norme PRC-018-1 à six ans de son adoption.

⁵⁴ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 40.

⁵⁵ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 19.

⁵⁶ Pièce A-39-2, page 140.

[144] Elle rappelle que le Guide des sanctions sera traité dans le cadre de la phase 2 du dossier.

5. REGISTRES

[145] Cette section traite de la demande du Coordonnateur en relation avec l'approbation du Registre des entités et du Registre des installations.

5.1 REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[146] En vertu de l'article 85.13 de la Loi, le Coordonnateur dépose le Registre des entités pour approbation par la Régie.

[147] Ce registre a été amendé à plusieurs reprises. La dernière version a été déposée le 21 octobre 2010⁵⁷.

[148] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

[149] Le Registre des entités a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions de la NERC), de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties⁵⁸.

⁵⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4.

⁵⁸ *Ibid.* à la page 3.

[150] Les Fonctions de la NERC sont les suivantes⁵⁹ :

- Coordonnateur de la fiabilité - RC (*Reliability Coordinator*);
- Fournisseur de services de transport - TSP (*Transmission Service Provider*);
- Coordonnateur de la planification - PC (*Planning Authority*);
- Responsable des échanges - IA (*Interchange Authority*);
- Responsable de l'équilibrage - BA (*Balancing Authority*);
- Propriétaire du réseau de transport - TO (*Transmission Owner*);
- Exploitant d'installations de production - GOP (*Generator Operator*);
- Exploitant du réseau de transport - TOP (*Transmission Operator*);
- Planificateur du réseau de transport - TP (*Transmission Planner*);
- Planificateur des ressources - RP (*Resource Planner*);
- Propriétaire d'installations de production - GO (*Generator Owner*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*);
- Négociant - PSE (*Purchasing-Selling Entity*);
- Distributeur - DP (*Distribution Provider*);
- Responsable de l'approvisionnement - LSE (*Load-Serving Entity*).

[151] Le Coordonnateur inscrit cinquante-trois entités au registre, dont trois divisions d'Hydro-Québec (Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD), HQT et HQP) et la direction Contrôle et exploitation du réseau de la division HQT. Vingt-quatre de ces entités sont exclusivement associées à la fonction de négociant.

[152] Afin de bien circonscrire la portée et de n'appliquer que les normes de fiabilité pertinentes aux différentes entités visées, le Coordonnateur introduit au Registre des entités des catégories de fonction associées aux Fonctions de la NERC (les Catégories de fonction). Ainsi, pour certaines Fonctions de la NERC, le Registre des entités identifie jusqu'à cinq Catégories de fonction et précise, pour chacune d'elles, le « Champ d'application particulier des normes en fonction des caractéristiques des installations, de la Catégorie de fonction ou des activités »⁶⁰. Il fournit également, en relation avec les entités inscrites, une description sommaire des installations ou rôles.

⁵⁹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 20 à 22.

⁶⁰ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, pages 4 à 9.

[153] De plus, le Registre des entités permet d'identifier, entre autres, l'entité spécifiquement visée par chacune des normes de fiabilité. Il présente également les facteurs d'inclusion utilisés aux fins de l'identification des entités visées et de leur classement par Catégories de fonction.

5.2 REGISTRE DES INSTALLATIONS VISÉES PAR LES NORMES DE FIABILITÉ

[154] Le Coordonnateur dépose le Registre des installations pour approbation par la Régie, soit un registre identifiant les installations auxquelles les normes de fiabilité doivent s'appliquer au Québec. Il ajoute que cette approbation permettra également de faciliter le processus de surveillance et de suivi de l'application des normes de fiabilité⁶¹.

[155] Selon le Coordonnateur, le Registre des installations comporte un double objectif⁶² :

- il permet, en premier lieu, d'identifier les réseaux, appareils ou installations visés de façon spécifique par certaines normes de fiabilité, afin de préciser à quels installations, lignes, systèmes ou appareils elles doivent s'appliquer, afin d'en faciliter l'application;
- en deuxième lieu, ce registre apporte des précisions sur l'application de certaines normes de fiabilité, de façon à faciliter la compréhension de leur portée.

[156] Le Registre des installations a été amendé à plusieurs reprises avant la prise en délibéré du dossier. La dernière version du document a été déposée le 21 octobre 2010⁶³.

[157] Aucun intervenant n'a émis d'objection relativement à l'approbation de ce registre.

⁶¹ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 37.

⁶² Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 3.

⁶³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.

[158] Le Registre des installations introduit, entre autres, des champs d'application particuliers qui, le cas échéant, sont visés par des normes de fiabilité spécifiques ou par des aspects normatifs à caractère technique déposés par le Coordonnateur.

[159] Ce registre introduit des listes exhaustives d'installations, regroupées par catégorie, et identifie leur propriétaire. Ces listes sont les suivantes :

- la liste des installations visées par les normes de fiabilité sur la protection des infrastructures critiques (CIP-002-1 à CIP-009-1) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par les normes de fiabilité visant la remise en charge du réseau (EOP-005-1, EOP-006-1 et EOP-009-0) – Document confidentiel;
- la liste des installations visées par la norme de fiabilité sur la coordination d'interfaces de centrale nucléaire (NUC-001-1);
- la liste des installations du Réseau bulk visées en tout ou en partie par les normes de fiabilité en lien avec les systèmes de protection (PRC-004-1 et PRC-005-1), les systèmes de surveillance de perturbation (PRC-018-1) et la planification et la conception du réseau de transport (TPL-001-0 à TPL-004-0);
- la liste des automatismes visés par la norme de fiabilité sur la maintenance et les essais des automatismes de réseau (SPS) (PRC-017-0).

[160] Par ailleurs, le Registre des installations introduit de façon générique, sans en faire la liste exhaustive, les catégories d'installations suivantes :

- les nouvelles installations de transport, de production ou de consommation, sans égard de leur classification RTP ou réseau de transport régional, visées expressément par la norme FAC-002-0;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus, sans égard à la catégorie de réseau à laquelle elles appartiennent, visées expressément par la norme FAC-003-1;
- les installations de production à vocation industrielle visées expressément par des particularités spécifiques au Québec en lien avec les normes IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-005-1 et TOP-006-1.

[161] Enfin, ce registre énonce des précisions, clarifications ou variances applicables à certaines exigences des normes CIP-001-1, EOP-004-1, IRO-002-1, IRO-003-2, IRO-004-1, IRO-005-1, PRC-001-1, PRC-004-1, PRC-005-1, PRC-018-1, TOP-001-1, TOP-002-2, TOP-003-0, TOP-006-1 et VAR-002-1a. Certaines de ces clarifications introduisent, entre autres, des obligations par renvoi à des documents NPCC ou autres. Ce point du dossier est traité à la section 8.1 de la présente décision.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[162] La Régie constate que le Registre des entités contribue à l'identification des entités visées par les normes de fiabilité et est un outil informationnel utile pour les entités.

[163] Toutefois, elle est d'avis que certains éléments informatifs, entre autres, la désignation de l'applicabilité des normes de fiabilité par Catégories de fonction, ne sont pas essentiels à l'identification des entités visées. De plus, ces éléments informatifs sont tributaires de l'analyse des normes de fiabilité et de leur interprétation et, de ce fait, comportent des éléments normatifs redondants pouvant supplanter, voire contredire les normes de fiabilité.

[164] Pour cette raison, la Régie est d'avis que, dans le contexte de la demande d'approbation du Registre des entités, l'intégration des Catégories de fonction et la codification de l'applicabilité des normes de fiabilité en fonction de ces Catégories de fonction ne sont pas appropriées.

[165] À cet égard, la Régie rappelle que le gabarit utilisé dans le texte des normes de fiabilité introduit à la section A le thème « Applicabilité » qui définit le champ d'application de la norme. Par exemple, lorsqu'une norme de fiabilité s'applique à l'exploitant d'une centrale nucléaire, cette caractéristique est déjà codifiée à même la norme.

[166] La Régie est d'avis que l'inscription, au Registre des entités, de l'entité, de sa ou ses Fonction(s) de la NERC et de ses installations est nécessaire et suffisante pour permettre de faire les liens entre les entités visées et les normes de fiabilité qui leur sont applicables.

[167] Par ailleurs, la Régie note que le Registre des entités, tel que soumis par le Coordonnateur, a recours à différents moyens d'identification des entités. Ainsi, généralement, l'identification corporative est utilisée mais une division, un groupe ou la localisation d'une installation de cette entité sont parfois utilisés.

[168] La Régie est d'avis que le Registre des entités doit préciser minimalement les informations suivantes :

- l'identification corporative de l'entité;
- l'adresse corporative de l'entité;
- la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce conformément au modèle fonctionnel de la NERC.

[169] La Régie est également d'avis que l'identification des installations visées et celle des entités visées sont liées et qu'elles dépendent du contenu des normes de fiabilité applicables au Québec. **Pour cette raison, la Régie est d'avis que ces deux registres, soumis pour approbation, forment un tout indissociable et, par conséquent, doivent former un seul registre.**

[170] La Régie remarque que les normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur visent généralement les installations de transport et de production du RTP. Toutefois, certaines de ces normes visent, de façon plus spécifique, des installations de type ou d'usage particulier.

[171] À cet égard, la Régie constate que les normes de fiabilité déposées visent, entre autres, les installations suivantes :

- les installations du réseau RTP;
- les « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;
- les installations du Réseau bulk, en précisant les niveaux de tension applicable;
- les lignes exploitées à 200 kV et plus;
- une centrale nucléaire;
- les installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;
- les automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.

[172] La Régie constate que plusieurs de ces installations ont été inscrites au Registre des installations. Toutefois, en matière d'identification des installations du RTP, la preuve du Coordonnateur se limite à déposer, pour information, le Schéma d'exploitation. Il en va de même pour la liste des lignes exploitées à 200 kV et plus qui n'est pas inscrite à ce registre.

[173] À cet égard, la Régie est d'avis que les listes des éléments du RTP et des lignes exploitées à 200 kV et plus sont tout aussi importantes que les autres listes d'installations inscrites au Registre des installations.

[174] Pour les motifs mentionnés précédemment, la Régie :

- accepte :
 - o les aspects normatifs à caractère technique identifiés aux registres, et demande, tel qu'exprimé au paragraphe 127, de les intégrer sous forme d'annexe aux textes des normes de fiabilité visées;
 - o la liste des entités apparaissant au Registre des entités;
 - o la liste des installations apparaissant au Registre des installations.
- mais rejette, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité.

[175] La Régie demande au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement. En lien avec chacune des entités visées, ce registre doit contenir les informations suivantes :

- l'identification corporative de l'entité;
- l'adresse corporative de l'entité;
- la ou les Fonction(s) de la NERC que l'entité exerce, conformément au modèle fonctionnel de la NERC;
- l'identification de ses postes, lignes et centrales classés RTP en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable et pour les centrales, la valeur de leur puissance installée;
- l'identification de ses postes, lignes et centrales classés Réseau bulk en précisant, pour les postes, les niveaux de tension applicable;
- l'identification de ses « actifs classés critiques » aux fins des normes CIP;
- l'identification de ses lignes de transport exploitées à 200 kV et plus;
- l'identification de ses centrales nucléaires;
- l'identification de ses installations ou appareils requis pour la remise en charge du réseau;
- l'identification de ses automatismes de réseau classés de type I ou II par le NPCC.

6. GLOSSAIRE DES TERMES ET DES ACRONYMES RELATIFS AUX NORMES DE FIABILITÉ

[176] Le Coordonnateur dépose le Glossaire et, considérant l'évolution du dossier, demande à la Régie de l'approuver.

[177] Ce glossaire présente la définition des termes et la signification des acronymes utilisés dans les normes de fiabilité et est, pour l'essentiel, une traduction des termes employés dans les normes de fiabilité de la NERC⁶⁴.

6.1 OPINION DE LA RÉGIE

[178] La Régie constate que la majorité des intervenants ne s'objectent pas à l'approbation d'un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité par la Régie. Bien au contraire, NLH en fait une demande formelle à la Régie et RTA y souscrit.

[179] Toutefois, la Régie note la réserve de l'intervenant ÉLL/EBM à l'effet que le Glossaire déposé devrait être considéré uniquement aux fins de la présentation de la preuve et qu'il ne devrait pas être utilisé comme outil de référence pour les dossiers présents ou futurs du Transporteur ou du Coordonnateur.

[180] La Régie partage les avis exprimés par le Coordonnateur, NLH et RTA à l'effet que le Glossaire permet de préciser le contenu des normes de fiabilité qui sont déposées pour adoption et est d'avis que les intervenants ont eu l'occasion, dans le cadre du présent dossier, d'intervenir sur les définitions proposées par le Coordonnateur.

[181] La Régie note que le Glossaire est déposé dans une version française seulement et que NLH demande qu'une version anglaise soit également déposée pour approbation par la Régie.

[182] Par ailleurs, la Régie remarque que le terme « sabotage » au sens de la norme CIP-001-1 n'est défini qu'au document Registre des installations et que le terme « chemins d'interconnexion » n'est pas défini, bien qu'utilisé aux Matrices d'application pour désigner les installations visées par certaines normes de fiabilité, notamment la norme MOD-006-0.

⁶⁴ NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards, April 20, 2009; pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, pages 19 et 20.

[183] Ainsi, la Régie demande que la définition de « sabotage » et celle de « chemins d'interconnexion » soient intégrées au Glossaire.

[184] La Régie demande au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés.

7. MATRICES D'APPLICATION

[185] Le Coordonnateur dépose la Matrice CER et demande à la Régie d'en prendre acte⁶⁵. Cette matrice a été révisée à plusieurs occasions et la dernière version est datée du 10 novembre 2010⁶⁶.

[186] Selon le Coordonnateur, la Matrice CER a pour objectif de faciliter l'application des normes de fiabilité en identifiant les facteurs de risque associés au non-respect des exigences de chaque norme, les installations visées par les normes de fiabilité ainsi que les fonctions et Catégories de fonction du modèle de la NERC visées par les normes de fiabilité. Cette matrice réfère également à des documents produits par le NPCC qui proposent des façons de faire permettant de satisfaire les exigences de la NERC⁶⁷.

[187] Le 29 septembre 2010, ÉLL/EBM dépose la Matrice ÉLL/EBM⁶⁸ et demande à la Régie d'en prendre également acte⁶⁹. Le Coordonnateur ne s'objecte pas à ce que la Régie prenne acte de cette matrice.

⁶⁵ Pièce B-1, demande, page 4.

⁶⁶ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6.

⁶⁷ Pièce B-1, HQCMÉ-1, document 1, page 36.

⁶⁸ Pièce C-3-15.

⁶⁹ Pièce A-39-2, page 54.

[188] Selon ÉLL/EBM, la Matrice ÉLL/EBM permet d'identifier les normes de fiabilité et exigences qui lui sont spécifiquement applicables en lien avec ses obligations⁷⁰.

7.1 OPINION DE LA RÉGIE

[189] La Régie note que les matrices déposées par le Coordonnateur et ÉLL/EBM intègrent des éléments normatifs, des exigences, des particularités, des variantes et des exceptions, lesquels seront intégrés aux normes de fiabilité.

[190] La Régie est d'avis que la Matrice CER est un outil d'information pour les entités visées et considère que la Matrice ÉLL/EBM est un reflet de la compréhension mutuelle établie entre le Coordonnateur et cette entité.

[191] La Régie ne juge pas opportun de donner suite aux demandes du Coordonnateur et de ÉLL/EBM de prendre acte des matrices.

8. AUTRES CONSIDÉRATIONS

8.1 RENVOI À DES CRITÈRES NPCC OU À DES EXIGENCES DU TRANSPORTEUR

[192] Le 22 septembre 2010, le Coordonnateur dépose des versions révisées de certaines pièces au dossier ainsi que de nouvelles pièces, dont le Guide d'application des documents NPCC relatifs à la fiabilité (le Guide NPCC).

⁷⁰ Pièce A-39-2, pages 51 à 55.

[193] Le Guide NPCC a été modifié à quelques reprises. La version finale est datée du 21 octobre 2010⁷¹.

[194] Tel qu'il le mentionne, le Guide NPCC vise à préciser le contexte d'application, au Québec, des documents approuvés par le NPCC. Les documents de fiabilité du NPCC sont classés selon quatre types, soit :

- « A » pour les Critères;
- « B » pour les Guides;
- « C » pour les Procédures;
- « D » pour les Répertoires de fiabilité.

[195] Le Coordonnateur indique, entre autres, que :

« Le respect des documents de type « A » (Critère) et « D » (Répertoire de fiabilité) précisant un contexte régional tel qu'exigé par une norme de la NERC adoptée par la Régie de l'énergie du Québec est obligatoire et sujet à sanction au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie en cas de non-conformité à ces documents.

[...]

Les entités qui sont membres à part entière du NPCC (Full Member) doivent, de par leur convention d'adhérent (membership agreement) et des autres obligations souscrites auprès du NPCC, respecter l'ensemble des documents de type « A », « B », « C » et « D » mis en vigueur par le NPCC⁷². »

[196] Par contre, le Coordonnateur précise que le respect des exigences énoncées dans les quatre types de document, dont l'application n'est pas exigée par une norme NERC adoptée par la Régie, est facultatif au sens de la Loi. D'autre part, le Coordonnateur identifie à la Matrice CER, pour chaque exigence, des documents qu'il classifie selon les appellations suivantes :

- « documents NPCC (conformité obligatoire) »;
- « documents NPCC (conformité facultative) »;
- « autres documents de référence ».

⁷¹ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5.3.

⁷² *Ibid.* à la page 3.

[197] Sous la catégorie « autres documents de référence », le Coordonnateur cite, entre autres, des documents du NPCC⁷³ et des documents génériques du Transporteur et du Coordonnateur (Exigences techniques de raccordement, Instruction commune, Entente de raccordement, Contrat(s))⁷⁴.

[198] La Matrice CER permet d'identifier les normes de fiabilité dont certaines exigences rendent obligatoire, par renvoi, le respect de documents NPCC. Ces normes sont les suivantes : EOP-005-1, EOP-009-0, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0, PRC-018-1 et TOP-002-2.

[199] Le Coordonnateur précise également à cette matrice les catégories de fonction qui permettent d'identifier les entités sujettes, le cas échéant, à l'obligation de se conformer, selon la Loi, aux documents NPCC applicables.

8.1.1 POSITION DES INTERVENANTS

[200] L'intervenant ÉLL/EBM conclut de sa matrice et de la Matrice CER qu'aucune des normes de fiabilité pour lesquelles le Coordonnateur indique un document NPCC dont la conformité serait obligatoire ne s'applique à ÉLL/EBM.

[201] Les autres intervenants au dossier n'émettent aucun commentaire additionnel sur cette matrice.

8.1.2 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[202] Le Coordonnateur allègue dans sa réplique :

⁷³ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, page 34, norme EOP-005-1.

⁷⁴ *Ibid.* à la page 41, norme FAC-002-0.

« En effet, considérant que ces critères du NPCC sont appelés à être modifiés dans un avenir plus ou moins rapproché et que leur forme sera également modifiée vraisemblablement en forme de normes, le coordonnateur de la fiabilité est d'avis que la prudence est de mise dans un contexte aussi évolutif. Il est important de rappeler que la présente demande constitue un premier dépôt de normes à la Régie et qu'il y aura d'autres dépôts de nouvelles normes compte tenu du développement des normes notamment par la NERC puisque c'est un processus continu. De plus, si les critères du NPCC sont transformés en normes, le coordonnateur de la fiabilité pourra ainsi les déposer à la Régie conformément à l'article 85.7 paragraphe 2, qui prévoit que les normes peuvent : " rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue " ⁷⁵. »

[203] Dans ses commentaires finaux, le Coordonnateur réitère que la Matrice CER vise, notamment, à ajouter les précisions requises aux normes de fiabilité qui comprennent un tel renvoi, de façon à clarifier le cadre d'application de ces normes au Québec.

8.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[204] La Régie observe de la Matrice CER que plusieurs documents NPCC ou autres ne sont fournis qu'à titre de référence. Toutefois, certains documents du NPCC seraient, selon le Coordonnateur, obligatoires au sens de la Loi.

[205] La Loi prévoit à son article 85.7 que les normes de fiabilité adoptées par la Régie peuvent *« rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue »*.

⁷⁵ Pièce A-39-2, pages 13 et 14.

[206] La Régie constate que, bien que les documents NPCC désignés par le Coordonnateur comme étant obligatoires au sens de la Loi soient établis par un organisme avec lequel elle a conclu une entente, ce même organisme ne qualifie pas ces documents comme étant des normes de fiabilité.

[207] La Régie comprend de la Matrice CER et du Registre des entités, qu'à l'exception de certaines exigences de la norme PRC-018-1 qui rendent le critère A-15 du NPCC obligatoire par renvoi, seulement HQT, HQP et La Société en commandite hydroélectrique Manicouagan sont visées par ces renvois.

[208] La Régie s'assure que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte. En conséquence, tout critère ou élément normatif doit lui être soumis pour adoption sous forme de norme, afin que son respect devienne obligatoire.

[209] En vertu de l'article 85.7 de la Loi, la Régie peut rendre obligatoire le respect de normes de fiabilité mais non de critères.

[210] En conséquence, la Régie rejette la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte.

8.2 INSCRIPTION D'ONTARIO POWER GENERATION À TITRE D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU QUÉBEC

[211] Lors du dépôt de la demande en juin 2009, OPG était considérée par le Coordonnateur comme un négociant. OPG constate, en juin 2010, qu'elle est également considérée comme un exploitant d'installations de production pour la centrale de Chats Falls et est assujettie à la juridiction du Québec, ce que l'intervenante conteste.

[212] Dans sa demande d'intervention, OPG fait état des éléments suivants :

- Les installations de production d'OPG à Chats Falls sont électriquement situées à l'intérieur de la province de l'Ontario;
- La centrale est propriété conjointe d'HQP et d'OPG;
- La centrale est exploitée suivant les termes d'une licence de production obtenue de l'Ontario Energy Board (OEB);
- Toute l'électricité produite est injectée dans le réseau ontarien, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- L'exploitation de la centrale, en ce qui a trait à la fiabilité, est sous la juridiction de l'Independent Electricity System Operator (IESO), le coordonnateur de la fiabilité en Ontario;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario sont tenus de respecter les normes de fiabilité de la NERC, dont la surveillance est assurée par l'IESO.

[213] Au soutien de sa prétention, OPG se réfère à une lettre adressée par l'IESO au Coordonnateur en date du 20 août 2010⁷⁶ faisant part des éléments suivants :

- Bien qu'OPG exploite les unités 6-9 à la centrale de Chats Falls pour le compte d'HQP, que les installations chevauchent la rivière Outaouais séparant le Québec et l'Ontario, toute l'énergie produite est acheminée sur le réseau de l'Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec;
- OPG ne reçoit aucune directive d'HQT pour l'exploitation de la centrale en matière de fiabilité ou de programmation;
- L'IESO, à titre de coordonnateur de la fiabilité et de responsable de l'équilibrage pour l'Ontario, est la seule entité qui fournit des directives pour toutes les unités de la centrale;
- Tous les participants au marché de l'électricité en Ontario doivent, conformément aux règles de marché en vigueur dans cette province, se conformer aux normes de fiabilité de la NERC;
- Le processus d'enregistrement de la NERC ne prévoit pas qu'une entité soit assujettie à plusieurs coordonnateurs de fiabilité ou responsable de l'équilibrage. En effet, l'article 500 des règles de la NERC prescrit que "*For all geographical or electrical areas of a bulk power system, the registration process shall [...] ensure that all loads and generators are under the responsibility and control of one and only one Balancing Authority*";

⁷⁶ Pièce B-43, HQCMÉ-2, document 4.1.

- Il s'ensuit, selon l'IESO, que HQT ne devrait pas inscrire OPG au Registre des entités en qualité d'exploitant d'installations de production sur son territoire.

8.2.1 POSITION DU COORDONNATEUR

[214] Dans sa réponse à l'IESO, le Coordonnateur dit partager les préoccupations énoncées par OPG relativement à la partie des installations de production située au Québec. Le Coordonnateur réfère au paragraphe 3 de l'article 85.3 de la Loi qui traite des « *propriétaires ou exploitants d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité [...]* », tout en faisant état du fait que la Loi n'inclut pas le concept de responsable de l'équilibrage.

[215] Le Coordonnateur y indique qu'il entend soustraire OPG du Registre des entités à titre d'exploitant d'installations de production, mais que la Régie devra statuer sur cette question.

8.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[216] La Régie constate qu'OPG, à titre d'exploitant et copropriétaire de la centrale de Chats Falls, répond aux directives de l'IESO à titre de responsable de l'équilibrage et de coordonnateur de fiabilité pour l'Ontario et qu'OPG est dans l'obligation de respecter les normes de fiabilité adoptées par la NERC.

[217] De plus, la Régie retient que toute l'énergie produite par la centrale de Chats Falls est acheminée sur le réseau de transport de l'Ontario, y compris les quantités destinées ultimement au Québec.

[218] La Régie constate également que le Coordonnateur agréé à la demande d'OPG, en dépit du fait que la centrale soit en partie située au Québec.

[219] Pour ces motifs, la Régie reconnaît le bien-fondé de la position d'OPG et accepte que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d'installations de production inscrits au Registre des entités.

9. FRAIS INTÉRIMAIRES

[220] La demande du Coordonnateur date du 2 juin 2009. Cette demande est amendée par la suite et de nombreuses révisions sont apportées à la preuve. De plus, la Régie a décidé de traiter le présent dossier en deux phases.

[221] L'audience de la phase 1 s'est déroulée les 7 et 14 octobre 2010.

[222] L'audience de la phase 2 se tiendra les 8, 9 et, si nécessaire, 10 juin 2011.

[223] **La Régie demande aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais interimaire pour la phase 1 du dossier.**

[224] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE l'objection du Coordonnateur relative à la première partie du complément de preuve de NLH déposée le 1^{er} octobre 2010;

DEMANDE au Coordonnateur de supprimer le deuxième paragraphe de la définition du RTP : « *Le réseau de transport principal est sous la supervision du coordonnateur de la fiabilité du Québec (direction Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), Hydro-Québec TransÉnergie)* »;

DEMANDE au Coordonnateur de traduire l'expression « *Bulk Electric System (BES)* » par « système de production-transport d'électricité » dans le contexte générique des normes de fiabilité de la NERC et de traduire l'expression « Réseau de transport principal (RTP) » par « Main transmission system (MTS) » dans le contexte spécifique de la désignation du champ d'application de la plupart des normes de fiabilité applicables au Québec et de modifier la version française des normes de fiabilité visées et le Glossaire;

RECONNAÎT la pertinence des normes de fiabilité déposées et le fait qu'elles auront un impact sur les entités visées par ces normes;

ACCEPTE le contenu des normes de fiabilité de la NERC et les Facteurs de risque associés, tels que déposés, ainsi que les aspects normatifs québécois contenus dans le Registre des entités visées, le Registre des installations et les Matrices d'application;

DEMANDE au Coordonnateur :

- d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;
- d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;
- de produire ces nouvelles annexes dans leurs
 - versions française et anglaise;
 - de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque;

DEMANDE au Coordonnateur de suivre les lignes directrices exprimées aux paragraphes 130 à 133 de la présente décision lors de l'élaboration des normes de fiabilité;

FIXERA un échéancier pour le dépôt des normes de fiabilité révisées conformément aux demandes énoncées dans la présente décision, dans leurs versions française et anglaise, en vue de leur adoption finale;

ACCEPTE la liste des entités apparaissant au Registre des entités ainsi que la liste des installations apparaissant au Registre des installations;

REJETTE, dans leur forme actuelle, les documents Registre des entités visées par les normes de fiabilité et Registre des installations visées par les normes de fiabilité;

DEMANDE au Coordonnateur de lui soumettre un Registre des entités, pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement;

DEMANDE au Coordonnateur de lui déposer pour approbation, au même moment que les textes des normes de fiabilités révisées, lequel sera fixé ultérieurement, un glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité applicables au Québec, en versions française et anglaise, en tenant compte de tous les points de décision énoncés;

REJETTE la proposition du Coordonnateur de rendre obligatoire le respect de critères NPCC par simple renvoi relativement aux normes de fiabilité qu'elle adopte;

RECONNAÎT le bien-fondé de la position d'OPG et **ACCEPTE** que le Coordonnateur exclue OPG de la liste des exploitants d'installations de production inscrits au Registre des entités;

PERMET aux intervenants, le cas échéant, de déposer, dans les 30 jours de la présente décision, une demande de paiement de frais intérimaires pour la phase 1 du dossier;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous autres points énoncés dans la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Représentants :

- Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL/EBM) représenté par M^e Pierre Legault et M^e Paule Hamelin;
- Hydro-Québec représentée par M^e Carolina Rinfret;
- Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) représentée par M^e André Turmel;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M^e Louise Cadieux;
- Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^e Pierre Grenier.

ANNEXE 1

Annexe 1 (7 pages)

M.T. _____

M.H. _____

L.R. _____

Introduction

La présente annexe dresse une liste, non exhaustive, des aspects normatifs identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur, lesquels devraient être intégrés aux normes de fiabilité, plus précisément en annexe à celles-ci.

Cette liste est établie à partir des pièces soumises en preuve, notamment aux documents suivants :

- le « registre des installations visées par les normes de fiabilité »;
- le « registre des entités visées par les normes de fiabilité »;
- la « matrice d'application des normes de fiabilité de la NERC ».

Dans les sections subséquentes, chacune des familles de normes de fiabilité (BAL, CIP, etc.), pour lesquelles le Coordonnateur apporte des distinctions dans le contexte de leur application au Québec, sont abordées et les distinctions sont identifiées.

Normes BAL - Équilibrage des ressources et de la demande

Les normes BAL s'adressent au responsable de l'équilibrage, au Coordonnateur, à l'exploitant du réseau de transport de même qu'aux exploitants d'installations de production et aux responsables de l'approvisionnement.

Ces normes ont, entre autres, pour objectif d'assurer le maintien de l'équilibre offre/demande et le réglage de la fréquence.

À la Matrice CER, le Coordonnateur précise, pour la norme BAL-003-0a, que le réseau du Québec est asynchrone et que l'écart de réglage de la zone (ACE) est calculé avec une composante fréquence seulement.

Norme CIP - Protection des infrastructures critiques

Les normes CIP ont, entre autres, pour objectif d'identifier et de protéger les infrastructures critiques du réseau.

La norme CIP-001-1 s'adresse à plusieurs entités et vise le signalement des actes de sabotage. Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'au Québec, les communications mentionnées à l'exigence E.4 ne se font pas avec la Gendarmerie Royale du Canada mais avec la Sûreté du Québec.

Le Coordonnateur précise au Registre des installations que les normes CIP-002-1 à CIP-009-1 visent les actifs qui sont définis selon la méthodologie décrite dans l'encadrement « TTI-N-SEC-003 Méthodologie d'identification des actifs critiques d'Hydro-Québec pour rencontrer les exigences des CIP de la NERC » produit par le Coordonnateur. Il ajoute que cette méthode s'applique à l'ensemble du Québec¹.

En relation avec la norme CIP-004-01, le Coordonnateur fournit, dans la version française de la norme, une note explicative sur « l'évaluation des risques liés au personnel » laquelle consiste, en pratique, à la vérification des antécédents du personnel.

Norme COM - Communications

Les normes COM encadrent les communications entre exploitants et les systèmes de télécommunications requis pour l'exécution des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, responsable des échanges et d'exploitant du réseau de transport et d'installations de production².

Pour la norme COM-001-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, qu'il est convenu que les communications entre les entités situées au Québec se font en français.

Norme EOP - Préparation et exploitation en situation d'urgence

Les normes EOP établissent les exigences minimales afin d'assurer un degré de préparation adéquat des exploitants pour faire face aux situations d'urgence telles qu'une panne du réseau, une défaillance en puissance ou encore l'indisponibilité des systèmes ou du centre de conduite du réseau.

¹ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R5.2.

² Norme COM-002-2.

En lien avec la norme EOP-004-1 portant sur la déclaration des perturbations affectant le RTP, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que :

- les paramètres applicables à l'Interconnexion de l'Est énoncés dans la norme sont également applicables à l'Interconnexion Québec;
- les responsables de l'approvisionnement de la catégorie LSE-2 (distributeurs autres qu'HQD³) sont exemptés de l'application de cette norme;
- l'expression « surtension prolongée » de l'annexe 1 de la norme est utilisée par opposition à « instantanée » ou « transitoire », ce qui exclut les surtensions transitoires attribuables à la foudre ou à des manœuvres sur le réseau;
- qu'il n'est pas requis de déclarer les perturbations survenant au Québec au DOE.

Norme FAC – Conception, raccordement et maintenance des installations

Les normes FAC ont pour objectif de déterminer les exigences relatives :

- au raccordement d'installations;
- à la détermination et à la communication des capacités des installations;
- à la détermination des limites d'exploitation;
- à la détermination des capacités de transfert;
- à la maintenance des équipements et des emprises de lignes;
- à la maîtrise de la végétation.

Le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que la norme FAC-002-0 s'applique à tout nouveau raccordement d'installations et à certaines modifications ou réfections d'installations de transport de production et de consommation, sans égard à leur inclusion au RTP.

En ce qui a trait à la norme FAC-003-1 portant sur la maîtrise de la végétation, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que cette norme s'applique de façon spécifique aux lignes électriques exploitées à 200 kV et plus, sans égard à leur inclusion au RTP.

³ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 4, page 13; de plus, le Coordonnateur définit, au Registre des entités, les exclusions applicables aux LSE-2 en précisant les seules normes qui leur sont applicables.

Norme IRO - Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion

Les normes IRO ont pour objectif d'établir, entre autres, l'autorité, les exigences et les responsabilités en lien avec les rôles du Coordonnateur.

La norme IRO-006-4 fait mention des procédures d'allègement de la charge des installations de transport (TLR) applicables à toute l'Interconnexion de l'Est, à l'Interconnexion de l'Ouest et à l'Interconnexion Ercot. Le Coordonnateur précise qu'il est la seule entité visée par cette norme et qu'il utilise, de son propre chef et à sa discrétion, une procédure locale pour répondre à un dépassement réel ou possible des limites d'exploitation (SOL) ou d'interconnexion (IROL)⁴.

Par ailleurs, en relation avec les normes IRO-001-1, IRO-004-1 et IRO-005-1, le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que certaines exigences, applicables aux LSE, ne sont applicables qu'à HQD (LSE-2 exclus).

Norme MOD - Modélisation, données et analyse

Les normes MOD couvrent, notamment, la modélisation des performances du réseau aux fins de la planification, de prévision, de l'analyse et de l'évaluation de la fiabilité.

Le Coordonnateur précise, à la Matrice CER, que les normes MOD-017 à MOD-021, applicables aux LSE, sont applicables seulement à HQD⁵ (LSE-2 exclus).

Norme PER - Résultats, formation et compétence du personnel

Les normes PER visent à s'assurer que les réseaux de transport interconnectés sont exploités par du personnel qualifié, compétent et possédant l'autorité nécessaire pour diriger ou commander les opérations requises.

Ces normes visent, le cas échéant, les fonctions BA, RC et TOP. Le Coordonnateur identifie, au Registre des entités, la DCER comme étant la seule entité responsable de ces fonctions au Québec. Ces normes ne visent que les exploitants du réseau de transport principal de la direction CER.

⁴ Pièce B-10, HQCMÉ-3, document 1.1, R7.1.

⁵ Pièce B-55, HQCMÉ-2, document 6, pages 66 à 68.

Norme PRC - Réglages et protections

Les normes PRC ont pour objectif d'établir les exigences en matière de coordination, d'installation, de maintenance et de tests des systèmes de protection des installations de transport et de production, des automatismes de réseaux (SPS) et des systèmes de délestage en sous-fréquence et en sous-tension.

En relation avec la norme PRC-001-1, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions en matière de coordination des protections des installations situées à la frontière entre le RTP et les réseaux de transport régionaux.

Pour la norme PRC-004-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que l'analyse des fonctionnements incorrects des systèmes de protection visés s'applique aux éléments du Réseau bulk mais, qu'à la discrétion du Coordonnateur, elle pourrait s'étendre à d'autres installations du RTP.

Le Coordonnateur précise, à la version française de la norme PRC-005-1, que cette norme vise les programmes d'entretien et d'essais des systèmes de protection qui ont une incidence sur la fiabilité du Réseau bulk. Au Registre des installations, il précise que cette norme doit être appliquée aux éléments du Réseau bulk.

En ce qui a trait à la norme PRC-017-0, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, que les automatismes de réseau de type III ne sont pas visés par cette norme.

Pour ce qui est des exigences relatives à l'installation des équipements de supervision des perturbations définies à la norme PRC-018-1, le Coordonnateur précise, au Registre des installations, les installations ou équipement à pourvoir d'enregistreur chronologique d'événement, d'enregistreur de défaut ou d'enregistreur dynamique de perturbation.

Par ailleurs, le Coordonnateur propose, au Registre des installations, un plan d'implantation des équipements de surveillance requis, selon la norme PRC-018-1, de 6 ans à compter de la date de son adoption par la Régie.

Norme TOP - Exploitation du réseau de transport

Les normes TOP établissent la base des pratiques d'exploitation de réseau qui permet d'en assurer la fiabilité et sont pertinentes et essentielles à la fiabilité de l'Interconnexion Québec et à la coordination de l'exploitation avec l'Interconnexion de l'Est.

En relation avec les données de production et de transport à fournir selon certaines exigences des normes TOP-002-2 ou TOP-006-1, le Coordonnateur définit, dans le Registre des installations, les informations à fournir, l'horizon temporel à considérer ou le rythme de transmission à satisfaire.

Le Coordonnateur précise également, au Registre des installations, les particularités applicables aux exploitants des « Installations de production à vocation industrielle » ainsi que leur implication sur certaines exigences applicables à d'autres entités, notamment, aux BA, TOP ou RC.

Norme TPL - Planification du transport

Les normes TPL visent à établir les exigences minimales en matière de conception et de planification du réseau, afin de s'assurer d'un niveau de performance adéquat du réseau de transport.

Le Coordonnateur recommande l'application de ces normes uniquement sur le Réseau bulk⁶. Aussi, il précise, au Registre des installations, que les normes TPL-001-0 à TPL-004-0 ne s'appliquent qu'au Réseau bulk, tel que défini par le critère A-10 du NPCC⁷, ce qui est également réitéré dans la version française du texte des normes TPL-002-0 à TPL-004-0.

⁶ Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 24.

⁷ Pièce B-54, HQCMÉ-2, document 5, page 18.

Norme VAR - Tension et puissance réactive

Les normes VAR établissent des exigences en matière de réglage de la tension et de la puissance réactive, de façon à maintenir la tension du réseau dans les limites prescrites.

En relation avec la norme VAR-002-1a, le Coordonnateur fournit, au Registre des installations, des précisions relatives à la gestion de la tension à maintenir à la sortie des centrales ou aux points de raccordement des producteurs avec le réseau d'un tiers.